



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Departamento de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Análise do desempenho de produção energética do Sistema Solar Fotovoltaico Instalado no ISEL

Filipe Miguel Sequeira Barros José

Dissertação para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Professora Doutora Carla Solange Pires Correia Viveiros
Professor Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata

Júri:

Presidente: Professor Doutor Hiren Canacsinh
Vogais: Professora Doutora Cristina Inês Camus
Professora Doutora Carla Solange Pires Correia Viveiros

Julho de 2023

Agradecimentos

O meu agradecimento aos meus orientadores, Professora Doutora Carla Solange Pires Correia Viveiros e ao Professor Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata, que desde logo demonstraram interesse em me ajudarem com o tema e na realização desta dissertação.

Um agradecimento também especial a todos os docentes desta instituição, que de alguma forma contribuíram para a minha aprendizagem no meu percurso académico.

Aos meus amigos agradeço todo o apoio que me foram dando até aqui, que também sem eles tudo isto não seria possível. Agradeço aos meus amigos que fui fazendo ao longo deste tempo nesta instituição, que também contribuíram para o meu sucesso quer a nível pessoal, como académico.

Um enorme agradecimento do fundo do coração à minha família, principalmente aos meus pais, por todo o esforço e o apoio que me foram dando ao longo dos anos, que me permitiu concluir o curso, bem como ao longo do meu percurso académico e que fizeram de mim a pessoa que sou hoje.

Resumo

Nos últimos anos, a utilização de fontes renováveis para a obtenção de energia elétrica tem sido uma grande aposta para parte de utilizadores de instalação de consumos, permitindo uma maior independência e descentralização do consumo da rede. A constante alteração do nível da legislação tem permitido o aumento do interesse em sistemas para autoconsumo.

Esta dissertação teve como objetivo analisar o desempenho da instalação de produção solar fotovoltaica do campus do ISEL. Com a entrada de funcionamento do sistema fotovoltaico no dia 16 de janeiro de 2020, é importante fazer uma análise do seu funcionamento para identificar quais os problemas existentes e melhorias que podem ser feitas.

Neste trabalho foram analisados dados reais de consumo e produção fotovoltaica do ISEL nos anos 2020 e 2021 recolhidos do sistema com um intervalo temporal de 15 em 15 minutos. Com os dados retirados do sistema, foram caracterizados diversos cenários de produção e consumo de energia ao longo do ano, bem como o cálculo percentual de produção e energia da rede em relação ao consumo mensal e anual para 2020 e 2021.

Simulou-se o funcionamento do sistema implementado, utilizando o software PVsyst, e efetuou-se uma análise económica para uma solução com a otimização do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. O tratamento dos dados recolhidos do sistema e da simulação foi realizado em *Microsoft Excel*. Também foi possível realizar uma breve vistoria do local para verificar possíveis anomalias por parte do sistema que venham a prejudicar o normal funcionamento.

Com a análise dos resultados obtidos, verificou-se uma variação de desvio percentual na produção na ordem dos 20% a menos do sistema simulado para o sistema implementado. Para este aspeto contribuiu a falta ou ausência de limpeza dos painéis, que também se pode verificar na altura da vistoria. Com a implementação da solução para a otimização dos ângulos de inclinação dos painéis fotovoltaicos ter-se-ia um ganho adicional de produção anual de energia de 4,5%, levando 11 anos para a recuperação do investimento.

Abstract

In recent years, the use of renewable sources to obtain electricity has been a big bet on the part of users of consumption installations, allowing greater independence and decentralization of consumption from the network. The constant change in legislation has allowed for an increase in interest in systems for self-consumption.

This dissertation aimed to analyse the performance of the photovoltaic solar production installation on the ISEL campus. With the photovoltaic system coming into operation on January 16, 2020, it is important to realize an analysis of its operation to identify the existing problems and improvements that can be made.

In this work, it was analysed real data of consumption and photovoltaic production of ISEL from the years 2020 and 2021 collected from the system with a time interval of 15 in 15 minutes. With the data taken from the system, several energy production and consumption scenarios were characterized throughout the year, as well as the calculation of the percentage of production and energy from the network in relation to monthly and annual consumption for 2020 and 2021.

The functioning of the implemented system was simulated, using the PVsyst software, and an economic analysis was carried out for a solution with the optimization of the angle of inclination of the photovoltaic modules. The processing of data collected from the system and the simulation was carried out in Microsoft Excel. It was also possible to carry out a brief inspection of the site to verify possible anomalies on the part of the system that may affect normal functioning.

With the analysis of the obtained results, it was verified a variation of percentage deviation in the order of 20% less production of the simulated system for the implemented system. To this aspect contributed the lack or lack of cleaning of the panels, which can also be verified at the time of the inspection. With the implementation of the solution for the optimization the angles of inclination of the photovoltaic panels, there would be an additional gain in annual energy production of 4.5%, taking 11 years to recover the investment.

Índice

Índice de figuras	11
Índice de tabelas.....	13
Siglas	14
Nomenclatura	15
1. Introdução	17
1.1. Enquadramento	17
1.2. Motivação e objetivos	18
1.3. Estrutura.....	19
2. Energia solar fotovoltaica	21
2.1. Energia solar fotovoltaica instalada em Portugal e no mundo.....	21
2.2. Princípio de funcionamento	23
2.3. Fatores influentes	23
2.3.1. Ambiente.....	23
2.3.2. Sistema fotovoltaico.....	26
2.3.3. Instalação	28
2.4. Custo do sistema fotovoltaico.....	30
2.4.1. Planeamento de um sistema fotovoltaico	30
2.5. Recurso solar	31
2.5.1. Radiação solar	31
2.5.2. Movimento de translação da Terra em torno do Sol.....	33
2.5.3. Declinação solar	33
2.5.4. Posição solar ao longo do dia	35
2.5.5. Componentes da radiação incidente num coletor	36
2.6. Regulamentação legal.....	41
2.6.1. Legislação aplicada em Portugal.....	41
3. Instalação fotovoltaica em estudo.....	45
3.1 Campus do ISEL	46
3.2. Caracterização do sistema.....	46
3.3. Painéis fotovoltaicos.....	48
3.4. Inversores.....	50
3.5. Exemplo de cálculo para dimensionamento de sistema de produção fotovoltaico	50
4. Análise do sistema em estudo.....	55

4.1	Consumo vs Produção	55
4.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico com Software PVsyst	62
4.3	Valores de simulação de produção de energia	70
4.4	Produção Simulação vs Produção real	72
4.5	Otimização de produção com a variação de inclinação dos módulos	77
5.	Manutenção de sistema fotovoltaicos	85
5.1.	Termografia	88
5.1.1.	Inspeções termográficas a módulos fotovoltaicos	89
6.	Conclusões	91
	Referências bibliográficas	93
	Anexo A: Caraterísticas técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados no sistema do ISEL	97
	Anexo B: Caraterísticas técnicas dos inversores utilizados no sistema do ISEL	99

Índice de figuras

Figura 1: Energia fotovoltaica instalada no mundo [3].....	21
Figura 2: Energia fotovoltaica instalada em Portugal [3].....	22
Figura 3: Eficiência do módulo em função da temperatura [2].....	24
Figura 4: Curvas I-U do módulo para diferentes temperaturas e para uma irradiância constante de 1000 W/m ² [5].....	25
Figura 5: Curvas I-U do módulo para diferentes irradiâncias, a uma temperatura constante [5].....	25
Figura 6: Massa de ar (AM) que mede o comprimento relativo percorrido pela radiação solar na travessia da atmosfera terrestre [14].....	32
Figura 7: Movimento de translação da Terra em torno do Sol [14].....	33
Figura 8: Declinação solar como o ângulo entre o plano do equador e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol [14].....	34
Figura 9: Posição do sol ao longo do dia definida pela altura solar e o azimute [14].....	35
Figura 10: Definição de ângulo horário como ângulo que a Terra deve girar até o Sol estar diretamente sobre o meridiano local [14].....	36
Figura 11: Componentes da radiação solar incidente num coletor [14].....	37
Figura 12: Coletor solar com um ângulo de azimute ϕ_C (positivo para sudeste e negativo para sudoeste) e inclinação Σ , estando o sol com um ângulo de azimute ϕ_S e altura β [14].....	39
Figura 13: Incidência da radiação difusa na superfície de um coletor com inclinação Σ [14].....	40
Figura 14: Vista aérea do campus [17].....	46
Figura 15: Distribuição do número de módulos fotovoltaicos do sistema (vista aérea) [18].....	47
Figura 16: Figura esquemática do sistema fotovoltaico ligado à rede [19] [20] ...	48
Figura 17: Garantia da performance dos módulos nos 30 anos de vida útil [18].....	49
Figura 18: Inversor SUN2000-35KTL [18].....	50
Figura 19: Inversor SUN2000-60KTL-MO [18].....	50
Figura 20: Orientação de 110° do edifício E [18].....	54
Figura 21: Consumo vs Produção 2020 – Pior cenário.....	58
Figura 22: Consumo vs Produção 2021 – Pior cenário.....	58
Figura 23: Consumo vs Produção 2020 – Melhor cenário.....	59
Figura 24: Consumo vs Produção 2021 – Melhor cenário.....	59
Figura 25: Consumo vs Produção 2021 – Fim de semana de 17 e 18 de Abril de 2021.....	60
Figura 26: Menu principal do software PVsyst [21].....	63
Figura 27: Características do local em estudo [21].....	64
Figura 28: Irradiação horizontal global e difusa [21].....	64
Figura 29: Parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute [21].....	65
Figura 30: Parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute [21].....	66
Figura 31: Parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute [21].....	66
Figura 32: Implementação do sistema fotovoltaico para a orientação de 20° [21].....	67
Figura 33: Implementação das características técnicas dos módulos fotovoltaicos [21].....	68

Figura 34: Implementação das características técnicas do inversor de 60kW [21]	68
Figura 35: Implementação das características técnicas do inversor de 40kW [21]	69
Figura 36: Implementação do perfil diário de consumo [21]	69
Figura 37: Implementação do perfil mensal de consumo [21]	70
Figura 38: Simulação de energia produzida para o mês de dezembro	71
Figura 39: Simulação de energia produzida para o mês de Julho	71
Figura 40: Energia total produzida ao longo do ano de 2020 dados reais	72
Figura 41: Energia total produzida ao longo do ano de 2021 dados reais	73
Figura 42: Energia total simulada ao longo de um ano	73
Figura 43: Perdas de energia simulada ao longo de um ano	75
Figura 44: Introdução dos parâmetros para otimização de ângulo de inclinação [21]	77
Figura 45: Ângulo ótimo de inclinação para a variante de 20° [21]	77
Figura 46: Ângulo ótimo de inclinação para a variante de 110° [21]	78
Figura 47: Ângulo ótimo de inclinação para a variante de -70° [21]	78
Figura 48: Imagem termográfica de um módulo do sistema	88
Figura 49: Câmara termográfica Fluke TiS20 [25]	88
Figura 50 : Imagem normal de um módulo do sistema	90
Figura 51 Imagem termográfica de um módulo do sistema com visualização de um ponto quente	90
Figura 52: Dimensões [18]	97
Figura 53: Garantia da performance ao longo dos 30 anos de vida útil [18]	97
Figura 54: Curvas I-V [18]	98
Figura 55: Smart PV Controller SUN2000-60KTL-MO [18]	99
Figura 56: Curva de eficiência [18]	99
Figura 57: Smart String Inverter SUN2000-36KTL [18]	100
Figura 58: Curva de eficiência [18]	100

Índice de tabelas

Tabela 1: Rendimento elétrico para os dois tipos de células apresentados [7] ...	28
Tabela 2: Distribuição do número de módulos fotovoltaicos do sistema pelos edifícios E e G	47
Tabela 3: Dados de consumo e produção de energia referentes a 2020	56
Tabela 4: Dados de consumo e produção de energia referentes a 2021	57
Tabela 5: Percentagem de produção e de energia da rede em relação ao consumo mensal referente a 2020 e 2021	61
Tabela 6: Percentagem de produção e de energia da rede em relação ao consumo anual referente a 2020 e 2021	62
Tabela 7: Variação entre a energia produzida e simulada de 2020 e 2021	74
Tabela 8: Variação entre a energia anual.....	75
Tabela 9: Variação percentual entre a produção simulada e as perdas energéticas.....	76
Tabela 10: Variação percentual anual entre a produção anual simulada e as perdas energéticas anuais.....	76
Tabela 11: Variação da energia produzida com e sem otimização do ângulo de inclinação	79
Tabela 12: Relação entre os dados de simulação e dados reais sem e com otimização	80
Tabela 13: Custo da solução versus ganho adicional de energia	81
Tabela 14: Evolução do ganho total anual de energia ao longo dos anos	82
Tabela 15: Ganho total acumulado ao longo dos anos	83
Tabela 16: Instalações fotovoltaicas autónomas (plano de manutenção preventiva) [22]	86
Tabela 17: Instalações fotovoltaicas ligadas à rede (plano de manutenção preventiva) [22]	87
Tabela 18: Características elétricas em condições standard [18].....	97
Tabela 19: Características elétricas em condições nominais de temperatura [18]	98
Tabela 20: Coeficiente de temperatura [18].....	98
Tabela 21: Propriedades mecânicas [18].....	98
Tabela 22: Características técnicas [18]	100
Tabela 23: Características técnicas [18]	101

Siglas

AC – Corrente alternada;

AM – Massa de ar;

DC – Corrente contínua;

EGAC – Entidade de gestão do autoconsumo coletivo;

ERSE – Entidade reguladora dos serviços energéticos;

IU – Instalação de utilização;

NOCT – Testes de temperatura nominal de funcionamento;

RESP – Rede elétrica de serviço público;

SC – Constante solar;

STC – Testes standard realizados;

UPAC – Unidades de produção e autoconsumo;

Nomenclatura

- A – parâmetro solar – W/m^2 ;
- C – fator de difusão do céu – W/m^2 ;
- $\cos \varphi$ – fator de potência da carga;
- d – distância entre a Terra e o Sol – Km;
- $E_{fornecida,m}$ – energia fornecida no mês, m – KWh;
- H – ângulo horário – Graus;
- h_1 , distância perpendicular percorrida pela radiação na atmosfera;
- h_2 , distância percorrida pela radiação na atmosfera;
- I_B – radiação solar direta – W/m^2 ;
- I_{BC} – radiação recebida por uma superfície de um coletor – W/m^2 ;
- I_{BH} – radiação direta incidente – W/m^2 ;
- I_{DC} – radiação difusa que incide num coletor – W/m^2 ;
- I_{DH} – radiação difusa – W/m^2 ;
- I_{RC} – radiação refletida – W/m^2 ;
- I_0 – radiação fora da atmosfera – W/m^2 ;
- $I_{inv,max}$ – corrente máxima de entrada do inversor – A;
- I_{mp} – corrente máxima – A;
- $I_{mp,STC}$ – corrente máxima em condições standard do módulo – A;
- I_{sc} – corrente de curto-circuito – A;
- k – profundidade ótica (coeficiente de absorção);
- L – ângulo de latitude do local – Graus;
- l – distância entre a fonte e a carga – m;
- m – massa solar;
- $N_{p,max}$ – número máximo de *strings* em paralelo;
- $N_{s,max}$ – número máximo do módulos ligados em série;
- $N_{s,min}$ – número mínimo do módulos ligados em série;
- n – dia do ano;
- $OMIE_m$ – valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) Para Portugal (mercado diário) relativos ao mês, $m - 1$ – €/KWh;

P – potência consumida pela carga – W;
 P_{cabos} – perdas dos cabos – W;
 P_{max} – potência máxima – W;
 $R_{UPAC,m}$ – remuneração do mês, m – €;
 S – secção do condutor – mm²;
 T_{VOC} – coeficiente de temperatura – %/°C;
 $T_{ref,STC}$ – temperatura de referência de 25°C em condições standard – Graus;
 T_{max} – tensão máxima de 70°C;
 T_{min} – temperatura mínima de -10°C;
 $V_{ca,max}$ – tensão máxima de curto-circuito – V;
 $V_{ca,STC}$ – tensão em curto-circuito em condições standard – V;
 $V_{inv,max}$ – tensão máxima de funcionamento do inversor;
 $V_{inv,min}$ – tensão mínima de funcionamento do inversor – V;
 V_{mp} – tensão máxima – V;
 $V_{mp,min}$ – tensão mínima atingida pelo módulo para a maior temperatura de funcionamento – V;
 $V_{mp,STC}$ – tensão máxima de funcionamento em condições standard – V;
 V_{oc} – tensão em circuito aberto – V;
 V_0 – tensão da fonte – V;
 β – ângulo de altura solar – Graus;
 δ – declinação solar – Graus (°);
 θ – ângulo entre a normal e os raios solares – Graus;
 ρ – refletância;
 ρ – valor específico de resistência do material condutor – Ω/m ;
 Σ – ângulo de inclinação – Graus;
 ϕ_c – ângulo de azimute o coletor – Graus;
 ϕ_s – ângulo de azimute solar – Graus;

1. Introdução

1.1. Enquadramento

O crescimento significativo populacional e o desenvolvimento tecnológico têm levado a uma forte dependência e aumento consecutivo do consumo de energia, que foi sustentado com o aumento da exploração dos combustíveis fósseis ao longo dos vários tempos. O rápido aumento do consumo energético, associado ao carácter limitado dos combustíveis fósseis, levaram a vários organismos do sector a ponderar estratégias que visam a preparar a sociedade para uma eventual escassez desses mesmos recursos. Os sucessivos aumentos do custo têm gerado no mercado várias crises energéticas, como por exemplo a que se vive atualmente. As consecutivas crises têm alertado países por todo mundo para a necessidade da procura de alternativas que satisfaçam as necessidades energéticas.

E é assim que as fontes de energias renováveis surgem como alternativa face ao aumento do consumo, mas não só, pois permitem diminuir os níveis de emissão de CO₂ para a atmosfera, responsáveis pelo efeito de estufa, aumentando assim a temperatura média do planeta. As fontes de energia renovável são fontes de energia “inesgotável” que a natureza nos oferece e que se encontram em todo o planeta e disponível em diferentes recursos, quantidades ou intensidades, permitindo o seu aproveitamento satisfazer parte das necessidades atuais de energia.

Pelo facto de Portugal não possuir fontes de energia de origem fóssil, sempre foi destas energeticamente dependente do exterior, sendo por isso importador dessas fontes. No entanto, o país apresenta boas condições para a implementação de fontes de energia de origem renovável que podem ser exploradas. As metas de redução de CO₂ que Portugal tem vindo a adotar nos últimos anos, tem favorecido a exploração de fontes de energia não poluentes, permitindo que o país se torne energeticamente menos dependente de terceiros.

A energia solar fotovoltaica enquanto fonte de energia de origem renovável, tem sido amplamente utilizada por parte de vários países, não só na sua

implementação, mas também numa contínua melhoria da eficiência, diminuição dos custos de produção e aumento do tempo de vida útil da tecnologia.

Portugal beneficia de excelentes das condições geográficas comparativamente com outros países membros da União Europeia (UE), e por esses motivo tem usufruído bastante dessa tecnologia, que se tem revelado em crescimento nos últimos anos. Esse crescimento tem-se verificado muito por causa dos apoios institucionais colocados em prática. Estes têm sido direcionados para o mercado da microprodução e miniprodução com legislação simplificada e com benefícios económicos e fiscais, tornando o mercado acessível, seguro e adequado para os investidores. A aposta nas fontes de energia renovável tem permitido que Portugal alcance as metas e os compromissos estabelecidos com a União Europeia, diminuindo a dependência energética, as emissões de CO₂ e o aumentando a eficiência energética.

1.2. Motivação e objetivos

As energias renováveis apresentam-se como um grande potencial para o futuro, dado que possuem uma solução de elevada sustentabilidade. A aposta de vários países, bem como os objetivos e metas que têm traçado, na implementação de fontes de energia renovável, conduziu a que esta se torne num dos importantes motores da economia mundial, e de alteração do paradigma energético.

Devido à legislação reguladora dos sistemas de microprodução ter surgido recentemente em Portugal, o mercado apresenta-se em constante evolução e em forte crescimento. A microprodução abrange os sistemas de produção de energia renovável em pequena escala, e a fotovoltaica é a que tem obtido mais interesse por parte dos investidores, que está neste momento muito mais barata do que há uns anos atrás, alcançando preços que permitem competir com as fontes convencionais de energia.

O estudo realizado no âmbito desta dissertação tem como objetivo principal fazer a análise do desempenho de unidades fotovoltaicas de microprodução do *campus* do ISEL em pleno funcionamento. Com base em dados reais recolhidos pretende-se analisar os consumos de energia elétrica e de produção de energia solar fotovoltaica, assim como caracterizar a instalação existente. Foi efetuada

uma inspeção *in-situ* aos painéis, simulações em *software* do desempenho da instalação nas atuais condições, cálculo dos desvios entre simulação e valores reais de produção. Por fim analisando os resultados, propor soluções para a melhoria de desempenho e de eficiência de todo o sistema.

1.3. Estrutura

A presente dissertação está dividida em seis capítulos.

No primeiro capítulo é feito um enquadramento sobre o assunto que irá ser abordado neste trabalho de dissertação, bem como os motivos e os objetivos da realização da mesma. Por fim encontra-se descrita a estrutura deste documento ao qual diz respeito este subcapítulo.

No segundo capítulo é feita uma contextualização da energia solar fotovoltaica instalada em Portugal e no mundo, o seu princípio de funcionamento, fatores influentes na produção, custo e planeamento de instalação de um sistema fotovoltaico. Por último é apresentada a legislação portuguesa no que diz respeito a unidades de produção e autoconsumo.

No terceiro capítulo é efetuada a caracterização do sistema fotovoltaico que se pretende estudar.

O quarto capítulo apresenta a análise do sistema em estudo, e os valores de consumo e de produção ao longo dos anos 2020 e 2021. É apresentado o dimensionamento do sistema fotovoltaico em software PVsyst, e a comparação entre os valores de produção real com a simulada. Através do software será feita uma otimização de produção e no último subcapítulo será apresentada a viabilidade económica desta solução otimizada.

No quinto capítulo é abordada a importância da manutenção dos sistemas fotovoltaicos e os tipos de manutenção que existem. Ainda dentro da manutenção foi criado um subcapítulo para a termografia, método também utilizado na realização deste estudo para o inspeccionamento dos módulos.

O sexto capítulo apresenta conclusões e sugestões para futuros trabalhos que podem complementar o estudo deste sistema.

2. Energia solar fotovoltaica

2.1. Energia solar fotovoltaica instalada em Portugal e no mundo

No final da década de 1980, os investigadores especializados no campo dos painéis fotovoltaicos nos Estados Unidos, Japão e Alemanha começaram com as pesquisas em sistemas fotovoltaicos ligados à rede para produção de energia elétrica em casa [1] [2].

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 levando assim a um aumento considerável de energia fotovoltaica, principalmente a partir do início da década passada [1] [2].

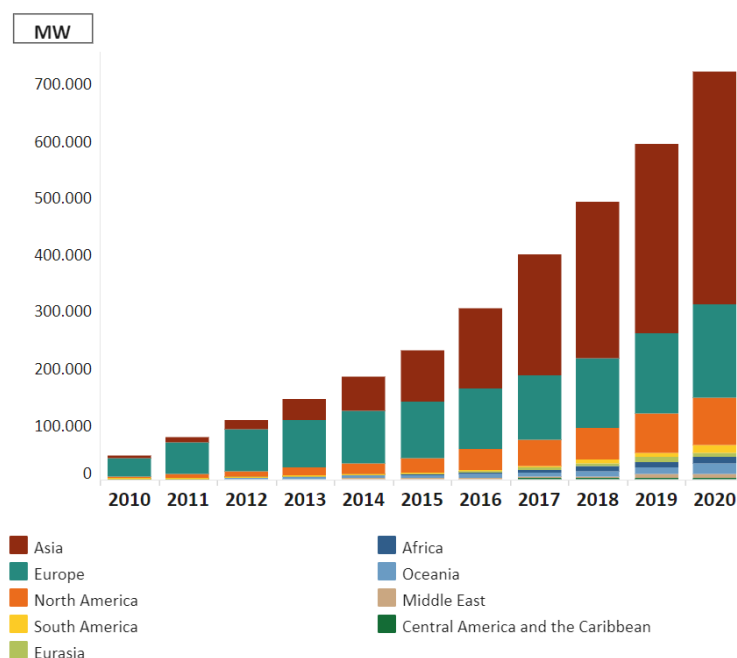


Figura 1: Energia fotovoltaica instalada no mundo [3]

Na Figura 1, é possível observar que em 2010 a maior parte da energia fotovoltaica instalada no mundo encontrava-se sobretudo na europa, com a Alemanha em primeiro lugar, representando uma potência instalada de 18.000MW aumentando para 53.781MW em 2020 continuando a ser o país com maior potência fotovoltaica da Europa.[3]

Com o custo 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 [3].

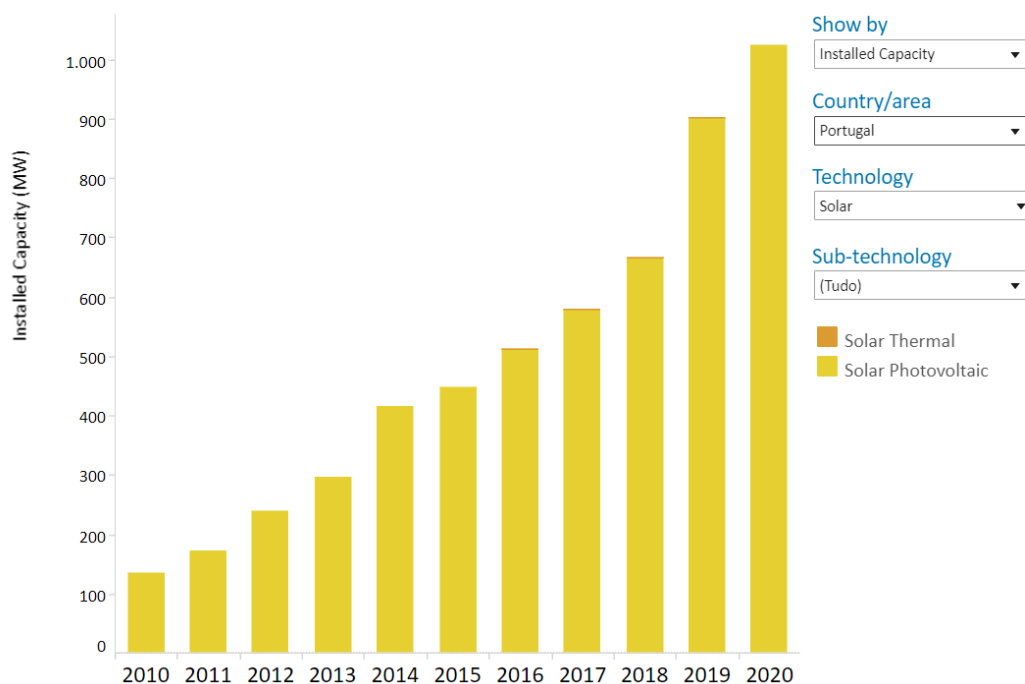


Figura 2: Energia fotovoltaica instalada em Portugal [3]

Na Figura 2, em Portugal o valor de energia elétrica proveniente da tecnologia fotovoltaica ainda corresponde a uma pequena fração da produção total mundial, contudo como se pode verificar pelo gráfico acima num espaço de dez anos houve um aumento de dez vezes de potência instalada que em 2010 era de 134MW e em 2020 passou para 1.025MW [3].

2.2. Princípio de funcionamento

Os painéis fotovoltaicos fazem a conversão direta da luz solar em energia elétrica num processo realizado a nível atômico. A luz solar é constituída por fótons 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 fótons e libertação de eletrões. Um painel fotovoltaico é constituído por várias células fotovoltaicas todas juntas no mesmo circuito. Estas células fotovoltaicas, normalmente compostas de silício, são formadas por 2 camadas, sendo que uma camada tem carga positiva, ausência de eletrões, e outra negativa, excesso de eletrões. Quando a luz solar atinge as células fotovoltaicas, parte dos fótons são refletidos, absorvidos ou passam através da célula. Quando os fótons atingem a camada negativa da célula, os eletrões são libertados dessa camada migrando assim para a camada semicondutora positiva, criando uma diferença de potencial entre as duas camadas e criando conseqüentemente uma energia em corrente contínua (DC). Como a grande maioria dos aparelhos utilizados em casa e nas empresas são de corrente alternada (AC) é necessário existir uma conversão de energia elétrica DC em AC. Para isso é utilizado um inversor de corrente DC-AC.[2] [4].

2.3. Fatores que influenciam o desempenho dos painéis

Existem inúmeros fatores que influenciam o normal funcionamento do sistema fotovoltaico, sendo que alguns negativamente, originando um menor rendimento do mesmo e conseqüentemente num menor aproveitamento solar e produção de energia elétrica. Neste subcapítulo serão abordados os fatores influentes que mais contribuem para o sistema.

2.3.1. Ambiente

A radiação solar que incide sobre uma superfície pode ser direta, proveniente diretamente do Sol, ou difusa resultante da difusão provocada pelas

partículas que constituem a atmosfera, pelo que se devem ter sempre em conta estes dois tipos de radiação. A temperatura do módulo solar também afeta o funcionamento do sistema fotovoltaico. 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 abaixo apresentada. Em relação à radiação total que chega às células fotovoltaicas, só apenas 20% são convertidos em energia elétrica, sendo os restantes 80% convertidos em calor [2] [5].

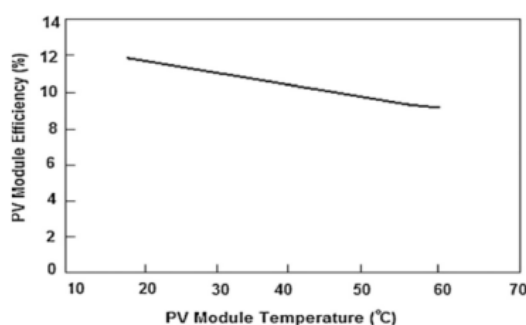


Figura 3: Eficiência do módulo em função da temperatura [2]

Como podemos observar na Figura 3, o aumento da temperatura na célula faz com que a eficiência do módulo se reduza, baixando assim os pontos de operação para a potência máxima gerada. A tensão do módulo é sobretudo afetada pela temperatura da célula.

As variações da tensão do módulo estabelecem a tensão do sistema e, conseqüentemente, têm uma forte influência na operação do sistema fotovoltaico. No Inverno, esta condição poderá causar um nível de aumento da tensão, o que leve a que seja ultrapassada a tensão máxima permitida pelos dispositivos situados a jusante. Já no Verão, a potência útil do módulo fotovoltaico pode-se reduzir para altas temperaturas em comparação com as condições de referência, como se pode observar na Figura 4 . De forma a minimizar esta perda de potência, os módulos fotovoltaicos devem dissipar este excesso de calor para o exterior, através de ventilação. Em relação aos valores de corrente, existe pouca variação com o aumento de temperatura [6] [7].

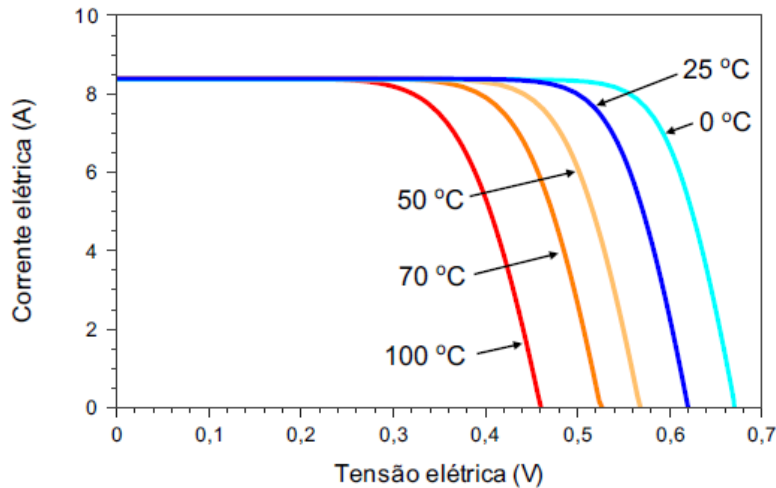


Figura 4: Curvas I-U do módulo para diferentes temperaturas e para uma irradiância constante de 1000 W/m^2 [5]

Outro fator ambiental que tem um papel fundamental para a produção de energia fotovoltaica é a radiação incidente num módulo, de uma forma geral pode-se afirmar que a corrente produzida nos módulos aumenta de forma linear com o aumento da irradiância. Assim, quando a irradiância desce para metade, a energia produzida reduz-se também para metade. No entanto, o valor da tensão permanece relativamente constante com as variações da radiação solar, como se pode verificar na Figura 5 [6] [7].

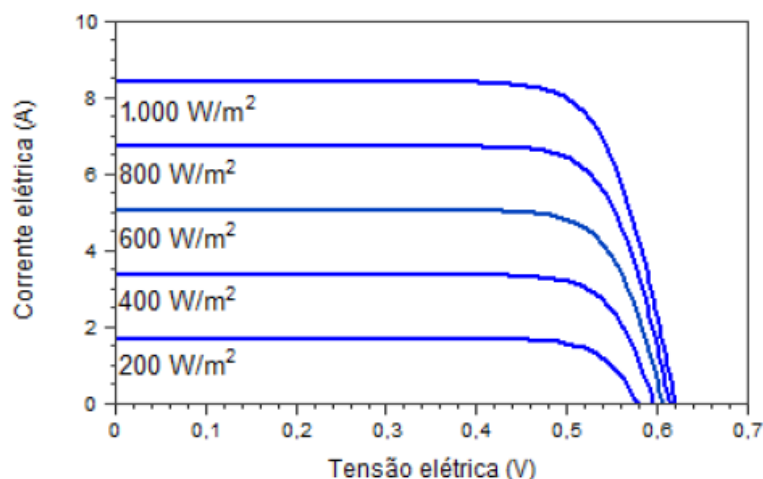


Figura 5: Curvas I-U do módulo para diferentes irradiâncias, a uma temperatura constante [5]

A acumulação de pó e a sujidade dos painéis solares são outros fatores ambientais que afeta a potência de saída dos painéis solares. Estando os painéis estão ligados em série, em caso da existência destes últimos fatores referidos, a potência, é reduzida e afeta todo o conjunto de painéis ligados em série [2] [5].

A poeira é um dos fatores ambientais que dependentes da localização pode existir em grande ou menor quantidade. Pode degradar a eficiência de um painel fotovoltaico, causando danos físicos, atenuando a radiação solar recebida e causando aumento de temperatura, o que resulta em mudanças nas características elétricas do painel [8]

Acumulação de poeiras de 20 g/m² num painel fotovoltaico reduz a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto e a eficiência em 15-21%, 2-6% e 15-35%, respetivamente [8].

2.3.2. Sistema fotovoltaico

No sistema fotovoltaico existem alguns fatores que contribuem para diminuir o seu rendimento. As características das células, como por exemplo, a corrente nominal e tensão nominal, a corrente de curto-circuito, a tensão em circuito aberto e a potência nominal 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 eletrónica 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% e os 92% sendo que existem inversores que conseguem atingir um rendimento superior, perto de 97%. Podem ainda ser utilizadas baterias 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 da utilização das baterias são o seu elevado custo de investimento, a sua vida útil reduzida, que varia entre os 3 a 5 anos, a sua eficiência que varia com os ciclos de carga/descarga, a temperatura, entre outros [2] [5].

A conexão entre os módulos também é relevante pois a incompatibilidade pode causar perdas entre 2% a 10%. Existe também uma tecnologia de rastreamento do ponto de potência máxima que tem como base o painel operar

no ponto máximo de potência a sair do módulo. Deve-se ter em conta também as perdas que acontecem a nível de transformação DC-AC, pois havendo um mau funcionamento ao nível do inversor a potência entregue ao circuito será reduzida. Sendo os cabos um elemento indispensável num circuito elétrico é essencial fazer um dimensionamento correto dos mesmos para garantir que suportam as condições normais de tensão e corrente de funcionamento do sistema, e que dissipem o mínimo de energia possível quer através da conexão dos aparelhos, quer através dos próprios cabos. O cálculo das perdas nos cabos pode ser calculado pela equação (2.1) [2] [5].

$$P_{cabos} = \frac{2\rho lP}{V_0 \cdot S \cdot \cos \varphi^2} \quad (2.1)$$

Sendo que:

- P_{cabos} são as perdas dos cabos;
- ρ é o valor específico de resistência do material condutor;
- 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;
- $\cos \varphi$ é o fator de potência da carga;

A composição das células também influencia a quantidade de energia fotovoltaica produzida. As células podem ser compostas por um único cristal monocristalinas de silício ou policristalinas, formadas por diversos cristais [7] [9].

- As células monocristalinas de Silício (Si-m) constituem a primeira geração. O seu rendimento elétrico é relativamente elevado, mas as técnicas utilizadas na sua produção são complexas e dispendiosas. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilização de materiais em estado muito puro e com uma estrutura cristalina perfeita.

- As células policristalinas de Silício (Si-p) têm um custo de produção inferior uma vez que necessitam de menos energia para o seu fabrico, mas, no entanto, apresentam um rendimento elétrico inferior. Esta diminuição de rendimento é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabrico.

Na Tabela 1, são apresentados os valores típicos para o rendimento elétrico para os dois tipos de células fotovoltaicas, rendimento este que vai condicionar a produção de energia [7] [9].

Tipo de célula	Rendimento típico [%]	Rendimento máximo em aplicações [%]	Rendimento máximo em laboratório [%]
Si – m	12 – 15	22.7	24.0
Si – p	11 – 14	15.3	18.6

Tabela 1: Rendimento elétrico para os dois tipos de células apresentados [7]

2.3.3. Instalação

A forma de como um sistema fotovoltaico é instalado e o estado de conservação em que se encontra é determinante na eficiência da produção de energia elétrica.

A orientação correta do módulo é fundamental para que exista um bom aproveitamento de energia solar. A orientação definida para a instalação tem consequência nos níveis de captação de radiação. Para instalações fixas, situadas no hemisfério norte, a orientação que maximiza a quantidade de radiação aproveitável coincide com o Sul geográfico. Já para instalações no hemisfério sul, a orientação que maximiza a quantidade de radiação aproveitável coincide com o Norte geográfico. A quantidade de radiação solar captada numa superfície é maximizada quando esta se encontra posicionada perpendicularmente à radiação. A inclinação dos painéis solares deverá ser otimizada para a captação de radiação solar, tendo em conta a variação da elevação e do azimute solar ao longo do ano. O ângulo de inclinação ótimo para os painéis é um valor próximo da latitude do local da instalação [7] [10]. Em Portugal, a orientação ótima de uma instalação é a direção Sul, com um ângulo

de 35° de inclinação. Neste caso, o nível de radiação é, aproximadamente, 15% maior do que a captada numa instalação com inclinação de 0° [6] [7]. A implementação de instalações solares em coberturas inclinadas, com orientações diferentes à da posição ótima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação incidente. Uma orientação para Sudoeste ou Sudeste das coberturas ou uma inclinação entre 20° e 50° implica uma redução máxima da energia produzida de 10%. A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares implica uma menor produção de energia, devido à redução significativa da radiação [6] [7].

Uma solução ótima envolve a instalação de um mecanismo que acompanhe o movimento solar ao longo do dia de forma a produzir mais energia do que com ângulo fixo de inclinação. Nos sistemas mecânicos de seguimento tem-se dois tipos: os de um eixo e os de dois eixos. Os mecanismos com dois eixos colocam a superfície de captação na posição ideal relativamente ao Sol, pois estes possuem seguimento com um eixo na vertical ou azimutal, cujo movimento segue o azimute solar e sistema de seguimento com um eixo na horizontal, seguindo a movimentação horária, diária, mensal ou anual do sol, em função da elevação solar. No entanto, estes são muito mais complexos do ponto de vista técnico do que os sistemas de um eixo, mais caros e apresentam maiores custos de operação e manutenção. Estes sistemas também deverão resistir às grandes pressões do vento. Os sistemas de seguimento podem vir equipados com um sistema de controlo elétrico, ou ser movimentado através de um sistema termo hidráulico. Se possuir um sistema de controlo elétrico será necessária a sua alimentação, o que reduz a eficiência energética global do sistema. Já no caso dos sistemas termo hidráulicos, estes são baseados no princípio de aquecimento de líquidos e nas diferenças resultantes de pressão.

Outra desvantagem é se o mecanismo deixar de funcionar, o sistema fotovoltaico pode ficar imobilizado numa posição desfavorável, o que conduz a uma diminuição considerável da radiação captada durante o período que está imobilizado [7] [11].

Também no momento da instalação deve-se ter em conta o sombreamento causado por outras estruturas ou pelos outros módulos instalados, de modo a evitar que estes fatores influenciem na perda de eficiência do sistema global [7] [12].

2.4. Custo do sistema fotovoltaico

O uso de sistemas fotovoltaicos exige um grande investimento inicial de capital, mas tem baixos custos operacionais ao longo da sua vida útil. O custo inicial consiste principalmente no custo dos painéis, baterias, inversores, controladores de carga, cabos e acessórios, custos de transporte e gestão de projeto e design. Em operação, os custos são reduzidos sendo apenas refletidos na manutenção, contribuindo desta forma para um maior retorno do investimento [2] [5].

2.4.1. Planeamento de um sistema fotovoltaico

O planeamento de uma unidade fotovoltaica de microprodução implica a aplicação de um conjunto de conhecimentos de diversas áreas. Esta fase implica a aplicação dos conhecimentos para a conjugação de diferentes equipamentos existentes no mercado, de tal modo que possam funcionar como um todo ao menor custo possível.

As unidades fotovoltaicas de um sistema de microprodução apresentam-se mais simples do que os sistemas fotovoltaicos isolados, uma vez que a rede desempenhar o papel de acumulador de toda a energia produzida. No planeamento das unidades fotovoltaicas de microprodução tem-se como ponto de partida a definição da potência que se pretende instalar, uma vez que esta apresenta diferentes exigências na escolha dos equipamentos para a melhor solução.

A fase de planeamento não só consiste na conjugação dos diferentes elementos que melhor satisfaçam as exigências impostas para a implementação da unidade fotovoltaica de microprodução, como também as suas interligações, sem que a integridade e o funcionamento dos componentes do sistema sejam postos em causa. De um modo geral, os equipamentos utilizados no sistema de microprodução são:

- Painéis fotovoltaicos, constituído pelos módulos ligados em série e/ou em paralelo;

- o inversor;
- o contador;
- os cabos, cabos dos módulos, cabos DC e cabos AC;
- o sistema de proteção, fusíveis, disjuntores, descarregadores atmosféricos;
- a estrutura de suporte.

A fim de proceder à fase de planeamento de uma unidade fotovoltaica de microprodução é necessário fazer visitas técnicas ao local para recolher informação, avaliação e documentação referente à descrição do mesmo. Nesta visita pretende-se analisar as várias alternativas de projeto, de modo que se possa optar pelas condições mais favoráveis ao seu funcionamento e rentabilização. Na visita ao local deve prever-se o espaço que melhor satisfaça a localização dos painéis fotovoltaicos, do inversor e do contador, bem como os procedimentos necessários para a sua instalação. O sombreamento é um fator importante que influencia significativamente a produção de energia, por isso deve ser feita uma avaliação dos sombreamentos a que estão sujeitos os possíveis locais para a instalação do gerador. Este fator pode ser decisivo na escolha de instalação de todo o projeto, visto minimizar o seu impacto. Uma avaliação aprofundada na fase de planeamento poderá traduzir-se significativamente numa maior rentabilização do projeto [13].

2.5. Recurso solar

O Sol é constituído por hidrogénio e hélio que em condições de elevada temperatura e de pressão possibilitam a ocorrência de fusão nuclear. Assim sendo, em cada segundo são aproximadamente 4 milhões de toneladas da sua massa convertidas em $3,8 \times 10^{20}$ MJ de energia, que é irradiada sob forma de energia eletromagnética da sua superfície para o espaço [14].

2.5.1. Radiação solar

Parte da radiação solar que chega à Terra é absorvida pelos constituintes da atmosfera dando origem a um espectro irregular e instável na superfície

terrestre, que por sua vez depende da distância percorrida pela radiação na atmosfera até chegar à superfície da Terra.

Quando o Sol se situa verticalmente acima de um determinado local, a radiação percorre um caminho mais curto através da atmosfera. Por outro lado, se o Sol se encontra num ângulo mais baixo, então o caminho percorrido pela radiação na atmosfera será mais longo, sofrendo assim uma maior absorção e difusão, como se pode observar na Figura 6. Este efeito designa-se por massa de ar (AM). Os locais onde a radiação percorre o menor deslocamento, nomeadamente na zona tropical, o parâmetro AM igual a 1. A média da Europa do parâmetro AM é de 1,5, motivo pela qual este valor é usado como padrão nos ensaios dos módulos. O parâmetro AM é dado pela seguinte equação (2.2) [14]:

:

$$AM = \frac{h_2}{h_1} = \frac{1}{\sin \beta} \quad (2.2)$$

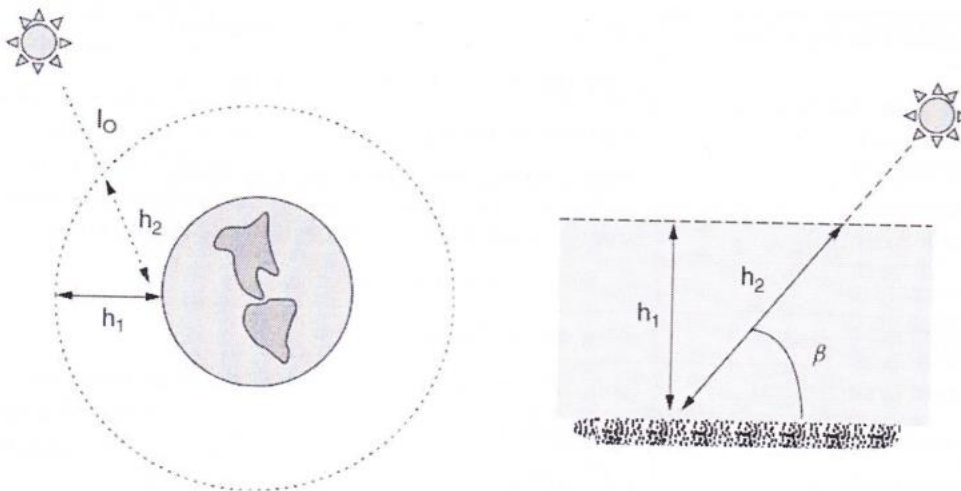


Figura 6: Massa de ar (AM) que mede o comprimento relativo percorrido pela radiação solar na travessia da atmosfera terrestre [14]

2.5.2. Movimento de translação da Terra em torno do Sol

A Terra tem um movimento de translação em torno do Sol com órbita elíptica, cuja distância mínima é de $147,1 \cdot 10^6$ km e a distância máxima é de $152,1 \cdot 10^6$ km. Possui uma distância média de $149,6 \cdot 10^6$ km e a duração de uma translação completa é de 365 dias, 5 horas, 48 minutos e 46 segundos, que dá aproximadamente 365,25 dias, como se pode ser observado na Figura 7.

Para cada dia do ano n , sendo que 1 corresponde ao dia 1 de janeiro e 365 ao dia 31 de dezembro a distância d da Terra ao Sol é dada pela seguinte equação (2.3) [14]:

$$d = 149,6 \cdot 10^6 \cdot \left\{ 1 + 0,017 \cdot \sin \left(\frac{360 \cdot (n - 93)}{365} \right) \right\} \quad (2.3)$$

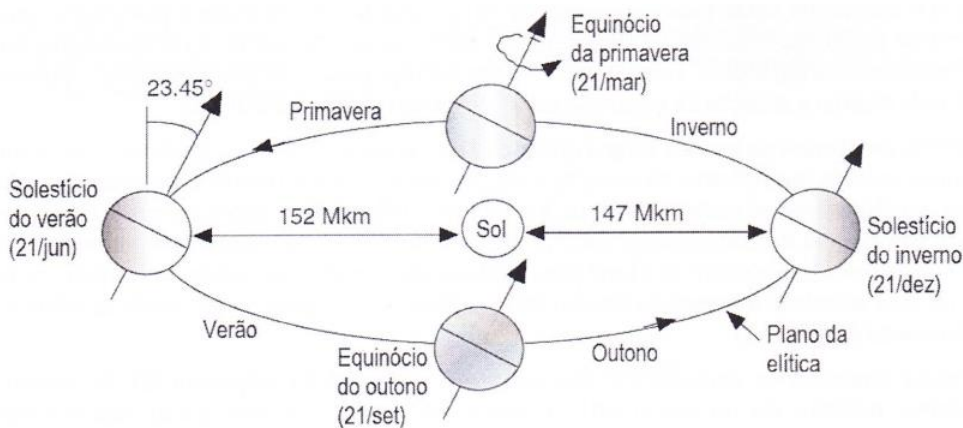


Figura 7: Movimento de translação da Terra em torno do Sol [14]

2.5.3. Declinação solar

A Terra tem um movimento de rotação em torno do seu eixo, que se mantém paralelo a si mesmo durante o movimento de translação em volta do Sol. O eixo faz um ângulo de $23,45^\circ$ (23° e $27'$) com a direção normal ao plano da eclíptica, que também é o ângulo entre o equador e o mesmo. Este ângulo é responsável pelas variações entre verão e inverno da energia solar que incide na superfície terrestre, que é maior nas zonas mais afastadas do equador [14].

A declinação solar, δ_a , ângulo entre o plano do equador e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol, varia ao longo do, atingindo a sua amplitude mínima de $-23,45^\circ$ no solstício de Inverno, 21 de dezembro, e atinge a amplitude máxima de $23,45^\circ$ no solstício de Verão, 21 de junho. Esta amplitude é nula nos equinócio de Primavera, 21 de Março, e no equinócio de Outono, 21 de setembro, em consequência nesta altura do ano a duração do dia é igual à duração da noite [14].

Os trópicos de Câncer ($23,45^\circ$ N) e de Capricórnio ($23,45^\circ$ S) limitam as latitudes em que o Sol para pela vertical pelo menos uma vez por ano. Acima da latitude do círculo polar Ártico ($66,55^\circ$ N), durante o solstício de Verão, a superfície da terra recebe luz do sol 24h por dia, enquanto abaixo da latitude do círculo polar Antártico ($66,55^\circ$ S) é sempre de noite. Quando ocorre o solstício de Inverno esta exposição solar inverte-se entre os dois círculos polares [14], como se pode observar na Figura 8.

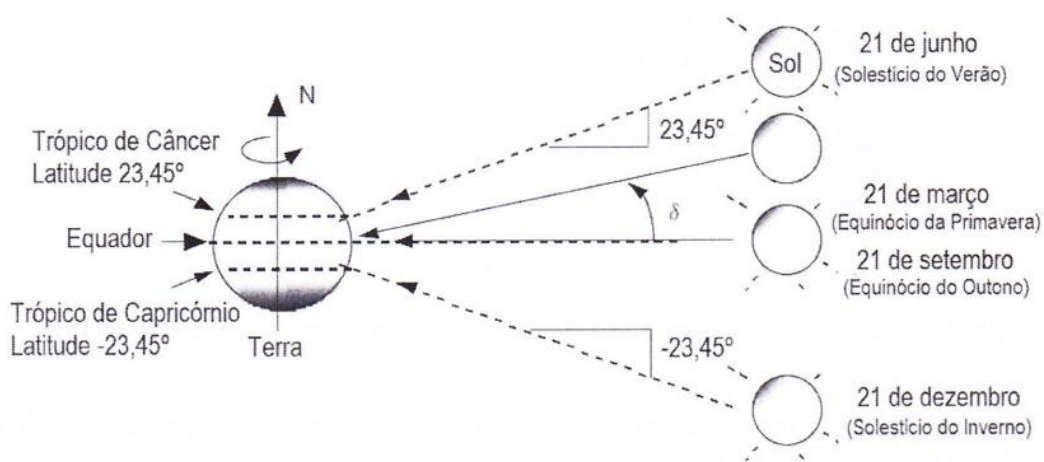


Figura 8: Declinação solar como o ângulo entre o plano do equador e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol [14]

A variação sinusoidal da equação (2.4), que assume o equinócio da primavera, a 21 de março no octogésimo primeiro dia do ano ($n=81$), dá-nos a declinação solar, em graus aproximada para cada dia do ano [14]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (n - 81)\right) \quad (2.4)$$

Onde n é o número de dias: $n \in [1; 365]$.

2.5.4. Posição solar ao longo do dia

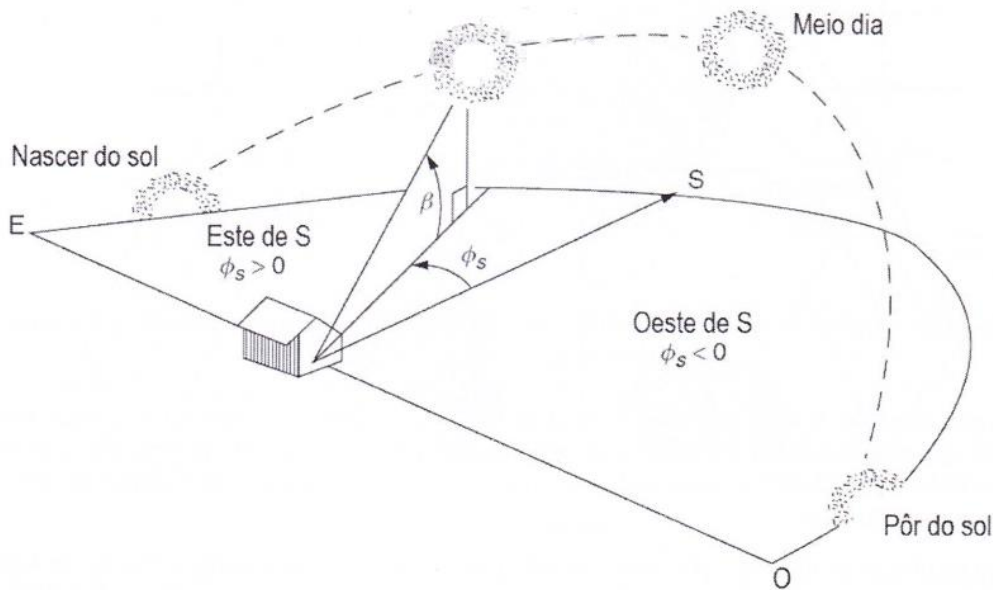


Figura 9: Posição do sol ao longo do dia definida pela altura solar e o azimute [14]

Por convenção, o ângulo de azimute solar, ângulo formado entre a projeção horizontal dos raios solares e o meridiano, é positivo na parte da manhã, ou seja antes do meio-dia, com o Sol a Este e negativo na parte da tarde com o Sol a oeste [14], como mostra a Figura 9.

As equações (2.5) e (2.6) permitem calcular os ângulos de altura e de azimute solar, respetivamente, sendo o ângulo L , o ângulo de latitude do local [14]:

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos H + \sin L \sin \delta \quad (2.5)$$

$$\sin \phi_s = \frac{\sin \delta \sin H}{\cos \beta} \quad (2.6)$$

O tempo expresso em (2.5) (2.6) é dado pelo ângulo horário H , que é o ângulo que a Terra deve rodar para que o Sol esteja diretamente acima do

meridiano. Assim o ângulo horário é a diferença entre o meridiano local e o meridiano do Sol, com valores positivos antes do meio-dia e negativos depois do meio-dia, como mostra a Figura 10. Considerando que a Terra roda 360° em 24h, equivale a 15°/h o ângulo horário pode ser calculado através da seguinte equação (2.7) [14]:

$$H = \pm 15 \cdot n^{\circ} \text{ de horas até ao meio} \\ - \text{dia}(+ \text{antes e} - \text{depois do meio} - \text{dia solar})$$

(2.7)

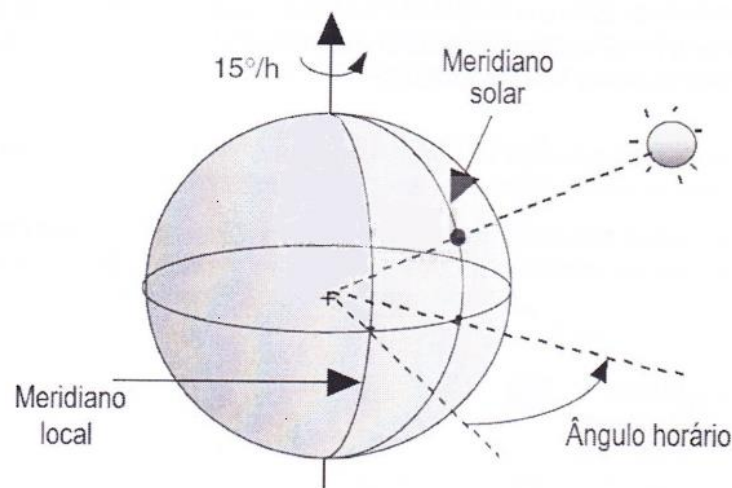


Figura 10: Definição de ângulo horário como ângulo que a Terra deve girar até o Sol estar diretamente sobre o meridiano local [14]

Assim, por exemplo às 10 da manhã corresponde a +30°, pois a Terra ainda tem duas horas até chegar ao meio-dia e por exemplo às 3 da tarde corresponde a -45°, porque já passou três horas depois do meio-dia [14].

2.5.5. Componentes da radiação incidente num coletor

A radiação global que incide sobre um coletor resulta da combinação de três componentes de radiação, a radiação direta, que atravessa em linha reta através da atmosfera terrestre até ao coletor, a radiação difusa, que é espalhada pelas moléculas, aerossóis, partículas e humidade presentes na atmosfera,

podendo ainda ser refletida entre as nuvens e o solo, e por fim, a radiação refletida no solo ou em superfícies em frente ao coletor [14], como se pode observar na Figura 11.

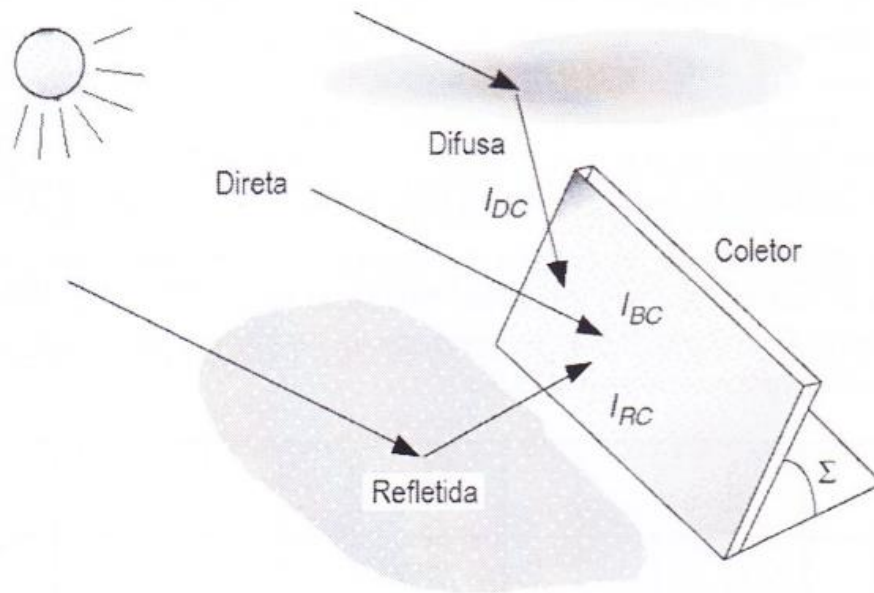


Figura 11: Componentes da radiação solar incidente num coletor [14]

Num dia totalmente limpo, pelo menos 20% da radiação que atinge a superfície terrestre é difusa, sendo que num dia nublado 100% da radiação é difusa não existindo radiação direta. Para se calcular a radiação com céu limpo, recorre-se através de uma estimativa da radiação solar que passa perpendicularmente através de uma superfície imaginária do exterior da atmosfera, que varia com a distância entre a Terra e o Sol. Desprezando as manchas solares, a variação diária da radiação solar no exterior da atmosfera I_0 em função da constante solar SC que é de $1,366\text{kW/m}^2$ é dada pela equação (2.8) [14]:

$$I_0 = SC \left[1 + 0,034 \cdot \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \quad (2.8)$$

Parte da radiação solar que chega à superfície terrestre é absorvida pelos gases constituintes da atmosfera ou espalhada pelas moléculas de ar ou de partículas em suspensão, fazendo com que menos de metade seja de forma

direta. No entanto num dia de céu limpo, a radiação direta à superfície terrestre pode exceder os 70% da radiação fora da atmosfera.

A distância que a radiação tem que percorrer, o chamado massa de ar – m , bem como as poeiras, vapor de água, nuvens, etc, fazem atenuar a intensidade. Através da função exponencial (2.9) calcula-se a atenuação da radiação solar direta, I_B , num dia de céu limpo [14]:

$$I_B = Ae^{-km} \quad (2.9)$$

Sendo A o parâmetro solar dado em W/m^2 , k é a profundidade ótica, que representa um coeficiente de absorção e m é a massa solar, que está relacionada com o ângulo de altura solar, β . As variáveis acima descritas podem ser calculadas pelas equações (2.10),

(2.11) e (2.12) [14]:

$$A = 1160 + 75 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (n - 275) \right] \quad (2.10)$$

$$k = 0,174 + 0,035 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (n - 100) \right] \quad (2.11)$$

$$m = \frac{1}{\sin \beta} \quad (2.12)$$

Assim a radiação recebida por uma superfície de um coletor, I_{BC} , cuja a normal faz um ângulo θ , com os raios solares é dada pela expressão (2.13) [14]:

$$I_{BC} = I_B \cdot \cos \theta \quad (2.13)$$

No caso de uma superfície horizontal, a radiação direta incidente, I_{BH} , depende apenas da altura solar [14]:

$$I_{BH} = I_B \cdot \cos(90 - \beta) = I_B \cdot \sin(\beta) \quad (2.14)$$

Para um coletor solar com a posição indicada na Figura 12, o ângulo de incidência na sua superfície é dado pela equação (2.15) [14]:

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos(\phi_S - \phi_C) \cdot \sin \Sigma + \sin \beta \cdot \cos \Sigma \quad (2.15)$$

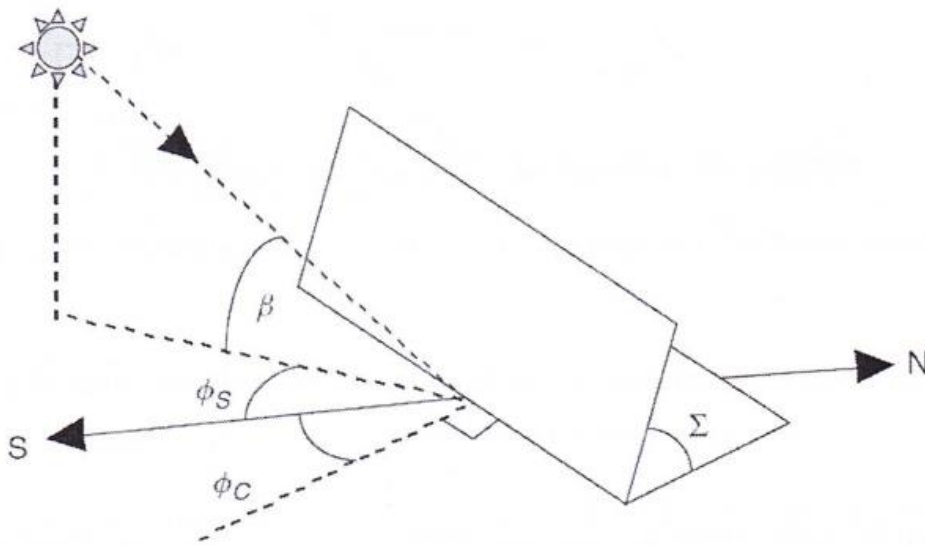


Figura 12: Coletor solar com um ângulo de azimute ϕ_C (positivo para sudeste e negativo para sudoeste) e inclinação Σ , estando o sol com um ângulo de azimute ϕ_S e altura β [14]

Para calcular a radiação difusa assume-se que esta chega de forma uniforme em todas as direções, considerando o céu isotrópico. Assim numa superfície horizontal, a radiação difusa, I_{DH} , é proporcional à radiação direta I_B , independentemente da posição solar [14]:

$$I_{DH} = C \cdot I_B \quad (2.16)$$

Em que C é um fator de difusão do céu que varia com o dia do ano, n :

$$C = 0,095 + 0,04 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (n - 100) \right] \quad (2.17)$$

Como se assume que a radiação difusa chega de igual intensidade a todas as partes, então pode-se calcular a radiação que incide num coletor através da equação (2.18) [14]:

$$I_{DC} = I_{DH} \cdot \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) = C \cdot I_B \cdot \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \quad (2.18)$$

A equação (2.18) pode ser analisada para duas situações extremas, uma em que o coletor está na horizontal, a fração do céu vista é total (=1) e outra em que o coletor está na vertical, sendo essa fração de um meio [14].

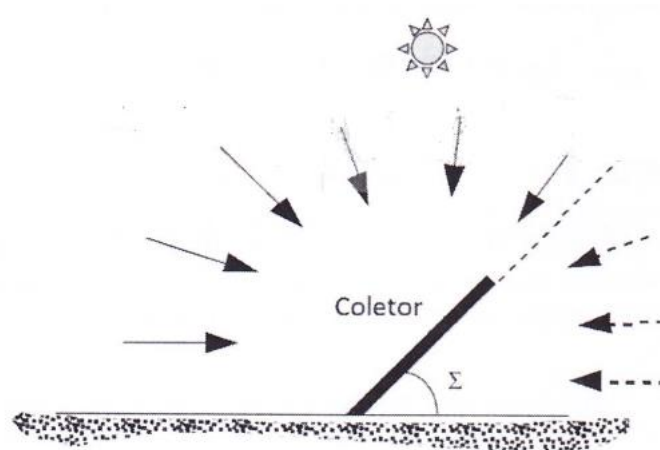


Figura 13: Incidência da radiação difusa na superfície de um coletor com inclinação Σ [14]

A radiação refletida num coletor pode fornecer uma melhoria considerável ao desempenho como também podendo ser ignorada caso exista pouca reflexão da luz no local. Para o cálculo considera-se uma grande superfície horizontal em frente do coletor com uma refletância ρ que reflete a radiação direta com igual intensidade em todas as direções. Este modelo é de uma aproximação grosseira para o caso de a superfície ser lisa e brilhante [14]:

$$I_{RC} = \rho \cdot (I_{BH} + I_{DH}) \cdot \left[\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right] \quad (2.19)$$

Substituindo as componentes de radiação direta e difusa pelas suas equações (2.14) e (2.16), a componente da radiação refletida é dada pela equação (2.20) [14]:

$$I_{RC} = \rho \cdot I_B \cdot (\sin \beta + C) \cdot \left[\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right] \quad (2.20)$$

A refletância ρ depende da sua natureza: 0,85 – 0,80 para a neve recente; 0,58 para a neve suja; 0,30 para o betão envelhecido; 0,25 para um terreno plano; 0,20 para relvados; 0,17 para a terra nua; 0,15 – 0,10 para superfícies asfaltadas ou revestidas com betuminosos ou gravilha de pedra escura [14].

2.6. Regulamentação legal

A exploração de fontes renováveis para produção de energia elétrica é sujeita a vários requisitos legais que vigoram no atual regime jurídico, com o intuito de estabelecer os diferentes procedimentos de operação (remuneração, registo, inspeção, entre outros). Os requisitos constitucionais estabelecidos têm procurado sempre conciliar as vantagens para os produtores, consumidores e estado, pelo que tem vindo a sofrer várias alterações até aos dias de hoje. Nos subcapítulos seguintes vai ser referida a legislação aplicada em Portugal sobre o setor energético em unidades de produção e autoconsumo (UPAC) [15].

2.6.1. Legislação aplicada em Portugal

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, introduziu alterações significativas no regime de autoconsumo de energia elétrica estabelecido no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro), orientando esse autoconsumo para a utilização de fontes de energia renovável, modificando os requisitos de contagem, consagrando o tratamento dos dados de energia em períodos de 15 minutos, permitindo o autoconsumo coletivo associando diversas instalações de produção e de consumo, criando a figura da comunidade de energia renovável, e admitindo a integração de infraestruturas de armazenamento de energia elétrica. O novo regime veio ainda privilegiar a venda em regime de mercado.

No caso de partilha de energia dentro de um autoconsumo coletivo, o consumo medido no contador da instalação de utilização deixa de corresponder ao consumo fornecido pelo comercializador, pois terá de ser descontado da energia partilhada pelo autoconsumo. Por outro lado, se a UPAC estiver interligada com a instalação de consumo através da rede pública, há lugar à cobrança de tarifas de acesso às redes sobre o valor de energia partilhada (autoconsumo através da RESP). Essa cobrança é feita pelo operador de rede à EGAC.

As novas regras aplicam-se aos novos projetos de autoconsumo e também aos projetos já estabelecidos ao abrigo da legislação anterior. Todavia, a aplicação das novas regras implica adaptações ao nível dos equipamentos de medição e da sua interligação com os sistemas dos operadores de redes. Os operadores de rede devem promover as adaptações necessárias para aplicar aos projetos de autoconsumo pré-existentes o mesmo procedimento de recolha e tratamento de dados que vigora para os novos [16].

Condições de exercício

1 — A UPAC com potência instalada igual ou inferior a 350 W não está sujeita a controlo prévio.

2 — A UPAC com potência instalada superior a 350 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a mera comunicação prévia.

3 — A UPAC com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio para a instalação da UPAC e a certificado de exploração, nos termos dos n.º 2, 3, 4, 5 e 9 do artigo 27.º -B e do artigo 27.º -C do Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, devendo o despacho a que se refere o artigo 27.º -B do mesmo decreto -lei conter as especificidades decorrentes do regime objeto do presente decreto -lei.

4 — A pronúncia do operador da rede a que se refere a alínea c) do n.º 2 do artigo 27.º -B do Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, apenas é obrigatória nos casos em que no pedido de registo de UPAC se prevê a possibilidade de injeção de potência na RESP.

5 — A UPAC com potência instalada superior 1 MW está sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração, nos termos dos artigos 8.º e seguintes do Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação.

Remuneração

1 — A energia excedente do autoconsumo pode ser transacionada:

- a) Em mercado organizado ou bilateral, incluindo através de contrato de aquisição de energia renovável;
- b) Através do participante no mercado contra o pagamento de um preço acordado entre as partes;
- c) Através do facilitador de mercado.

2 — O autoconsumidor individual ou coletivo é integralmente responsável pelos desvios que provocar no Sistema Elétrico Nacional, nos termos definidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema aprovado pela ERSE, competindo-lhe liquidar os desvios ou transferir a sua responsabilidade de balanço a um participante no mercado ou o seu representante designado.

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:

$$R_{UPAC,m} = \sum_{i=1}^2 E_{fornecida,m} \cdot OMIE_m \cdot 0.9 \quad (2.21)$$

$R_{UPAC,m}$ é a remuneração do mês m , em €;

$E_{fornecida,m}$ é a energia fornecida no mês m em [kWh];

$OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) Para Portugal (mercado diário) relativos ao mês $m - 1$, em [€/kWh];

Contagem e disponibilização de dados

1 — É obrigatória a contagem da energia elétrica total produzida por UPAC:

- a) No caso de autoconsumo coletivo;

b) No caso de autoconsumo individual, quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW;

2 — A contagem da energia elétrica total produzida por UPAC, nos termos do número anterior, é feita por telecontagem, devendo o equipamento de contagem encontrar -se capacitado para fazer a contagem nos dois sentidos, cumprindo os requisitos técnicos e funcionais estabelecidos na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho.

3 — É igualmente obrigatória a contagem da energia elétrica extraída ou injetada em unidades de armazenamento associadas a UPAC, quando estas se encontrem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da IU.

4 — Quando haja ligação à RESP, a contagem da energia elétrica é efetuada pelo operador da rede.

5 — Os custos associados à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos relativos à medição da produção total são suportados pelo autoconsumidor.

6 — O custo de adequação dos sistemas de contagem, em cada IU, é suportado pelos autoconsumidores coletivos localizados em zonas não dotadas da infraestrutura de contadores inteligentes com telecontagem, ou em zonas onde não esteja prevista a sua instalação no curto -prazo, devendo o sistema de contagem ser instalado pelo operador de rede no prazo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido.

7 — Para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo individual ou repartição pelos consumidores, no caso do autoconsumo coletivo, e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes, considera -se a agregação da energia consumida proveniente da UPAC, do excedente injetado na rede e do consumo importado da RESP, em cada período de 15 minutos.

Tarifas devidas pelas unidades de produção para autoconsumo

1 — A utilização de redes internas, que não envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, é isenta de pagamento.

2 — A utilização da RESP, para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, fica sujeita ao pagamento, pelo autoconsumidor, das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas:

a) Das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, quando exista injeção de energia a partir da rede pública a montante do nível de tensão de ligação da UPAC;

b) De parte das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, no montante a definir pela ERSE, quando exista inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação à UPAC.

Taxas

1 — São devidas taxas pela apreciação dos seguintes pedidos, relativamente a UPAC com potência superior a 30 kW:

a) O pedido de atribuição de registo ou licença de produção, ou certificado de exploração da UPAC;

b) O pedido de averbamento de alterações ao título de registo ou à licença da UPAC, com e sem emissão de novo certificado de exploração.

c) A realização de inspeções periódicas da UPAC.

Inspeção periódica

1 — As UPAC com potência instalada superior a 20,7 kW encontram -se sujeitas a inspeções periódicas, as quais são realizadas com a seguinte periodicidade:

a) 10 anos, quando a potência instalada da UPAC seja inferior a 1 MW;

b) Oito anos, nos restantes casos.

3. Instalação fotovoltaica em estudo

A instalação que se pretende analisar é o sistema de produção fotovoltaica instalado nos edifícios E e G do Campus do ISEL, fazendo parte do Instituto Politécnico de Lisboa (IPL), situado na Rua Conselheiro Emídio Navarro em Lisboa. O sistema fotovoltaico entrou em funcionamento a meados de janeiro de 2020.

3.1 Campus do ISEL

O Campus do ISEL é composto por sete edifícios, sendo estes os edifícios A, C, E, F, G, M e P, residência Maria Beatriz, centro de cálculo e pavilhão do estudante. Nos edifícios C, E, F, G e M existem salas de aula, laboratórios e auditórios nos edifícios A, C, E, F e P. No edifício M encontra-se ainda o ISEL Formula Student, que é uma equipa constituída por alunos do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa e tem a missão de projetar e manufaturar um veículo capaz de participar nas competições de Formula Student. Já no edifício A, encontram-se os serviços do ISEL, biblioteca e restauração. No edifício P situam-se, a cantina, sala de estudo, auditório principal, *foyer* e o átrio principal e por último o pavilhão de estudante onde está a associação de estudantes, estudantina, tuna feminina, reprografia e papelaria.

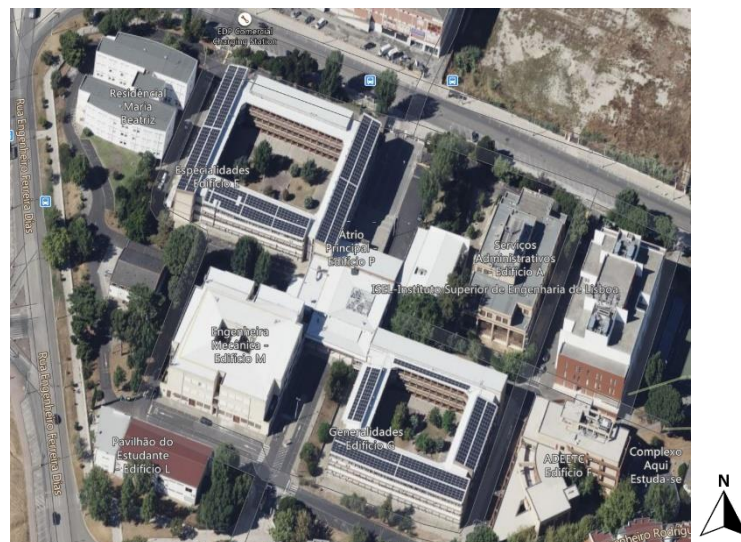


Figura 14: Vista aérea do campus [17]

3.2. Caracterização do sistema

Os painéis fotovoltaicos estão instalados na cobertura dos edifícios E e G. No edifício E existem 288 módulos orientados a 110° noroeste, 288 orientados a -70° sudeste e 216 orientados a 20° sudoeste. Já no edifício G estão instalados 90 módulos orientados a 110° noroeste, 144 orientados a -70° sudeste, 288 e 42 orientados a 20° sudoeste. O sistema fotovoltaico possui um total de 1356 módulos de 315W cada totalizando 427,14kW de potência instalada. Todos os

módulos estão colocados sobre a superfície da cobertura, sem nenhuma estrutura adicional, a um ângulo de 10° de inclinação. O sistema possui 6 inversores, dos quais 4 têm 60kW e 2 têm 40kW de potência. Os módulos fotovoltaicos do edifício E e os 288 do edifício G estão ligados a 4 Inversores de 60kW e os restantes aos 2 inversores de 40kW. Para uma melhor compreensão irá ser apresentada a Tabela 2 com a distribuição do número de modulos pelos edifícios E e G.

	Edifício E			Edifício G		
Orientação	20°	110°	-70°	20°	110°	-70°
Nº de módulos	216	288	288	288+42	90	144

Tabela 2: Distribuição do número de módulos fotovoltaicos do sistema pelos edifícios E e G



Figura 15: Distribuição do número de módulos fotovoltaicos do sistema (vista aérea) [18]

Na Figura 15 pode-se observar a distribuição do número dos módulos fotovoltaicos pela cobertura dos edifícios E e G, visto de cima, bem como a latitude e longitude do local.



Figura 16: Figura esquemática do sistema fotovoltaico ligado à rede [19] [20]

Na Figura 16 está representado o esquema de ligação do sistema fotovoltaico com ligação à rede pública, onde à saída dos painéis fotovoltaicos a corrente é contínua (DC), mostrado na figura com cabo azul, e à saída dos inversores passa para corrente alternada (AC), mostrado na figura com cabo laranja, para ser utilizada nos equipamentos de consumo. É composto por um contador de produção para efetuar a contagem da energia produzida e por um contador de consumo para efetuar a contagem de energia consumida. O quadro de proteção DC tem como função proteger os painéis fotovoltaicos picos de correntes e sobretensão e o quadro de proteção AC proteger os circuitos do lado AC da energia gerada. A rede pública visa a cobrir as necessidades energéticas de consumo, quando a produção de energia por parte do sistema é insuficiente ou nula, principalmente no período noturno.

3.3. Painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos instalados são da marca DEHUI SOLAR, sendo o modelo DH-60M-315. Cada módulo que constitui o painel é composto por 60 células monocristalinas de silício totalizando uma potência de pico de 315W.

Como representado na Figura 17, no primeiro ano de vida útil, os fabricantes garantem uma performance de 97%, caindo para 94,68% ao fim do quinto ano, 90,62% e 80,18% quando completa 12 e 30 anos de utilização, respetivamente [18].

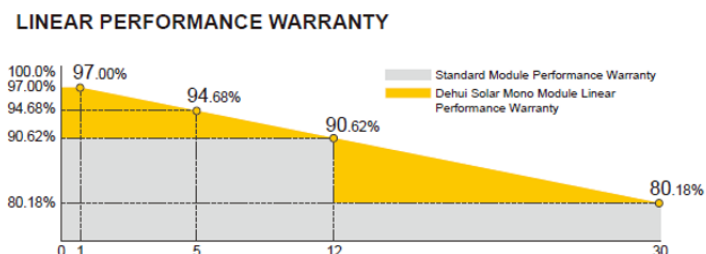


Figura 17: Garantia da performance dos módulos nos 30 anos de vida útil [18]

De acordo com os testes standard realizados (STC), ou seja, com um valor de irradiância de 1000W/m^2 , a temperatura da célula estar a 25° e o valor de AM ser de 1.5, as características elétricas de cada modulo são as seguintes [18]:

- Potencia máxima (Pmax): 315W;
- Tensão máxima (Vmp): 33,70V;
- Corrente máxima (Imp): 9,37A;
- Tensão em circuito aberto (Voc): 40,30V;
- Corrente de curto-circuito (Isc): 9,75A;
- Rendimento do módulo: 19,36%;

Já de acordo com os testes de temperatura nominal de funcionamento de célula (NOCT), ou seja, com um valor de irradiância de 800W/m^2 , a temperatura da célula estar a 20° e o valor de AM ser de 1.5 e a velocidade do vento ser a 1m/s, as características elétricas de cada modulo são as seguintes [18]:

- Potencia máxima (Pmax): 233W;
- Tensão máxima (Vmp): 31,70V;
- Corrente máxima (Imp): 7,44A;
- Tensão em circuito aberto (Voc): 37,30V;
- Corrente de curto-circuito (Isc): 7,89A;

As outras características técnicas referentes aos módulos estão apresentadas no anexo A.

3.4. Inversores

Na instalação fotovoltaica são usados quatro inversores de 60kW e dois inversores de 40kW, perfazendo um total de 380kW. Os inversores apresentam uma eficiência máxima de 98,9% a 480V e 98,7% para uma tensão de 380/400V [18].



Figura 19: Inversor SUN2000-60KTL-MO [18]



Figura 18: Inversor SUN2000-35KTL [18]

As características técnicas dos inversores são apresentadas no anexo B.

3.5. Exemplo de cálculo para dimensionamento de sistema de produção fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é o elemento principal do sistema de microprodução, pois é este que realiza a conversão da radiação solar em energia elétrica. O dimensionamento do gerador fotovoltaico tem como objetivo alcançar a potência desejada para a instalação, sem colocar em causa o normal funcionamento dos elementos que constituem a unidade fotovoltaica de microprodução. Consoante a localização, e a área disponível para a instalação da unidade fotovoltaica de microprodução, serão selecionados os módulos que constituem o gerador fotovoltaico. O dimensionamento consiste na conjugação

da ligação em série e em paralelo dos módulos fotovoltaicos, com o objetivo de alcançar a potência desejada sem que a tensão e a corrente estejam fora da gama admissível da entrada do inversor [13].

Como a tensão máxima e mínima atingidas pelo módulo dependem da temperatura de funcionamento, e como esta também depende da localização da instalação, estes valores têm de ser calculados, pois não são apresentados na ficha técnica dos módulos. Na Europa a temperatura mínima de funcionamento dos módulos considerada ocorre no inverno e é igual a -10°C , enquanto a temperatura máxima considerada ocorre no verão é de 60°C [18].

O inversor é constituído por um conjunto de entradas, muitas vezes designadas por strings ou vias, descritas na folha técnica do equipamento. As strings do inversor caracterizam-se por uma determinada gama de tensão e de corrente de funcionamento, que deve ser respeitada nas ligações dos módulos fotovoltaicos. Enquanto que a tensão de entrada de cada string é dada pelo somatório das tensões do conjunto de módulos fotovoltaicos ligados em série, a corrente de entrada de cada string é dada pelo somatório das fileiras em paralelo dos módulos fotovoltaicos. Para assegurar o normal funcionamento das unidades fotovoltaicas de microprodução é necessário garantir que as características da corrente e da tensão estejam dentro da gama de valores de funcionamento suportadas pelo inversor. Com as características dos módulos, do inversor e do local, o número máximo de módulos ligados em série e em paralelo para cada string [13].

O número máximo de módulos ligados em série é dado pela divisão entre a tensão máxima de funcionamento do inversor e a tensão máxima em circuito aberto (CA) e para a menor temperatura de funcionamento. Sendo assim, o número máximo de módulos ligados em série para cada string é dado pela equação (3.1) [18]:

$$N_{s,\max} \leq \frac{V_{\text{inv},\max}}{V_{\text{ca},\max}} \quad (3.1)$$

Como se trata da tensão máxima para o funcionamento do inversor, o número de módulos é dado pelo menor valor inteiro da divisão.

Considerando a temperatura mínima de -10°C de funcionamento do módulo, pode-se calcular a tensão máxima atingida por este através da seguinte equação (3.2) [18]:

$$V_{ca,max} = V_{ca,STC} \cdot \left(1 - \frac{T_{VOC}}{100} \cdot (T_{min} - T_{ref,STC}) \right) \quad (3.2)$$

onde:

- $V_{ca,STC}$ é a tensão em curto-circuito em condições standard;
- T_{VOC} é coeficiente de temperatura dado em $\%/^{\circ}\text{C}$;
- $T_{ref,STC}$ é a temperatura de referência de 25°C em condições standard;

Para exemplo de cálculo, tendo como referência as características técnicas dos módulos solares (ver anexo A, Tabela 18 e Tabela 20), substitui-se na equação (3.2) pelos valores respectivos:

$$V_{ca,max} = 40.30 \cdot \left(1 + \left(\frac{-0.300}{100} \right) \cdot (-10 - 25) \right) = 44.53V$$

Tendo também como referência as características técnicas dos inversores (ver anexo B, Tabela 22 e Tabela 23), o número máximo de módulos ligados em série para cada string vai ser:

$$N_{s,max} \leq \frac{1100}{44.53} \Leftrightarrow N_{s,max} \leq 24$$

O número mínimo de módulos ligados em série é dado pela divisão entre a tensão mínima de funcionamento do inversor e a tensão mínima atingida pelo módulo para a maior temperatura de funcionamento. O número mínimo de módulos ligados em série para cada string é dado pela seguinte equação (3.3) [18]:

$$N_{s,min} \geq \frac{V_{inv,min}}{V_{mp,min}} \quad (3.3)$$

Neste caso, como se trata de tensão mínima para o funcionamento do inversor, o número de módulos é dado pelo arredondamento em excesso do valor da divisão.

Considerando a temperatura máxima de 70°C de funcionamento do módulo, pode-se calcular a tensão mínima atingida por este através da seguinte equação (3.4) [18]:

$$V_{mp,min} = V_{mp,STC} \cdot \left(1 + \frac{T_{VOC}}{100} \cdot (T_{max} - T_{ref,STC}) \right) \quad (3.4)$$

onde:

- $V_{mp,STC}$ é a tensão máxima em condições standard;

Voltando ao nosso exemplo de cálculo, tendo como referência as características técnicas dos módulos solares (ver anexo A, Tabela 18 e Tabela 20), vai-se substituir na equação (3.4) pelos valores respectivos:

$$V_{mp,min} = 33.70 \cdot \left(1 - \left(\frac{-0.300}{100} \right) \cdot (70 - 25) \right) = 38.25V$$

O número mínimo de módulos ligados em série para cada string vai ser:

$$N_{s,min} \geq \frac{200}{38.25} \Leftrightarrow N_{s,min} \geq 6$$

Para calcular quantas *strings* podemos ligar em paralelo, deve-se ter em conta que quanto mais *strings* se colocam em paralelo, mais a corrente aumenta. Então para definir quantas *strings* se podem colocar paralelo tem de ter em conta que a corrente máxima gerada pelo sistema não pode exceder a corrente de entrada do inversor. O número máximo de strings em paralelo é dado pela seguinte equação (3.5) [18]:

$$N_{p,max} = \frac{I_{inv,max}}{I_{mp,STC}} \quad (3.5)$$

Onde:

- $N_{p,max}$ é o número máximo de *strings* em paralelo;
- $I_{inv,max}$ é a corrente máxima de entrada do inversor;

- $I_{mp,STC}$ é a corrente máxima em condições standard do módulo;

Como se tem dois tipos de inversores um com 60kW e outro com 36kW, apesar de ambos suportarem uma corrente máxima de 22A, o inversor de 60kW possui 6 MPP trackers enquanto o inversor de 36kW possui 4 (ver anexo B, Tabela 22 e Tabela 23). O número máximo de *strings* em paralelo para cada inversor vai ser:

- Inversor de 60kW

$$N_{p,max} \leq \frac{22 \cdot 6}{9.37} \Leftrightarrow N_{p,max} \leq 14$$

- Inversor de 36kW

$$N_{p,max} \leq \frac{22 \cdot 4}{9.37} \Leftrightarrow N_{p,max} \leq 9$$

Conhecendo então o número mínimo e máximo de strings em série e em paralelo, bem como a potência de cada módulo, pode-se aumentar ou diminuir o número destas *strings* dentro desse intervalo por forma a conseguir-se debitar a potência necessária para o sistema.



Figura 20: Orientação de 110° do edifício E [18]

Na Figura 20 tem-se como exemplo um lado da cobertura do edifício E, onde estão 288 módulos de 315W cada, perfazendo um total de 90,7kW. Para esta ligação recorreu-se ao inversor de 60kW, que tem capacidade para suportar um máximo de 14 *strings* ligadas em paralelo e um máximo de 24 módulos ligados em série para cada *string*. Posto isto, a combinação possível para fazer a ligação dos 288 módulos será de 24 módulos ligados em série (uma *string*) e 12 *strings* em paralelo.

Após se ter feito, uma caracterização do sistema fotovoltaico instalado, no capítulo seguinte far-se-á a análise do desempenho de funcionamento do mesmo.

4. Análise do sistema em estudo

O tratamento de dados de produção e consumo do ISEL que permitiu efetuar a análise do sistema fotovoltaico foi efetuada com recurso ao *software* Microsoft Excel.

4.1 Consumo vs Produção

Neste subcapítulo apresenta-se os dados de produção e consumo com intervalos de 15 em 15 minutos, em kW, referentes aos valores de energia consumida da rede e aos valores de produção de energia de 2020 e 2021. Para análise dos resultados em Excel construiu-se como exemplo as Tabela 3 e Tabela 4. Para uma leitura e pesquisa mais rápida dos dados, para além do dia e da hora, fez-se também a segmentação de dados referente ao mês e à semana.

2020						
Mês	Dia	Hora	Semana	Consumos	Rede	Produção
1	17/jan.	00:00:00	4	227,0	227,0	0,0
1	17/jan.	00:15:00	4	212,0	212,0	0,0
1	17/jan.	00:30:00	4	212,0	212,0	0,0
1	17/jan.	00:45:00	4	200,0	200,0	0,0
1	17/jan.	01:00:00	4	193,0	193,0	0,0
...
4	1/abr.	09:00:00	14	184,5	120,0	64,5
4	1/abr.	09:15:00	14	206,0	97,0	109,0
4	1/abr.	09:30:00	14	141,9	49,0	92,9
4	1/abr.	09:45:00	14	124,6	61,0	63,6
4	1/abr.	10:00:00	14	137,9	98,0	39,9
...
7	1/jul.	12:00:00	27	303,7	0,0	303,7
7	1/jul.	12:15:00	27	308,2	0,0	308,2
7	1/jul.	12:30:00	27	311,5	0,0	311,5
7	1/jul.	12:45:00	27	310,8	0,0	310,8
7	1/jul.	13:00:00	27	314,5	0,0	314,5
...
10	1/out.	16:00:00	41	283,8	137,0	146,8
10	1/out.	16:15:00	41	206,7	37,0	169,7
10	1/out.	16:30:00	41	219,9	63,0	156,9
10	1/out.	16:45:00	41	156,4	35,0	121,4
10	1/out.	17:00:00	41	145,8	40,0	105,8
...

Tabela 3: Dados de consumo e produção de energia referentes a 2020

2021						
Mês	Dia	Hora	Semana	Consumos	Rede	Produção
1	1/jan.	00:00:00	1	217,0	217,0	0,0
1	1/jan.	00:15:00	1	153,0	153,0	0,0
1	1/jan.	00:30:00	1	152,0	152,0	0,0
1	1/jan.	00:45:00	1	150,0	150,0	0,0
1	1/jan.	01:00:00	1	149,0	149,0	0,0
...
4	1/abr.	09:00:00	13	191,6	141,0	50,6
4	1/abr.	09:15:00	13	181,0	135,0	46,0
4	1/abr.	09:30:00	13	133,7	110,0	23,7
4	1/abr.	09:45:00	13	148,8	106,0	42,8
4	1/abr.	10:00:00	13	198,8	139,0	59,8
...
7	1/jul.	12:00:00	26	287,4	4,0	283,4
7	1/jul.	12:15:00	26	288,7	2,0	286,7
7	1/jul.	12:30:00	26	289,9	0,0	289,9
7	1/jul.	12:45:00	26	298,4	5,0	293,4
7	1/jul.	13:00:00	26	295,0	2,0	293,0
...
10	1/out.	16:00:00	40	241,5	92,0	149,5
10	1/out.	16:15:00	40	254,0	117,0	137,0
10	1/out.	16:30:00	40	250,0	122,0	128,0
10	1/out.	16:45:00	40	242,9	136,0	106,9
10	1/out.	17:00:00	40	249,4	164,0	85,4
...

Tabela 4: Dados de consumo e produção de energia referentes a 2021

Nas Figura 21, Figura 22, Figura 23 e Figura 24 são apresentados quatro gráficos dois referentes ao ano de 2020 e outro ao ano de 2021 em que um deles diz respeito a um cenário desfavorável durante uma semana, ou seja, quando a energia fotovoltaica produzida fica aquém da energia necessária, nomeadamente nas alturas de inverno onde não existe tanta energia solar disponível e outro a um cenário favorável com características opostas do anterior.

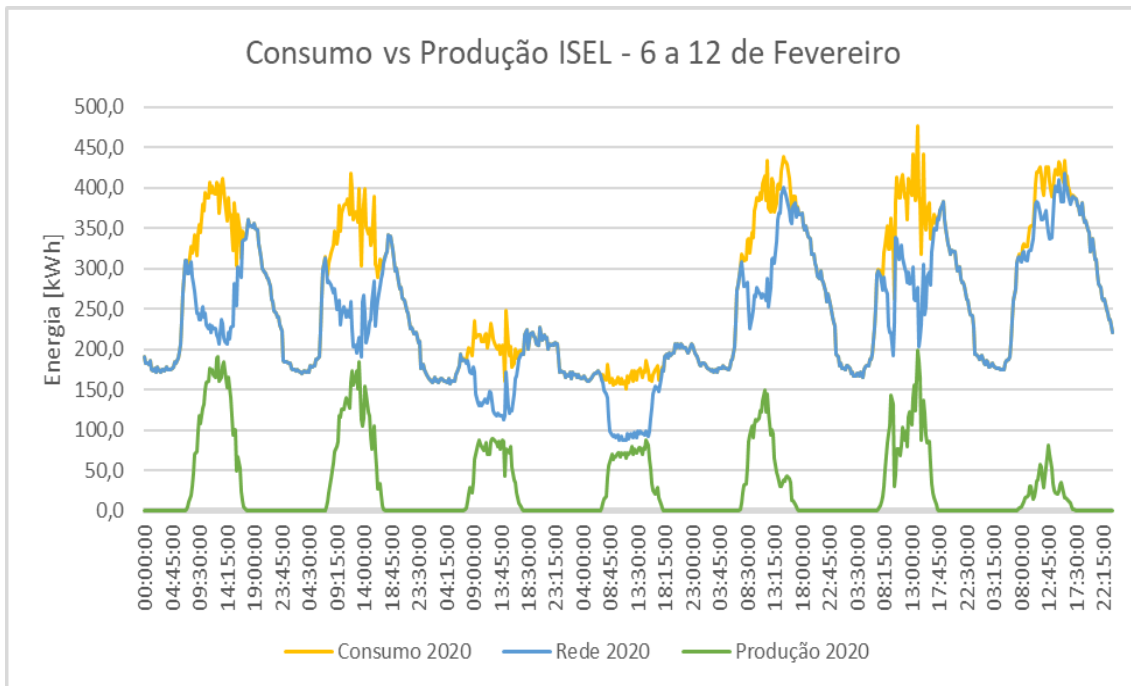


Figura 21: Consumo vs Produção 2020 – Pior cenário

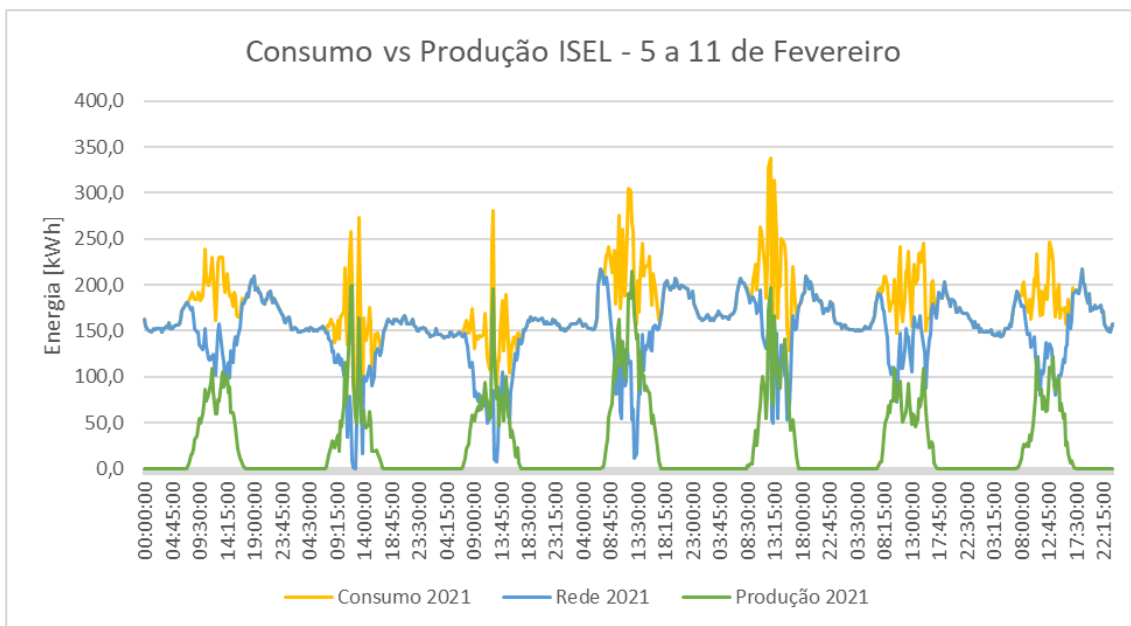


Figura 22: Consumo vs Produção 2021 – Pior cenário

Nestes dois gráficos das Figura 21 e Figura 22 podemos observar dois piores cenários ocorridos, um na sétima semana de 2020 e outro na sexta semana de 2021. Em ambos os casos verifica-se que a produção fotovoltaica não vai além dos 200kWh e que se tem que recorrer sempre à rede para satisfazer os consumos. No ano de 2020 houve mais consumo para o mesmo

período homólogo de 2021, existindo períodos em que se chegou aos 450kWh, pois estes foram efetuados antes do período de confinamento causado pela situação pandémica. Em relação ao período de 2021 apesar de haver menor consumo, é sempre ser necessário recorrer à rede para satisfazer as necessidades do consumo

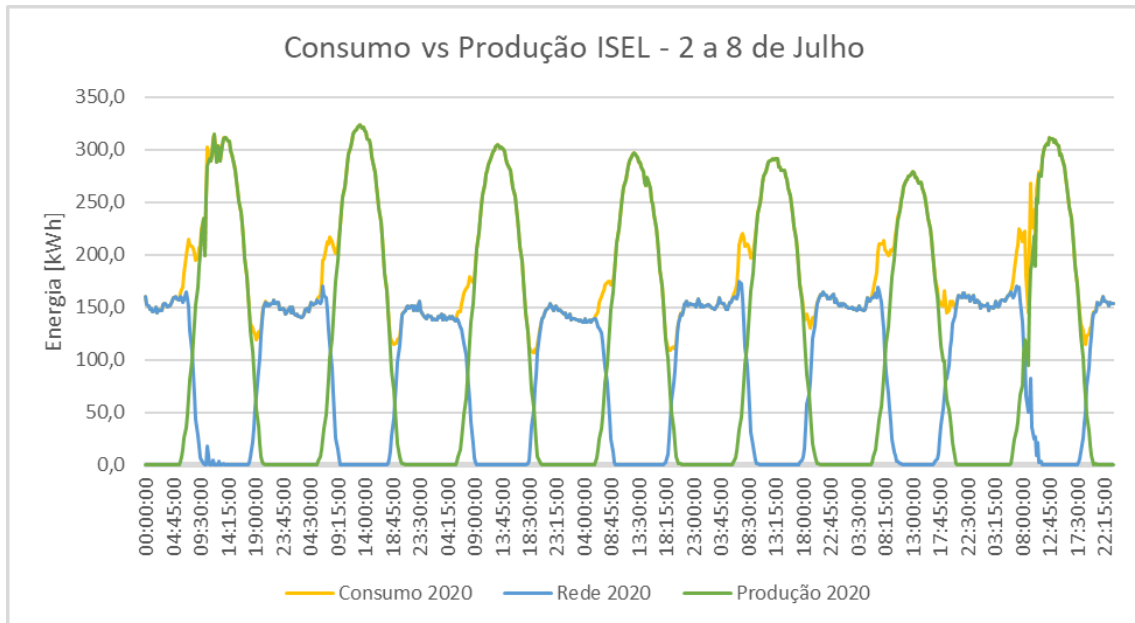


Figura 23: Consumo vs Produção 2020 – Melhor cenário

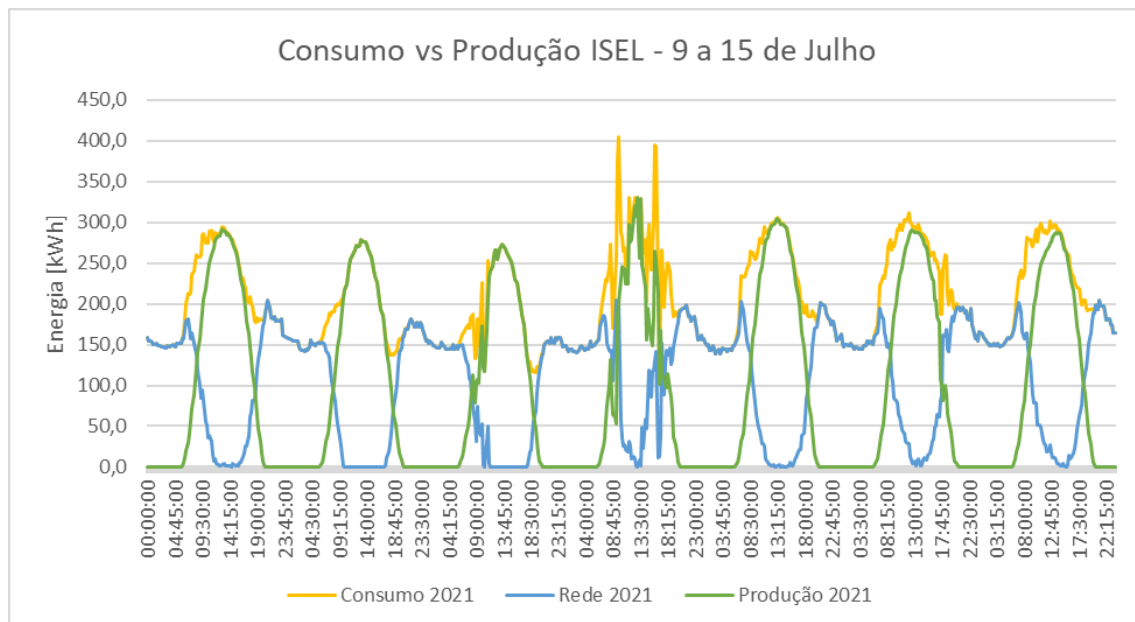


Figura 24: Consumo vs Produção 2021 – Melhor cenário

Já nestes cenários que dizem respeito à vigésima oitava semana de 2020 e de 2021, pode-se verificar pelos gráficos das Figura 23 e Figura 24 que a produção fotovoltaica cobre boa parte do consumo durante as 12h até às 18h, nas horas de maior produção de energia, o que corresponde a 25% das horas dum dia.

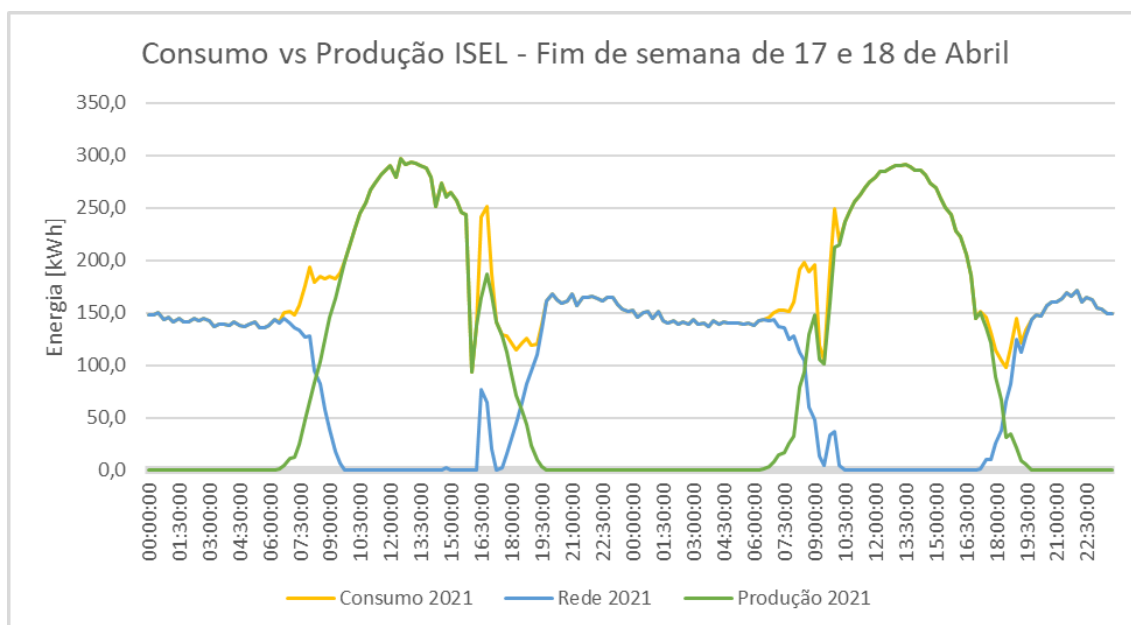


Figura 25: Consumo vs Produção 2021 – Fim de semana de 17 e 18 de Abril de 2021

Na Figura 25 está representado um cenário típico de fim de semana, onde se pode observar que a componente da produção fotovoltaica é suficiente para satisfazer praticamente todo o consumo durante as 10h e as 18h. Também se pode verificar que o pico de consumo não excede os 300kWh num dia. O consumo noturno ao fim de semana é praticamente o mesmo valor que o dos dias úteis.

Com o objetivo de perceber qual o peso que a componente da produção e da rede tem no sistema global, na

Tabela 5 encontram-se os valores de energia de consumo, rede e produção para cada mês de 2020 e 2021, bem como a respetiva percentagem de energia recorrida à rede e de produção em relação ao consumo mensal.

Ano	Mês	Consumo [MWh]	Rede [MWh]	Produção [MWh]	%Rede	%Autonomia
2020	Janeiro	91,83	82,78	9,05	90,15	9,85
	Fevereiro	137,54	112,87	24,67	82,07	17,93
	Março	124,09	77,98	46,11	62,84	37,16
	Abril	93,70	45,63	48,06	48,70	51,30
	Mai	106,64	37,62	69,02	35,28	64,72
	Junho	106,62	34,03	72,58	31,92	68,08
	Julho	113,90	37,70	76,20	33,10	66,90
	Agosto	101,50	34,33	67,18	33,82	66,18
	Setembro	99,77	48,23	51,54	48,34	51,66
	Outubro	113,95	74,77	39,19	65,61	34,39
	Novembro	123,49	101,15	22,34	81,91	18,09
	Dezembro	120,20	99,15	21,05	82,49	17,51
2021	Janeiro	144,61	121,64	22,97	84,12	15,88
	Fevereiro	92,40	67,54	24,86	73,10	26,90
	Março	105,55	55,29	50,25	52,39	47,61
	Abril	106,23	57,00	49,24	53,65	46,35
	Mai	115,86	50,67	65,19	43,74	56,26
	Junho	119,25	50,99	68,26	42,76	57,24
	Julho	121,77	51,71	70,06	42,47	57,53
	Agosto	101,03	36,40	64,63	36,03	63,97
	Setembro	110,04	58,87	51,17	53,50	46,50
	Outubro	141,93	103,41	38,52	72,86	27,14
	Novembro	150,43	122,05	28,38	81,14	18,86
	Dezembro	136,65	117,96	18,68	86,33	13,67

Tabela 5: Percentagem de produção e de energia da rede em relação ao consumo mensal referente a 2020 e 2021

Analisando a

Tabela 5, pode-se concluir que os meses com menos sol, como por exemplo, janeiro, fevereiro, março e outubro, novembro, dezembro apresentam taxas de produção menores, logo necessita-se de recorrer a mais energia de rede ultrapassando os 80%. Por outro lado nos meses com mais sol, principalmente na época de Verão existe mais produção, baixando assim as necessidades energéticas por parte da rede, rondando os 30% e 40%. Também se pode verificar que a produção nos meses mais quentes do ano 2020 foi melhor que 2021, com os meses de junho, julho e agosto a destacarem-se com

percentagem de produção quase nos 70%. No que diz respeito a 2021 o mês de agosto foi o que teve melhor desempenho com 63,97%.

O mês de janeiro de 2020 foi o que obteve um valor de produção menor, devido à entrada de funcionamento do sistema nessa altura, que ocorreu em meados desse mês.

Os consumos de energia do ano 2020 foram um pouco inferiores aos do 2021, devido ao confinamento provocado pela pandemia, com os meses janeiro, abril e setembro a apresentarem valores mais baixos. Em relação ao ano de 2021, os meses de outubro e novembro apresentam valores acima da média dos restantes com 141,93 MWh e 150,43 MWh, respetivamente.

Ano	Consumo [MWh]	Rede [MWh]	Produção [MWh]	%Rede	%Autonomia
2020	1333,22	786,23	546,99	58,97	41,03
2021	1445,75	893,55	552,20	61,81	38,19

Tabela 6: Percentagem de produção e de energia da rede em relação ao consumo anual referente a 2020 e 2021

A Tabela 6 permite concluir que durante o período de 2020 houve menor produção de energia, penalizado principalmente pelo mês de janeiro, e também um menor consumo em relação ao mesmo período de 2021. Devido ao confinamento houve menos consumo no ano de 2020 necessitando apenas a rede satisfazer 59% das necessidades de consumo comparativamente os 62% de 2021.

4.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico com Software PVsyst

Neste trabalho utilizou-se o software PVsyst para simulação de funcionamento do sistema fotovoltaico instalado, para se poder assim comparar os resultados obtidos em simulação com os resultados retirados do mesmo. Neste subcapítulo vai-se explicar como se procedeu com o software para se simular o sistema em estudo.

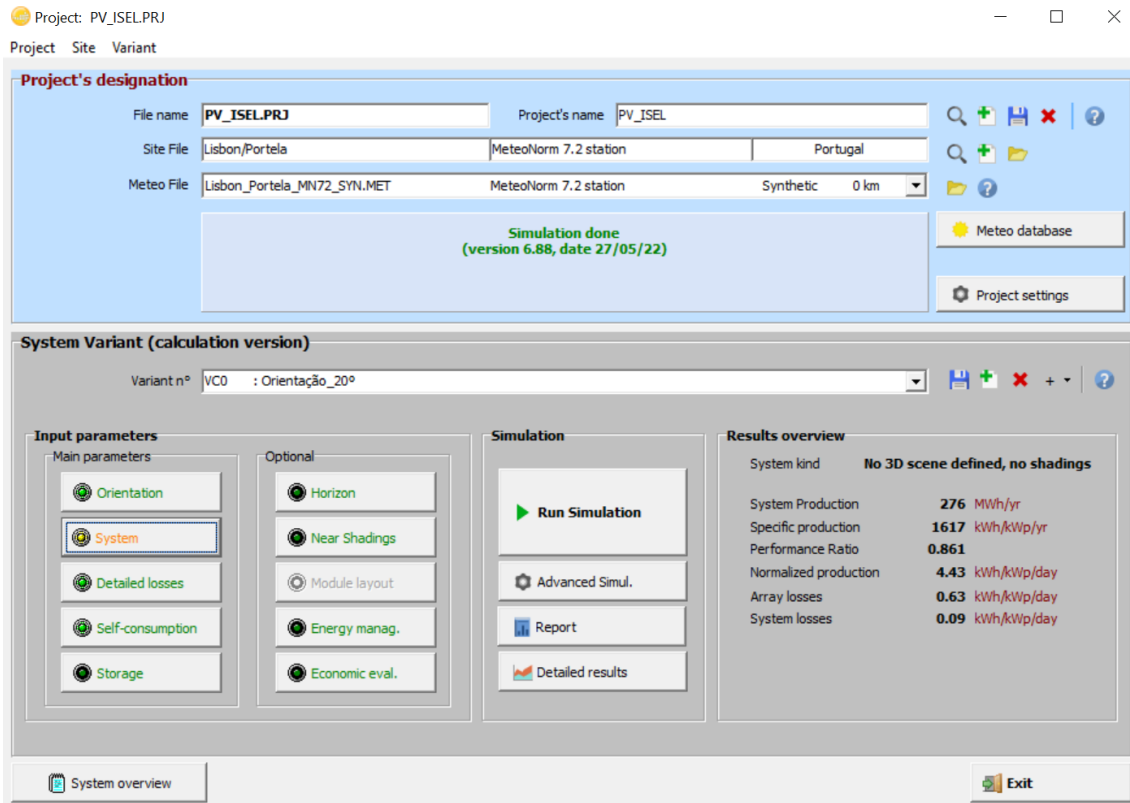


Figura 26: Menu principal do software PVsyst [21]

Para este projeto escolheu-se um sistema que está conectado com a rede, pois esta de certa forma é que irá fornecer energia ao sistema, quando não há produção fotovoltaica ou quando esta não é suficiente para cobrir todo o consumo.

De um modo geral, a Figura 26 apresenta o aspeto principal do software PVsyst onde se desenvolveu o todo projeto e está dividido em duas partes, a parte de cima azulada e a parte de baixo acinzentada. Na área a azul selecionou-se a base de dados da meteorologia do local mais próximo do campus do ISEL em Chelas, Lisboa, que neste caso foi Portela, para um estudo mais realista das condições meteorológicas da zona.

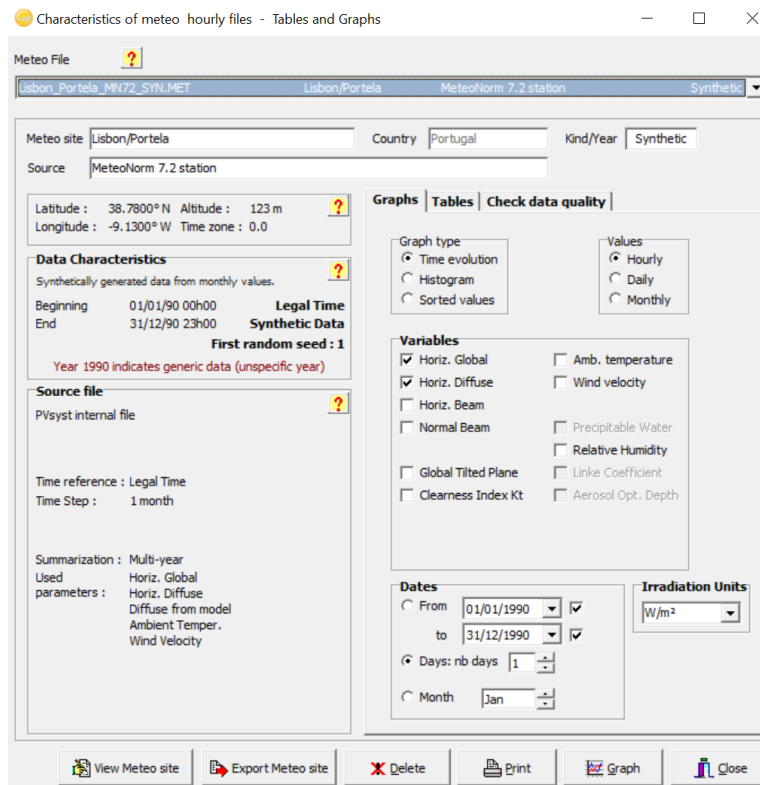


Figura 27: Caraterísticas do local em estudo [21]

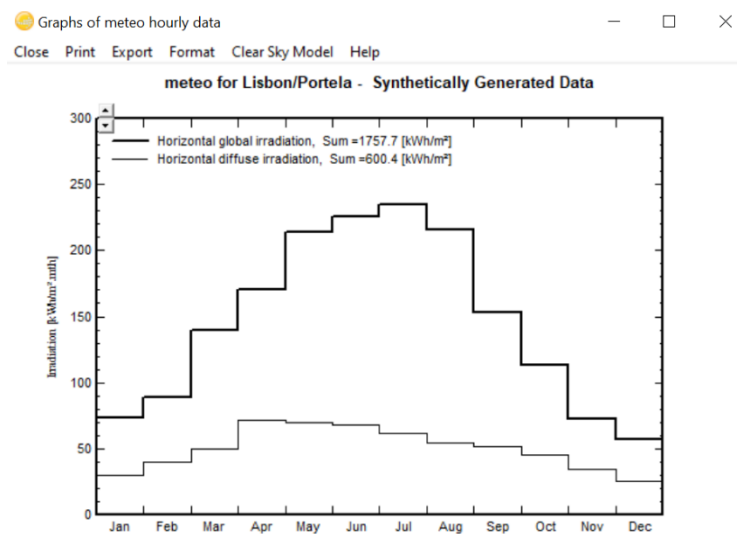


Figura 28: Irradiação horizontal global e difusa [21]

Na Figura 27 podemos observar as coordenadas do local em estudo, com uma latitude de $38^{\circ}78'00$ N, uma longitude de $-9^{\circ}13'00$ W e de altitude 123 metros. 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 fotovoltaico. Através do PVSyst foi possível obter a curva de irradiação média mensal horizontal global (direta + difusa) e difusa, dada em (kWh/m^2), para todos os meses do ano, como se pode observar na Figura 28. Como seria expectável de esperar a irradiação horizontal difusa possui valores de energia mais baixos, devido à absorção por parte dos constituintes da atmosfera. Também se pode analisar que, para as coordenadas geográficas selecionadas, a irradiação horizontal global anual foi de $1757,7 \text{ kWh/m}^2$. O mês com maior irradiação diária média mensal foi o mês de julho, seguindo-se o junho e o agosto. Os meses de janeiro, novembro e dezembro foram os que tiveram a menor irradiação diária mensal.

Já na área a cinzento construiu-se todo o sistema fotovoltaico com base nos parâmetros e características dos equipamentos que o constituem.

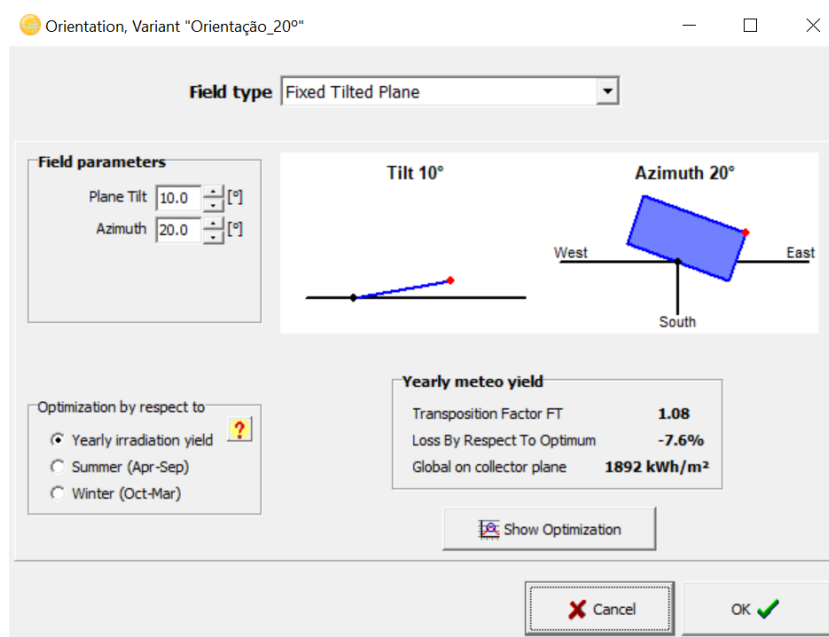


Figura 29: Parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute [21]

Primeiro começou-se por definir/criar a orientação dos módulos, neste caso criou-se três variantes, pois os módulos possuem três orientações diferentes, uma com um ângulo de 20° como mostra a Figura 29, outra de 110° e outra de -70° nas Figura 30 e Figura 31, respetivamente. Estes parâmetros foram introduzidos no campo "Azimuth", referindo-se assim ao ângulo de azimute. Todos os módulos apresentam o mesmo ângulo de inclinação, que é

de 10° e que foi introduzido no campo “plane tilt” como se pode também observar na Figura 29. Na Figura 30 pode-se verificar que os módulos com a orientação a 110° captam menos energia solar por ano, perfazendo apenas 1702 kWh/m²/ano, pois estes estão mais orientados a norte. Já os módulos com orientação a 20° são os que apresentam melhor aproveitamento da luz solar, contando com 1892kWh/m²/ano, pois ao contrário dos anteriores, estes estão mais virados a sul.

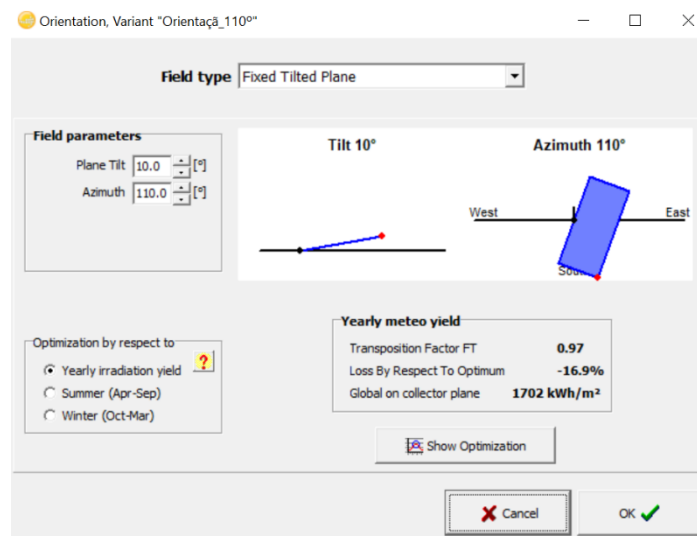


Figura 30: Parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute [21]

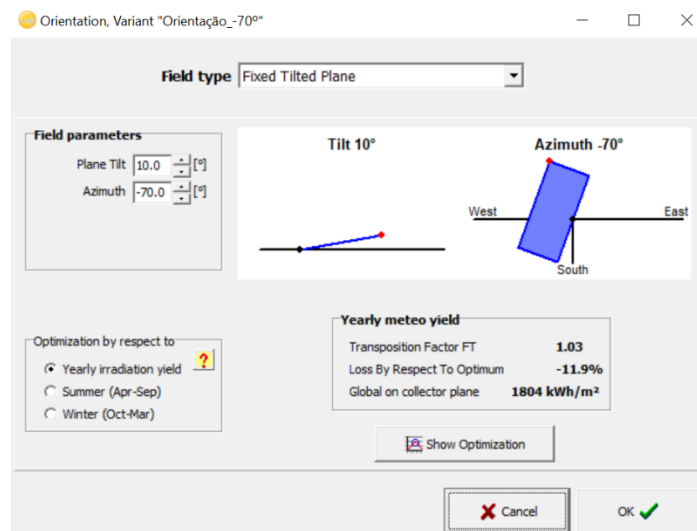


Figura 31: Parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute [21]

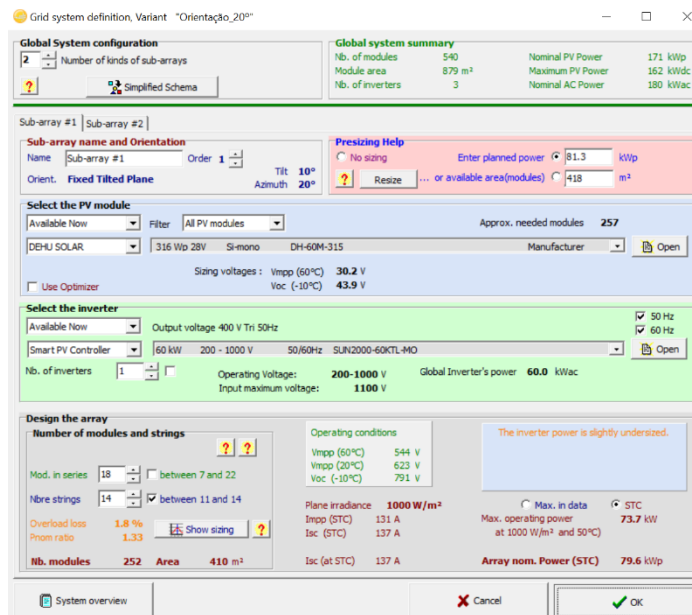


Figura 32: Implementação do sistema fotovoltaico para a orientação de 20° [21]

No submenu “system” construiu-se o sistema com base nas características técnicas dos equipamentos que o constituem, como se pode observar na Figura 32. Neste submenu primeiramente definiu-se quantos “sub-arrays” se tem com a mesma orientação, bem como a potência total de cada. De seguida seleccionou-se o tipo de modulo fotovoltaico e o inversor do sistema criado previamente de acordo com as características do sistema em estudo como se pode ver nas Figura 33, Figura 34 e Figura 35. Com base nas características técnicas dos módulos e dos inversores, o software calcula o número de *strings* ligadas em série e em paralelo otimizado.

Para as restantes variantes de orientação de 110° e -70°, fez-se o mesmo procedimento.

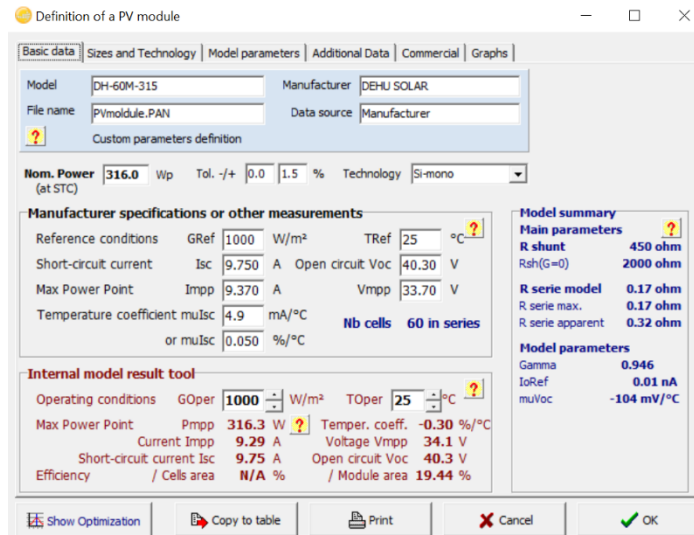


Figura 33: Implementação das características técnicas dos módulos fotovoltaicos [21]

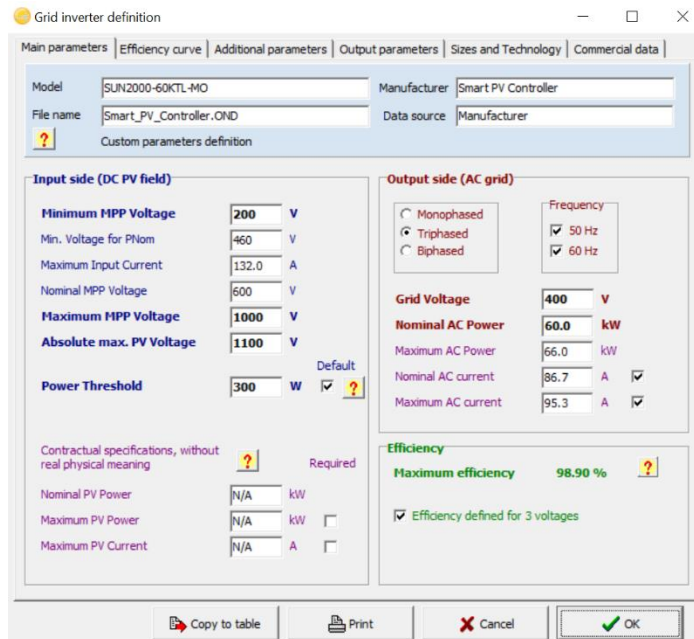


Figura 34: Implementação das características técnicas do inversor de 60kW [21]

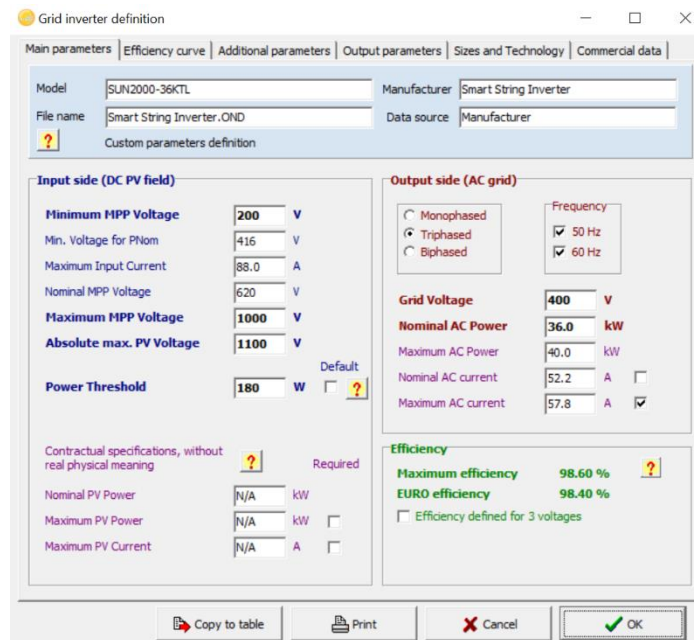


Figura 35: Implementação das características técnicas do inversor de 40kW [21]

No submenu “self-consumption” criou-se um perfil diário de consumo com base na média de valores de cada hora do dia. Como os valores de consumo registados dizem respeito ao sistema todo em si, para introduzir no software teve-se de dividir a média dos valores de cada hora por três para ficarem distribuídos igualmente nas três variantes de orientação diferentes. Nas Figura 36 e Figura 37 podem-se observar o exemplo para a variante de orientação de 20°, em que na Figura 36 está representado o perfil diário com base nos valores médios de consumo de cada hora e na Figura 37 está representado valores médios mensais com base nos valores introduzidos anteriormente.

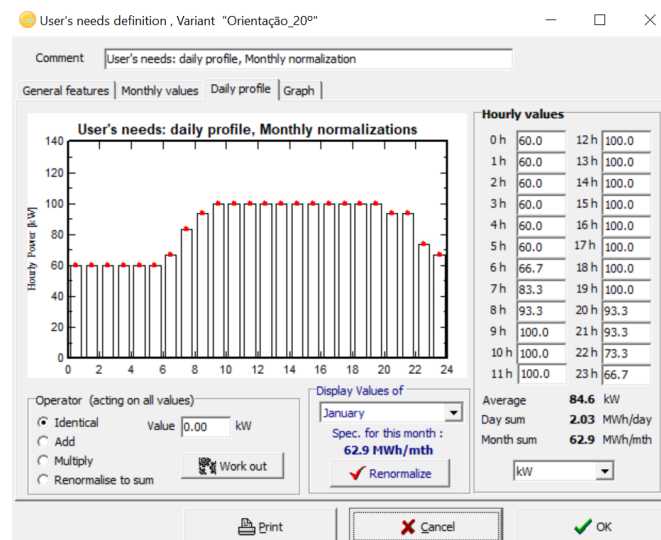


Figura 36: Implementação do perfil diário de consumo [21]

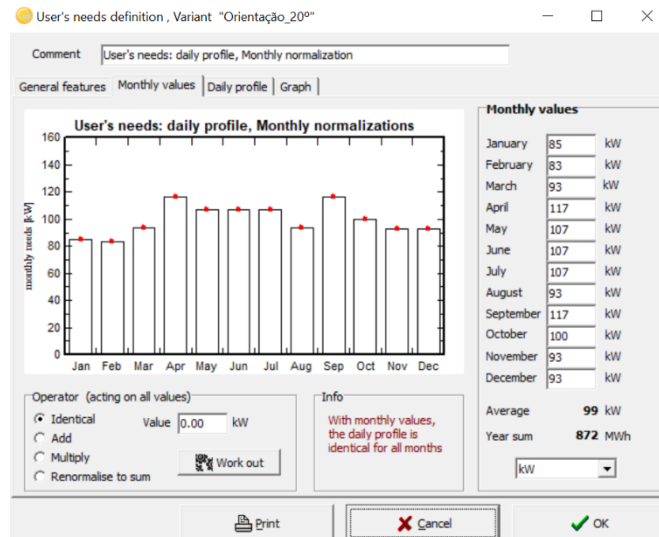


Figura 37: Implementação do perfil mensal de consumo [21]

4.3 Valores de simulação de produção de energia

Após a introdução de todos os valores no sistema, executou-se o programa para cada variante de orientação dando assim os respetivos valores de energia. Como neste estudo interessa conhecer a energia global do sistema e não uma parte, exportou-se os dados de cada variante para o Excel para se poder juntar assim se poder analisar melhor.

Nas Figura 38 e Figura 39 vão ser apresentados dois gráficos em que um deles diz respeito a um mês com valores de simulação de energia mais baixos, dezembro e outro onde se verificou mais elevado, julho.

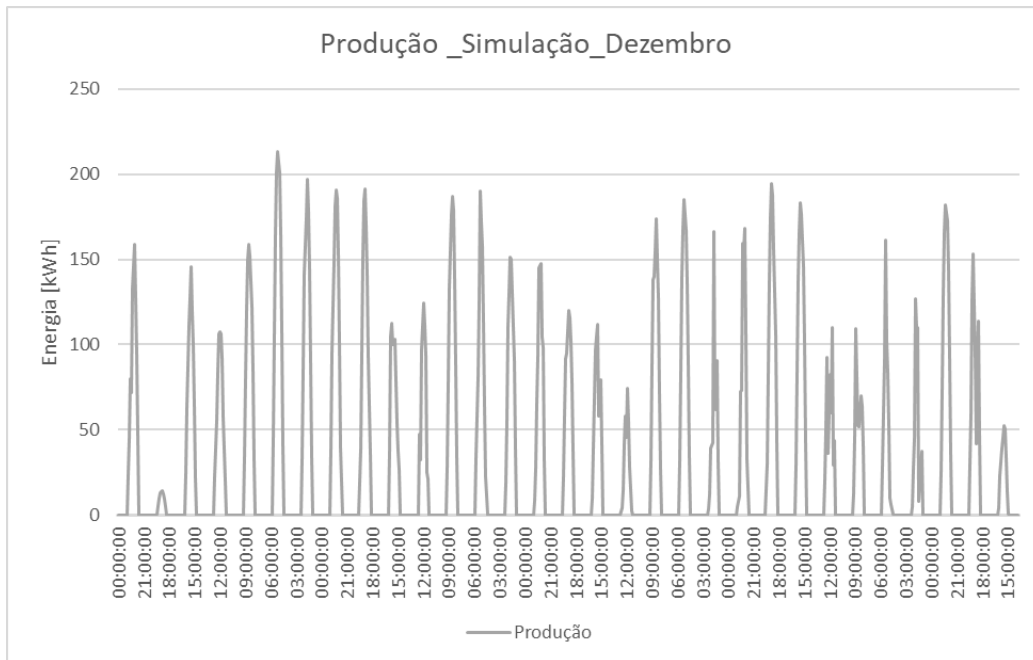


Figura 38: Simulação de energia produzida para o mês de dezembro

O mês de dezembro foi o que apresentou menor produção de energia. Como se pode observar na Figura 38, só existe praticamente um dia no mês em que a energia máxima produzida ultrapassa os 200kWh, havendo também dias em que a produção pouco vai além dos 100kWh

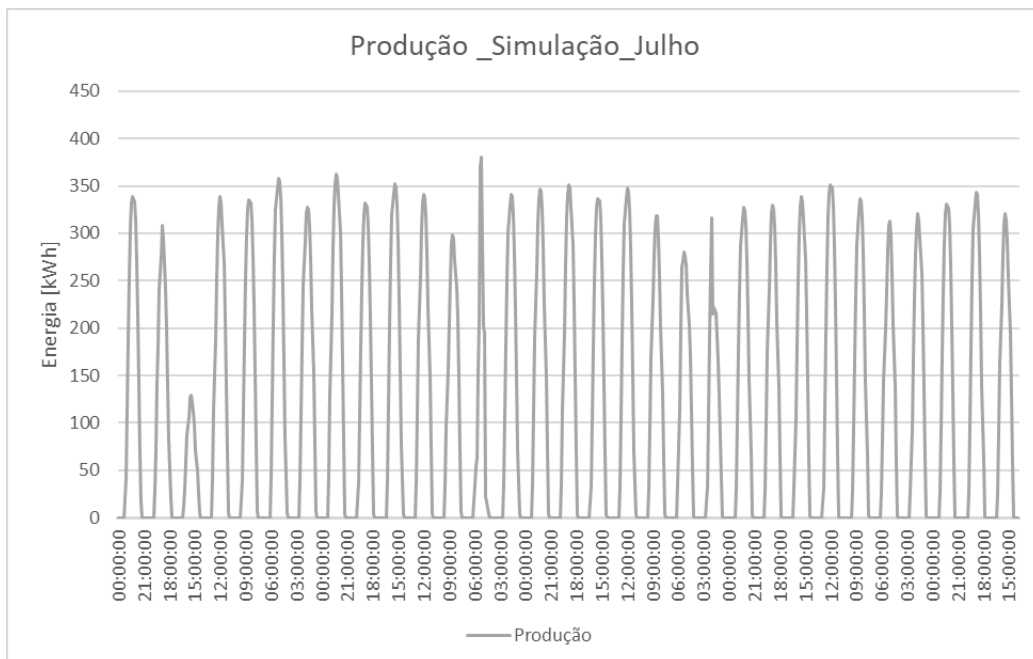


Figura 39: Simulação de energia produzida para o mês de Julho

Já o mês de julho foi o que apresentou maior produção de energia. Como se pode observar só existe praticamente um dia no mês em que a energia máxima produzida é inferior a 100kWh nos restantes dias a produção máxima é quase sempre superior a 300kWh.

4.4 Produção Simulação vs Produção Real

Para que seja possível comparar os valores obtidos através do software PVsyst com os dados de produção real recolhidos do sistema, organizou-se a energia total produzida por cada mês de modo se conseguir analisar a evolução da produção ao longo do ano.



Figura 40: Energia total produzida ao longo do ano de 2020 dados reais

Na Figura 40 tem-se a energia total produzida em cada mês de 2020, que como se pode perceber o mês de julho foi o que se obteve maior produção. Por sua vez, os meses com pouca produção foram os dois primeiros e os dois últimos do ano, janeiro e fevereiro e novembro e dezembro, respetivamente. O mês de Janeiro apresenta um valor muito mais baixo do que Fevereiro, pois os dados de produção do sistema começam a 16 de Janeiro, dia do início de produção.



Figura 41: Energia total produzida ao longo do ano de 2021 dados reais

Já a energia total produzida em cada mês de 2021 que como se pode perceber o mês de Julho também foi o que se obteve maior produção à semelhança com o ano anterior. Por sua vez, os meses com pouca produção foram os dois primeiros e os dois últimos do ano, Janeiro, Fevereiro e Novembro, Dezembro, respetivamente, tal como aconteceu com o ano anterior. Por sua vez, o mês de Março obteve melhor desempenho que o mês de Abril, algo que não aconteceu em 2021.

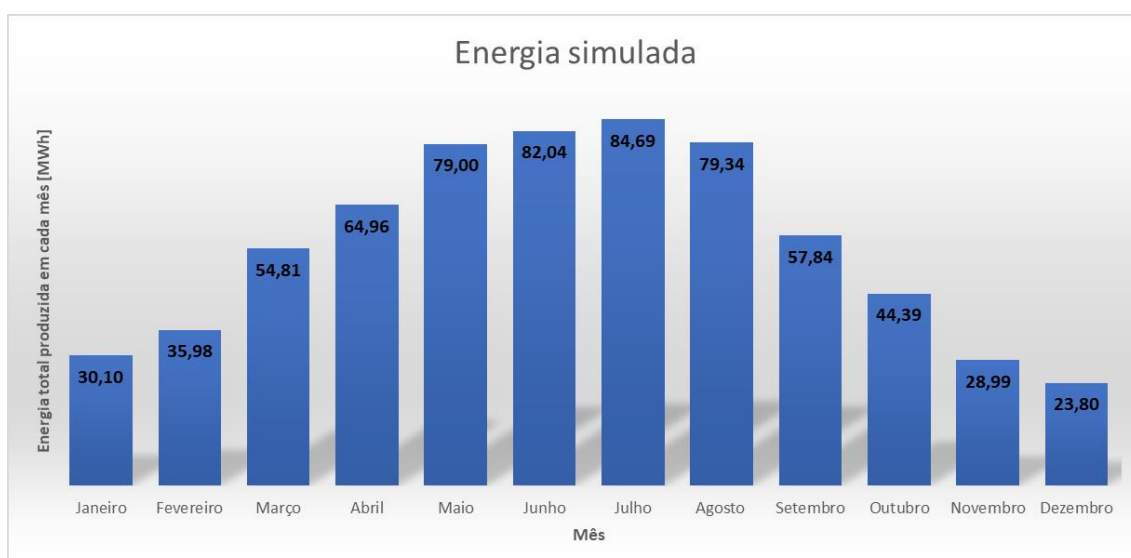


Figura 42: Energia total simulada ao longo de um ano

No que diz respeito à energia simulada pelo software utilizado, pode-se concluir que a energia total em cada mês produzida é sempre superior em relação à energia produzida dos anos de 2020 e 2021, pois neste caso é como se de um sistema fotovoltaico perfeito se tratasse. À semelhança do que foi analisado anteriormente, também neste caso tem-se o mês de julho como o melhor para a produção de energia e os dois primeiros e os dois últimos meses a serem os piores. Para se compreender melhor a variação da energia total produzida em cada mês de 2020 e 2021 com o que foi obtido em *software* elaborou-se a Tabela 7.

2020				2021			
Mês	Produção [MWh]	Simulação [MWh]	Variação	Mês	Produção [MWh]	Simulação [MWh]	Variação
Jan.	9,05	30,10	-233%	Jan.	22,97	30,10	-31%
Fev.	24,67	35,98	-46%	Fev.	24,86	35,98	-45%
Mar.	46,11	54,81	-19%	Mar.	50,25	54,81	-9%
Abril	48,06	64,96	-35%	Abril	49,24	64,96	-32%
Mai	69,02	79,00	-14%	Mai	65,19	79,00	-21%
Jun.	72,58	82,04	-13%	Jun.	68,26	82,04	-20%
Julho	76,20	84,69	-11%	Julho	70,06	84,69	-21%
Ago.	67,18	79,34	-18%	Ago.	64,63	79,34	-23%
Set.	51,54	57,84	-12%	Set.	51,17	57,84	-13%
Out.	39,19	44,39	-13%	Out.	38,52	44,39	-15%
Nov.	22,34	28,99	-30%	Nov.	28,38	28,99	-2%
Dez.	21,05	23,80	-13%	Dez.	18,68	23,80	-27%

Tabela 7: Variação entre a energia produzida e simulada de 2020 e 2021

Na Tabela 7 podemos verificar que a variação do valor total da energia produzida com a simulada foi menor em 2020 do que em 2021, com a maioria dos meses apresentar uma variação abaixo dos 20%, o que em 2021 isso não acontece. No que diz respeito à variação de 233% no mês de janeiro de, isso acontece devido a não termos os dados do mês completo, pois só se tem dados a partir de 16 de janeiro, dia em que entrou em funcionamento o sistema fotovoltaico, tal como foi explicado anteriormente.

Ano	Produção Real [MWh]	Simulação [MWh]	Variação
2020	547	666	-22%
2021	552	666	-21%

Tabela 8: Variação entre a energia anual produzida e simulada de 2020 e 2021

Na Tabela 8 estão apresentados os valores totais de produção e de simulação referentes ao ano de 2020 e 2021, bem como a sua variação percentual. O valor de energia produzida em 2020 foi menor que o ano 2021, devido à entrada de funcionamento do sistema em meados do mês de janeiro de 2020, reduzindo assim o valor de produção de energia comparando com o mesmo de período homólogo de 2021. Se considerarmos a energia produzida no mês de Janeiro de 2020 equivalente ao do 2021, obtém-se um valor de produção de 2020 um pouco superior. No ano de 2020 e 2021 obteve-se uma variação percentual de 22% e 21%, respetivamente, em relação aos valores de energia produzida simulada, permitindo concluir que relação entre a energia produzida e a simulada ronda os 20% a menos.

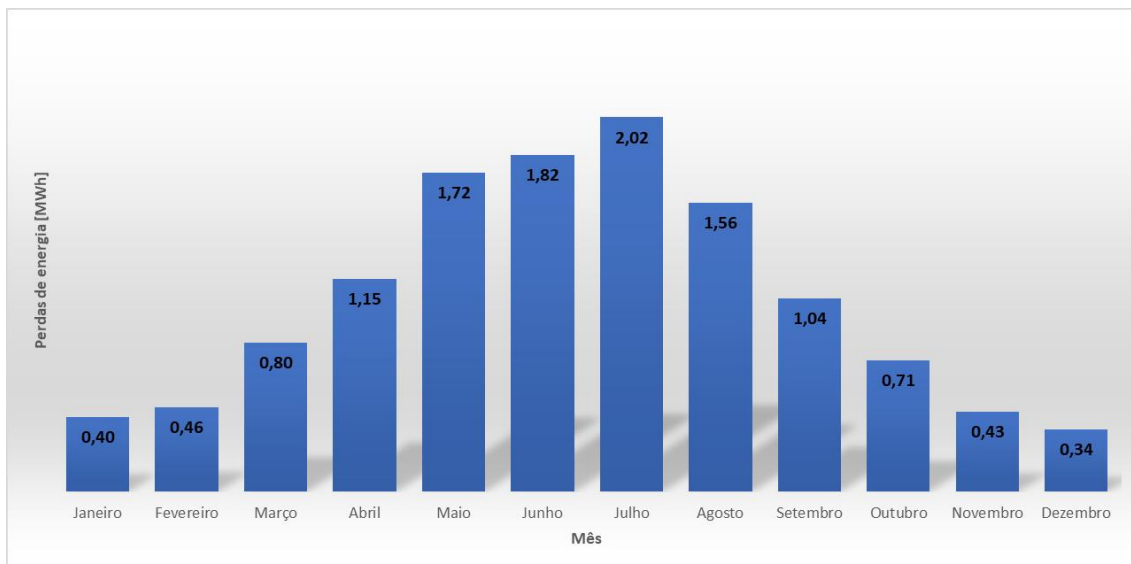


Figura 43: Perdas de energia simulada ao longo de um ano

Como nenhum sistema possui uma eficácia a 100%, existem perdas energéticas associadas, na Figura 43 está representado o gráfico das perdas energéticas do sistema simulado em *software* ao longo de um ano com os meses de maior produção a apresentarem maiores perdas. O mês de julho é o que

apresenta maior perda de energia com 2,02MWh. Os meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro tiveram perdas menores, pois também houve menos produção de energia.

Mês	Produção Simulada [MWh]	Perdas Energéticas [MWh]	Variação
Janeiro	30,11	0,40	1,34%
Fevereiro	35,98	0,46	1,27%
Março	54,82	0,80	1,47%
Abril	64,96	1,15	1,77%
Mai	79,00	1,72	2,18%
Junho	82,04	1,82	2,22%
Julho	84,70	2,02	2,39%
Agosto	79,34	1,56	1,97%
Setembro	57,84	1,04	1,81%
Outubro	44,39	0,71	1,60%
Novembro	28,99	0,43	1,49%
Dezembro	23,80	0,34	1,42%

Tabela 9: Variação percentual entre a produção simulada e as perdas energéticas

Com o objetivo de perceber a evolução da variação percentual das perdas energéticas à medida que a produção aumenta, construiu-se a Tabela 9 com os valores recolhidos do software PVsyst. Como se pode observar a relação entre as perdas energéticas e a produção não é constante à medida que esta última aumenta. Com o aumento da produção a variação também vai aumentar, atingindo o seu valor máximo em Julho, altura em que se produz mais energia. Já nos meses de menor produção a variação também é menor, havendo menos perdas energéticas. Estas perdas resultam do funcionamento dos inversores, que estão diretamente relacionadas com a eficiência dos mesmos, que quanto mais elevadas forem, menor o rendimento.

Produção Anual Simulada	Perdas Energéticas Anuais	Variação Anual
665,96 MWh	12,47 MWh	1,87%

Tabela 10: Variação percentual anual entre a produção anual simulada e as perdas energéticas anuais

Num cenário anual com valores produção e perdas energéticas anuais, obtém-se uma variação percentual anual de 1,87%.

4.5 Otimização de produção com a variação de inclinação dos módulos

Após a análise feita anteriormente entre a variação da energia produzida em 2020 e 2021 em relação à energia obtida da simulação em software, recorreu-se a uma ferramenta de otimização do programa no qual fez-se variar o ângulo de inclinação do módulos para cada variante de orientação entre 10°, ângulo atual de inclinação, e 50°. Para o software indicar um ângulo de inclinação mais preciso variou-se 40 vezes, diferença de ângulo entre os 50° e os 10° como se pode ver na Figura 44. Escolheu-se o parâmetro “Tilt” para fazer a variação de inclinação.

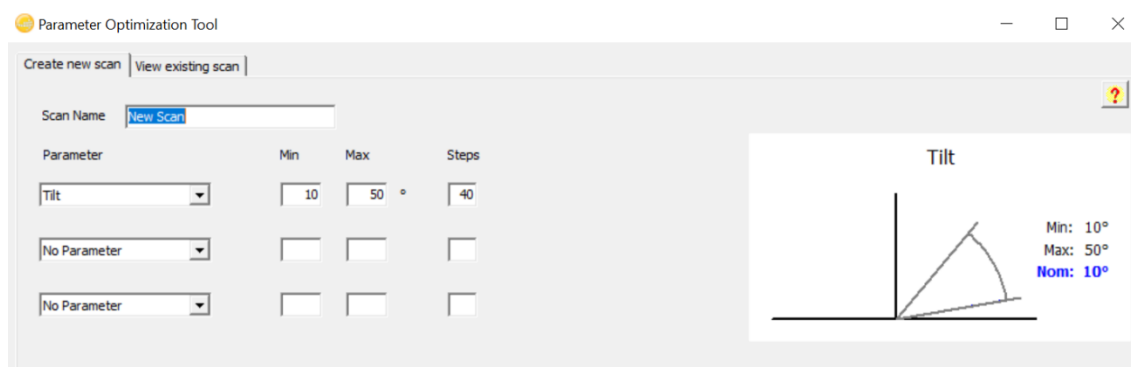


Figura 44: Introdução dos parâmetros para otimização de ângulo de inclinação [21]

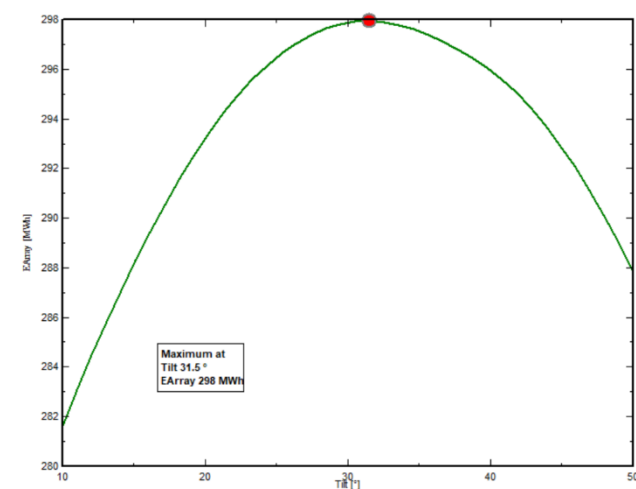


Figura 45: Ângulo ótimo de inclinação para a variante de 20° [21]

Na Figura 45 obteve-se uma inclinação ótima de $31,5^\circ$ para a variante de orientação de 20° perfazendo um total de 298MWh de energia produzida.

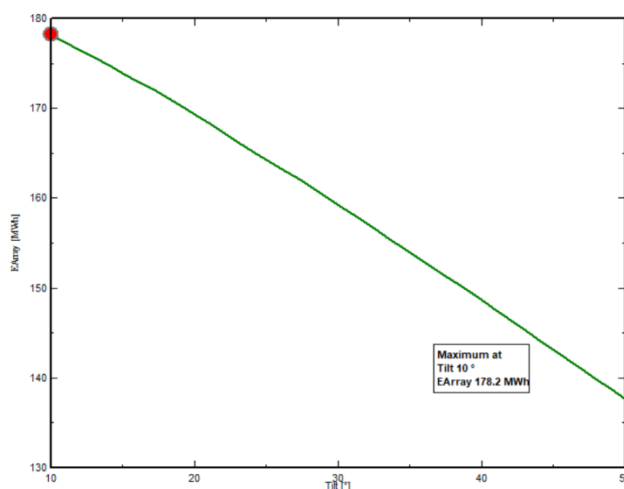


Figura 46: Ângulo ótimo de inclinação para a variante de 110° [21]

Para a variante de orientação de 110° não se obteve nenhum outro ângulo de otimização, permanecendo então os 10° de inclinação como ângulo ótimo de inclinação. Com este ângulo de orientação consegue-se uma produção de energia de 178,2MWh.

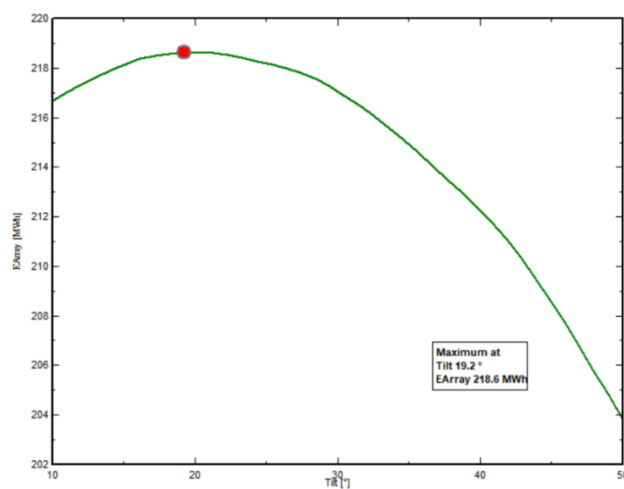


Figura 47: Ângulo ótimo de inclinação para a variante de -70° [21]

E por último, para a variante de orientação de -70° , obteve-se uma inclinação ótima de $19,2^\circ$ perfazendo um total de 218,6MWh de energia produzida, como se pode ver na Figura 47.

Como não existe nenhuma solução ótima de inclinação para os módulos com orientação de 110°, pois estes encontram-se mais virados a norte, a única solução possível será colocá-los também a um ângulo de orientação de -70° e uma inclinação de 19,2°, dado que estes se encontram em lados paralelos.

É importante salientar que estes valores de energia dizem respeito à energia produzida nos módulos não contando com as perdas dos inversores. Para a obtenção da energia produzida à saída dos inversores, fez-se correr novamente o programa, mas desta vez colocando os novos valores de inclinação ótimos para as duas variantes de 20° e -70°. Para uma melhor compreensão dos resultados criou-se em Excel a Tabela 11 que apresenta a variação percentual da energia produzida anualmente para cada variante de orientação com e sem otimização do ângulo de inclinação.

Orientação	Sem Otimização			Com Otimização		
	20°	110°	-70°	20°	-70°	-70°
Inclinação	10°	10°	10°	31,5°	19,2°	19,2°
Energia produzida anual sem perdas [MWh]	281,9	178,2	216,8	298,0	195,0	218,6
Energia produzida anual com perdas [MWh]	276	177	213	292	191	214
Energia produzida anual total com perdas [MWh]	666			697		
Variação percentual	4,45%					

Tabela 11: Variação da energia produzida com e sem otimização do ângulo de inclinação

Na Tabela 11 pode-se observar que os valores de energia à saída dos inversores são inferiores aos valores à saída dos módulos, pois os inversores têm perdas, o seu rendimento não é de 100%. Para o cálculo da variação da energia total produzida com e sem otimização interessa saber os valores com perdas, pois são esses valores de energia que efetivamente contam para satisfazer o consumo. Com a alteração do ângulo de inclinação de 10° para 31.5° para o ângulo de orientação a 20° e para os restantes 10° de inclinação para 19.2° com um ângulo de orientação a -70°, consegue-se uma melhoria de energia total anual produzida de 4,45%.

Para se poder comparar os valores de energia produzida sem otimização e com otimização com os valores reais de produção, bem como uma previsão tendo em conta a diferença entre os valores dado pelo software e os obtidos pelo sistema instalado construiu-se a Tabela 12.

	Dados de simulação		Dados reais	
	Sem otimização	Com otimização	Atuais	Otimizados
Energia produzida anual total com perdas [MWh]	666	697	552	578

Tabela 12: Relação entre os dados de simulação e dados reais sem e com otimização

Na Tabela 12 estão representados os valores de energia produzida anual com os dados recolhidos do software PVsyst, dados de simulação e os dados reais do sistema em estudo. Os dados reais atuais são referentes à energia produzida no ano de 2021, que calculado anteriormente e apresentado na Tabela 8, apresenta uma variação de 21% para o valor de energia produzida simulada sem otimização. O valor de 578MWh dos dados reais otimizados para a energia produzida anual total é o valor que é esperado obter-se com a inclinação ótima dos módulos, tendo em conta a variação existente entre os valores obtidos na simulação e os valores reais de produção, que neste caso considerou-se os 21%, variação dos valores do último ano.

4.6 Custo da solução vs ganho adicional de energia

Com o objetivo de analisar se esta solução otimizada é viável economicamente, tem-se em consideração o custo de implementação desta solução comparativamente o ganho adicional de energia que é possível obter. Para o custo de implementação do sistema de inclinação considerar-se 0,10€/W, (valor médio empiricamente utilizado por projetistas), ou seja é o custo por cada Watt de potência instalada, e o custo médio de energia vai ser de 0,15€/kWh, valor médio do custo de energia. Dado que é necessário otimizar todos os módulos, para calcular a potência instalada total multiplicar-se-à o número total de módulos pela potência de cada um. O ganho adicional de energia vai ser a

diferença entre os 578MWh previstos com a otimização e a energia consumida em 2021 que foi de 552MWh.

Nº de módulos	1356
Potência de cada módulo [W]	315
Potência instalada [W]	427140
Custo de implementação [€/W]	0,10
Custo total [€]	42714
Ganho energético [MWh]	26
Custo de energia [€/MWh]	150
Ganho total [€]	3900

Tabela 13: Custo da solução versus ganho adicional de energia

Com esta análise pode-se concluir-se que a solução otimizada, tem um custo adicional seria de 42714€ e que o ganho total anual de energia seria de 3900€, o que levaria a aproximadamente 11 anos para se recuperar o valor investido. Mas este tempo de recuperação do investimento seria expectável se não houvesse depreciação do rendimento dos módulos ao longo do tempo, nem a depreciação devido à taxa de inflação.

Com a diminuição do rendimento o ganho adicional de energia acaba também por ser menor. Para este estudo considerou-se uma taxa de inflação de 2%, o que eleva o custo da solução dos atuais 42714€ para 51257€ ao fim de 11 anos, aumentando assim o tempo de recuperação para aproximadamente 14 anos. De acordo com os dados disponibilizados pelo fabricante, que podem ser visualizados na Figura 17, construiu-se a Tabela 14 que mostra a evolução da energia produzida esperada não otimizada e otimizada, bem como o ganho total anual ao longo dos anos.

Ano	Rend. %	Produção anual real esperada não otimizada [MWh]	Produção anual real esperada otimizada [MWh]	Ganho total anual s/depreciação [€]
1	97,00	552	578	3900
2	96,42	549	575	3879
3	95,84	546	571	3858
4	95,26	542	568	3829
5	94,68	539	565	3808
6	94,10	536	561	3787
7	93,52	533	558	3766
8	92,94	530	555	3745
9	92,36	525	552	3709
10	91,78	524	549	3702
11	91,20	521	545	3681
12	90,62	518	542	3660
13	90,09	515	539	3639
14	89,57	512	536	3617
15	89,05	509	533	3596
16	88,53	506	530	3575
17	88,01	503	527	3554

Tabela 14: Evolução do ganho total anual de energia ao longo dos anos

Na Tabela 14 apresenta a evolução da poupança total de energia ao longo dos anos, e que a diminuição da eficiência dos módulos faz também diminuir o ganho adicional de energia por ano. O ano 1 corresponde ao ano 2021, pois foi quando o sistema fez um ano que entrou em funcionamento. Para efeito desta análise económica, só se vai ter em conta os valores a partir do ano 3, este presente ano de 2023, pois o sistema já não possui o mesmo rendimento de quando foi instalado.

Ano	Rend. %	Ganho total anual c/depreciação [€]	Ganho total acumulado [€]
3	95,84	3858	3858
4	95,26	3754	7612
5	94,68	3733	11346
6	94,10	3713	15058
7	93,52	3692	18750
8	92,94	3671	22422
9	92,36	3637	26058
10	91,78	3630	29688
11	91,20	3609	33296
12	90,62	3588	36884
13	90,09	3567	40452
14	89,57	3546	43998
15	89,05	3526	47524
16	88,53	3505	51029
17	88,01	3485	54514

Tabela 15: Ganho total acumulado ao longo dos anos

Na Tabela 15 pode-se observar a evolução do ganho acumulado ao longo dos anos. No entanto, como estes ganhos ocorrem em momentos diferentes no tempo, não os poderíamos simplesmente adicionar, devido à taxa de inflação, teremos então de utilizar uma taxa de desconto para calcular o valor de todos os ganhos no momento presente, que neste caso considerou-se de 2%. Se o investimento já tivesse sido realizado neste ano de 2023 ter-se-ia uma poupança à volta dos 3800€ anuais. Conhecendo o custo de investimento, 51257€ demoraria então aproximadamente 14 anos para se ter o retorno total, sendo que nessa altura o sistema já possuía 17 anos de funcionamento.

Esta solução pode ainda viável visto que o sistema ainda se encontra a metade do tempo de vida útil se considerarmos com um prazo de 30 anos, possuindo ainda uma eficiência à volta dos 88%.

5. Manutenção de sistema fotovoltaicos

A manutenção regular é essencial para manter a segurança e fiabilidade dos equipamentos que constituem um sistema fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos são muito fiáveis e exigem pouca manutenção. Esta consiste principalmente na limpeza periódica dos módulos e na substituição das baterias. O fabricante dá uma garantia de 20 anos, embora a vida útil dos módulos de silício cristalino prevê-se que se situe acima dos 25 anos. Nos sistemas fotovoltaicos existem três tipos de manutenção [22].

- **Supervisão da instalação** – análise dos parâmetros de funcionamento da instalação fotovoltaica de uma forma periódica. Esta supervisão terá de ser realizada pelo proprietário. Atualmente nos grandes parques fotovoltaicos é frequente a utilização de sistemas de supervisão onde são controladas diversas variáveis como a potência de produção dos módulos, a potência entregue à rede, valores de corrente e tensões de produção, entre outros.
- **Manutenção preventiva** – define as atividades necessárias para impedir que os equipamentos possam avariar e assim criar demoras, com as perdas na produção. Além de lubrificação, calibrações e substituições periódicas habituais, limpezas, verificações e análises dos elementos, tudo isto fornecerá dados vitais para uma posterior correção de paragens no sistema de produção de energia. Este tipo de manutenção deverá ser realizado por um técnico qualificado para o efeito. Na Tabela 16 é apresentado um resumo das ações a realizar para a respetiva manutenção preventiva, para as instalações fotovoltaicas autónomas e na Tabela 17 para as instalações com injeção de energia na rede. No caso destas últimas, a periodicidade vai depender da potência da instalação.

Elemento	Ações a realizar	Periodicidade
Cablagem	Revisão do estudo da cablagem; Inspeção das ligações e terminais;	12 meses
Estado dos módulos	Situação face ao projeto inicial; Limpeza e verificar a presença de danos que afetem a segurança e proteções;	12 meses
Estrutura de suporte	Revisão de danos na estrutura; Verificar o estado de deterioração devido aos agentes ambientais;	12 meses
Baterias	Comprovar o nível do eletrólito; Limpeza e oleado dos terminais;	12 meses
Regulador de carga	Medir as quedas de tensões entre terminais; Inspeção visual do funcionamento no visor ou indicadores luminosos;	12 meses
Inversores	Estado dos indicadores luminosos/ visor e alarmes;	12 meses
Equipamentos de segurança e proteção	Verificação dos terminais, caixa de mediação e vareta; Verificação de terra; Teste do funcionamento dos interruptores de corte; Teste do funcionamento dos disjuntores; Verificação do estado dos fusíveis;	12 meses
Equipamentos de monitorização	Calibração e limpeza dos aparelhos de medição; Analisar o funcionamento e calibração do sistema de aquisição de dados; Verificação do sistema de armazenamento de dados;	6 meses

Tabela 16: Instalações fotovoltaicas autónomas (plano de manutenção preventiva) [22]

Elemento	Ações a realizar	Periodicidade	
		< 5kW	> 5 kW
Cablagem	Revisão do estado da cablagem; Inspeção das ligações e terminais; Teste das quedas de tensão no lado DC; Análise da cablagem de proteção à terra;	12 meses	6 meses
Estado dos módulos	Situação face ao projeto inicial; Limpeza e verificar a presença de danos que afetem a segurança e proteções;	12 meses	6 meses
Estrutura de suporte	Revisão de danos na estrutura; Verificar o estado de deterioração devido aos agentes ambientais;	12 meses	6 meses
Inversores	Estado dos indicadores luminosos/visor e alarmes;	12 meses	6 meses
Equipamentos de segurança e proteção	Verificação dos terminais, caixa de mediação e vareta; Verificação de terra; Teste do funcionamento dos interruptores de corte; Teste do funcionamento dos disjuntores; Verificação do estado dos fusíveis;	12 meses	6 meses
Equipamentos de monitorização	Calibração e limpeza dos aparelhos de medição; Analisar o funcionamento e calibração do sistema de aquisição de dados; Verificação do sistema de armazenamento de dados;	12 meses	

Tabela 17: Instalações fotovoltaicas ligadas à rede (plano de manutenção preventiva) [22]

- **Manutenção corretiva** – Este tipo de manutenção é realizada quando ocorre uma falha na instalação, e tem como objetivo eliminar a falha, a fim de restaurar a instalação de serviço o mais rapidamente possível, geralmente é mais cara do que a manutenção preventiva.

5.1. Termografia

Nas instalações fotovoltaicas, uma avaria frequente é o aquecimento excessivo dos condutores devido a conexões mal efetuadas. Isto provoca um aquecimento do condutor, e ao longo do tempo, pode haver um risco de incêndio na instalação. Estes aquecimentos irão originar os denominados “pontos quentes”. Para podermos detetar este tipo de avarias, poderemos recorrer a câmaras termográficas. Os olhos humanos não são sensíveis à radiação infravermelha emitida por um objeto, mas as câmaras termográficas são capazes de detetar a energia com sensores infravermelhos, com capacidade de visão nestas longitudes de onda. Isto permite medir a energia radiante emitida por objetos, e conseqüentemente, determinar e registar a temperatura da superfície à distância, sem contacto e em tempo real. Mais concretamente, a termografia é um método de inspeção não intrusivo, ou seja sem contato, para verificação da temperatura de um determinado dispositivo pelas análises de imagens térmicas de forma imediata ou posterior, uma vez que esses podem ser arquivados para fins de subseqüentes análises. As imagens termográficas possuem uma matriz, quadrática ou retangular, de dados discretos, pixels, onde cada um assume o valor da intensidade de cores proporcional a um sinal adquirido por sensores térmicos, apresentado em escala de temperatura, permitindo analisar assim possíveis anomalias térmicas através de temperaturas fora do padrão de operação [23] [24]. Nas Figura 48 pode-se observar uma imagem térmica de inspeção de um módulo fotovoltaico do sistema instalado no ISEL e na Figura 49 o modelo da câmara termográfica utilizada.

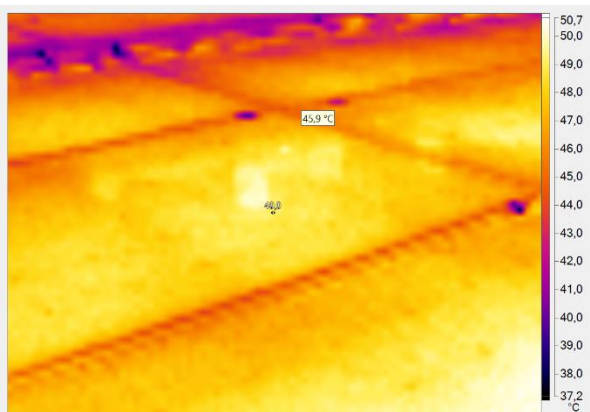


Figura 48: Imagem termográfica de um módulo do sistema



Figura 49: Câmara termográfica Fluke TiS20 [25]

A câmara termográfica, deteta as emissões de calor por radiação infravermelha emitida pelos corpos, o que possibilita a interpretação de sua temperatura [24] [26]. Dessa forma, o processo é distinto ao das câmaras fotográficas convencionais, pois as câmaras termográficas não necessitam da reflexão da luz sobre o objeto em estudo, o sinal é proveniente do movimento vibratório das moléculas que compõe os materiais desse objeto [24] [27]. Sendo assim, a radiação térmica pode ser medida em diferentes níveis sobre o espectro eletromagnético, sendo que a maioria das medições de temperatura por infravermelho é feito na região entre 0,2 a 20 micrómetros. A câmara termográfica utiliza detetores, que através de um sistema ótico converte radiação infravermelha em sinal elétrico, permitindo a leitura da temperatura dos objetos [24] [28].

As vantagens da termografia é de possuir um caráter não intrusivo, sendo assim não há necessidade de retirar o equipamento analisado de operação, a identificação de um quadro visual de forma que uma área grande possa ser analisada, a segurança ao operador, pela não necessidade de contato e análise do objeto em estudo em distâncias seguras, a relativa facilidade em operação da câmara termográfica, a diversidade de materiais para análise e o resultado em forma de imagem térmica de fácil visualização, que permite uma análise prévia dos dados de uma inspeção de forma imediata em tempo real e pode ser analisado em diversos programas de software [24] [27].

5.1.1. Inspeções termográficas a módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, assim como qualquer outro equipamento, estão sujeitos a possíveis falhas, que originam perda de potência ou interrupção do normal funcionamento. Por ser um equipamento estático, podem originar falhas devido às condições de operação, instalação, condições ambientais e elétricas. Por ser de difícil visualização, é necessário recorrer ao uso tecnologias que consigam detetar de forma rápida e eficaz, como por exemplo, a termografia [24].

Uma falha bastante comum é a quebra do vidro dos módulos. A quebra do vidro leva à perda de desempenho devido à corrosão do circuito elétrico

exposto ao oxigênio e vapor de água. O mau posicionamento dos conectores pode levar a perda total da energia convertida, ou em casos extremos, incêndios devido à presença de um arco elétrico. Uma adversidade ambiental comum é a falha devido a raios. Raios danificam os diodos bypass, o que pode induzir falhas posteriores e também podem ser responsáveis pela quebra mecânica do módulo fotovoltaico quando atingido diretamente [24].

Todas de falhas têm como consequência uma alteração na temperatura do módulo, podendo ser pontos quentes, que são conhecidos como hotspots, ou pontos frios. Isso porque células defeituosas irão alterar o fluxo de corrente elétrica, criando assim locais com esses gradientes de temperatura que podem ser identificados pela câmara termográfica. Essa técnica também permite a identificação de diodos danificados e danos mecânicos [24] [29].

Porém, pontos quentes e áreas quentes apresentam somente alguma informação sobre tais anomalias. Os pontos quentes estão normalmente associados ao sombreamento, poeiras, sujeidade, células com desempenhos distintos e células rachadas. Dessa forma é necessária uma análise mais crítica quanto a imagem apresentada e a causa das anomalias térmicas [24].



Figura 50 : Imagem normal de um módulo do sistema

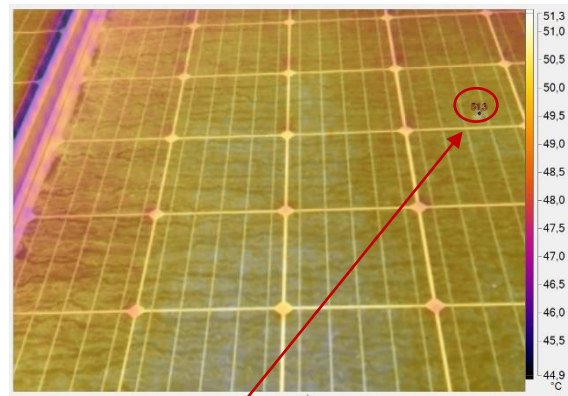


Figura 51: Imagem termográfica de um módulo do sistema com visualização de um ponto quente



Como exemplo disso, pode-se observar nas imagens acima capturadas através da câmara termográfica os módulos fotovoltaicos instalados no ISEL. Na Figura 50 é uma simples fotografia de um módulo em que podemos observar alguma sujidade, principalmente causada por poeiras e humidade. Já na Figura 51 tem-se uma imagem termográfica do módulo indicando a temperatura em cada ponto com base na emissividade de calor desse ponto. Através disso, detetou-se um ponto quente causado por sujidade de valor $51,3^{\circ}$ como se pode observar nessa mesma figura.

Desde que os painéis foram montados na cobertura, o ISEL nunca os limpou, a não ser quando chove, mas não é suficiente, pois a sujidade acaba por se agarrar e ser mais difícil de sair, a percentagem de perdas de eficiência que pode estar associado a este facto e que foi mencionada anteriormente é de 15%-35%.

6. Conclusões

Nesta dissertação definiu-se como principal objetivo, a análise do desempenho de unidades fotovoltaicas de microprodução do *campus* do ISEL em pleno funcionamento desde Janeiro de 2020.

Numa primeira abordagem fez-se a caracterização de todo o sistema fotovoltaico, bem como uma breve inspeção ao local para verificação de eventuais anomalias. Com o recurso a uma câmara termográfica verificou-se a temperatura dos módulos com o objetivo de perceber se existiam falhas ou até mesmo sujidade com a deteção através de valores de temperatura fora do padrão de funcionamento.

Neste trabalho utilizou-se a ferramenta *Microsoft Excel* para auxílio e análise de dados recolhidos do sistema fotovoltaico em estudo e o *PVsyst* para implementação do sistema para simulação.

Para perceber melhor o funcionamento do sistema fez-se a recolha dos dados em relação ao consumo de energia, a energia produzida e por último a energia que se tem de recorrer à rede. Estes valores foram retirados de 15 em 15 minutos durante o período de 2020 e 2021. Com esta recolha permitiu-se concluir que durante o período de 2020 houve menor produção de energia,

devido ao mês de Janeiro e um menor consumo em relação ao mesmo período de 2021. Devido ao consumo ser inferior ao de 2021 a rede só necessitou de satisfazer 59% das necessidades de consumo contra os 62% de 2021. Através do software PVsyst simulou-se um sistema idêntico ao implementado, com a introdução das características do local em estudo, parâmetros referentes ao ângulo de inclinação e de azimute, número e potência dos módulos e dos inversores.

Depois do sistema estar todo caracterizado em software, efetuou-se a comparação dos valores reais do sistema, com os valores obtidos na simulação para analisar a variação entre eles em cada mês de 2020 e 2021. Para o ano de 2020 concluiu-se que a maioria dos meses apresentava uma variação negativa abaixo dos 20% e para o ano de 2021 a maioria dos meses apresentava uma variação negativa acima desse mesmo valor. O ano de 2020 apresentou um valor médio de desvio anual de 22%, penalizado pela entrada de funcionamento do sistema em meados de Janeiro. Em relação ao ano de 2021, este apresentou um desvio anual de 21%.

Nesta primeira análise pode-se concluir que o ano de 2020 foi melhor que 2021 para a produção de energia fotovoltaica.

Com o objetivo de perceber se os valores obtidos de energia produzida através da simulação poderiam ser melhorados, recorreu-se à ferramenta de otimização do PVsyst para encontrar o ângulo de inclinação ótimo para cada ângulo de orientação, visto que estes encontravam-se todos a 10°, inclinação da cobertura. Os valores de inclinação ótimos demonstraram ter um ganho adicional de 4,45% de energia fotovoltaica produzida num ano com esta alteração de inclinação.

Para analisar se esta solução seria rentável, fez-se uma breve análise económica para se perceber se o investimento feito com a alteração do ângulo de inclinação dos módulos compensaria a diferença de custos de energia que se deixava de comprar à rede, devido a uma maior produção. Com os valores de custos considerados e do valor de energia, chegou-se à conclusão de que são necessários aproximadamente 14 anos para recuperar o valor do custo total de investimento com o ganho adicional de energia produzida que se obtém anualmente. Se considerarmos o tempo de vida útil do sistema de 30 anos,

nessa altura encontra-se aproximadamente a metade, pelo que esta solução ainda pode ser rentável.

Dado que o campus do ISEL não executou neste período o plano de manutenção do sistema fotovoltaico, este poderia melhorar o desempenho da instalação sem a necessidade de alteração da mesma, como por exemplo a limpeza anual dos módulos. Estes ao longo do ano acumulam sujidade e poeiras que afetam o normal desempenho, resultando numa perda de capacidade de produção de energia, que pode ir dos 15%-35%, permitindo assim baixar o desvio anual de 21% que se obteve em 2021, entre os dados de simulação e os dados reais.

Como nunca se procedeu à limpeza dos painéis fotovoltaicos desde que foram montados, devido à situação pandémica, a prioridade seria fazer essa manutenção e analisar o seu desempenho após um ano.

Neste estudo apenas se analisou o desempenho do sistema com os equipamentos existentes, uma sugestão para trabalhos futuros seria uma análise económica de uma possível instalação de baterias para armazenamento de energia no *campus* do ISEL, com o intuito de utilizar para as horas do dia em que não se produz, ou que o preço da energia seja mais caro. Esta solução pode ser muito dispendiosa, mas com o aumento da energia que se tem vivenciado nos últimos tempos e com o avanço tecnológico e de produção das baterias estas podem ficar a um preço mais competitivo. Outra sugestão seria a análise do desempenho deste sistema fotovoltaico, mas com menor número de inversores e mais potentes.

Referências bibliográficas

- [1] Mertens, Konrad. *“Photovoltaics – Fundamentals, Technology, and Practice”*. 2011. Vol. Second Edition.
- [2] Marques de Pinho, Ana Filipa. Análise do desempenho do sistema fotovoltaico instalado no Departamento de Engenharia - FCTUC. Fevereiro de 2019. Pág. 7-10.

- [3] IRENA - International Renewable Energy Agency. *IRENA - International Renewable Energy Agency*. [Online] 2022. <https://www.irena.org/>. Acedido a 2 de Maio de 2022.
- [4] Blue Sol energia solar. [Online] <https://blog.bluesol.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica/>. Acedido a 3 de Março de 2022.
- [5] Fouad, M. M., Shihata, L. A., & Morgan, E. S. I. "An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels". *Renewable and Sustainable Energy*. Dezembro de 2017, Vol. 80. Pág.1499 - 1511.
- [6] GREENPRO. "*Energia Fotovoltaica, Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação*". 2004.
- [7] Freitas Neves, Ricardo Nuno. Desenvolvimento de Modelos de Previsão de Produção de Centrais Solares Fotovoltaicas. Março de 2010. Pág. 11-18.
- [8] Mohd Zaihidee, Fardila, Mekhilef, Saad, Seyedmahmoudian, Mehdi, Horan, Ben. "A poeira como um fator deteriorativo inalterável que afeta a eficiência do painel fotovoltaico: por que e como." *Revisões de Energia Renovável e Sustentável*. Novembro de 2016. Vol. 65. Pág.1267-1278.
- [9] CEETA. "*Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos*". 2001.
- [10] Renováveis, Portal das Energias. "*Guia da Energia Solar*".
- [11] Quaschnig, V. *Understanding renewable energy systems*. London: Earthscan. 2005.
- [12] Monteiro, C. "*Energia Solar Fotovoltaica*". 2008.
- [13] Rodrigues Vieira, David. Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos em operação. Outubro de 2013.
- [14] M. D. Oliveira Nunes, Fernando. Fontes de Energia Renovável. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Fevereiro, 2015. Pág. 34-44.
- [15] Enquadramento legal - DGEG. *Direção - Geral de Energia e Geologia*. [Online] <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/autoconsumo-e-cer/enquadramento-legal/>. Acedido a 10 de Maio de 2022.
- [16] Decreto-Lei n.º 162/2019 – Novas regras aplicáveis ao Autoconsumo de Energia Renovável. *noctula - consultores em ambiente*. [Online] <https://noctula.pt/novas-regras-aplicaveis-ao-autoconsumo-de-energia-renovavel/>. Acedido a 10 de Maio de 2022.
- [17] Bing Maps. *Maps* - *Bing*. [Online] <https://www.bing.com/maps/?cp=38.756405%7E-9.116215&lvl=17.3&style=h>. Acedido a 31 de Maio de 2022.
- [18] Inês Camus, Cristina. *Módulo 8 - Energia Solar*. Departamento de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

- [19] Tudo sobre a microgeração EDP. Microgeração de Energia. [Online] 2017. <http://www.microgeracaodeenergia.com/geral/tudo-sobre-a-microgeracao-edp/>. Acedido a 27 de Dezembro de 2022.
- [20] Pscheidt, Carlos Eduardo. Análise da viabilidade económica e dimensionamento associado à implementação de painéis fotovoltaicos em uma edificação vertical de Joinville. Universidade Federal de Santa Catarina Centro Tecnológico de Joinville. Joinville, Santa Catarina, Brasil. 2017. Pág.18.
- [21] PVsyst 6.8.8. <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>. Acedido a 1 de Maio de 2022.
- [22] Renováveis Magazine. [ed.] António Malheiro. *Renováveis Magazine*. Porto : CIE – Comunicação e Imprensa Especializada, Lda.® Grupo Publindústria, 2012. Pág. 66-67.
- [23] Wiecek, B. "Review on thermal image processing for passive and active thermography.". *Engineering in Medicine and Biology 27th Annual Conference*. 1-4 de Setembro de 2005.
- [24] Alves da Silva, Bruno Phillip. Metodologia para a determinação de temperatura em painéis fotovoltaicos por meio de termografia quantitativa. 25 de Abril de 2017.
- [25] Câmaras termográficas FLUKE TIS10 Y TIS20. *Electrónica EDIMAR*. [Online] <https://edimar.com/tienda-electronica/instrumentacion/camaras-termograficas/camaras-termograficas-fluke-tis10-y-tis20/>. Acedido a 30 de Julho de 2022.
- [26] CENTER, KSC - KENNEDY SPACE. Thermography Technique AT-9. 2012.
- [27] Silva, J.C.R.P., Taralli, C.H., Melz, S.P.M. "Termograma: A imagem térmica como instrumento de diagnóstico rápido no design.". *IV Internacional Conference on Integration of Design, Engineering and Management for Innovation*. 2015.
- [28] International, LAND Instruments. "A Basic Guide to Thermography.". *Publication No: Training ThermographyV1/1104*. 2004.
- [29] Mastny, P., Radil, L., Mastna, Z. "Possibilities of PV Panels Defects Identification and Determination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation.". 2011, pp. Pág. 233-238.

Anexo A: Características técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados no sistema do ISEL

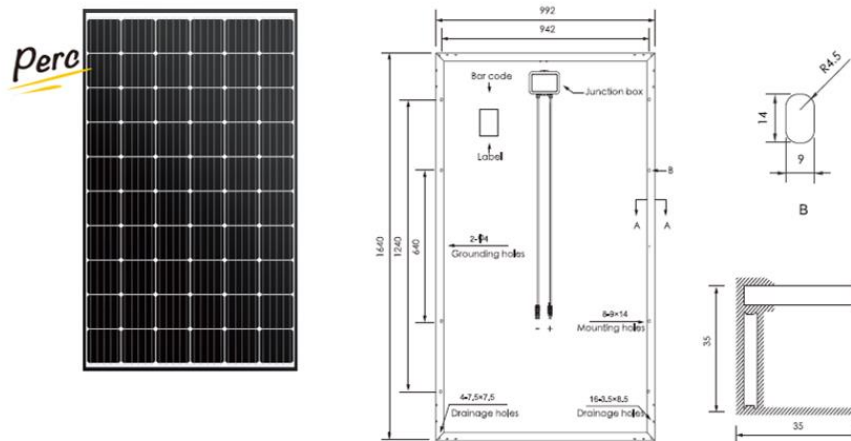


Figura 52: Dimensões [18]

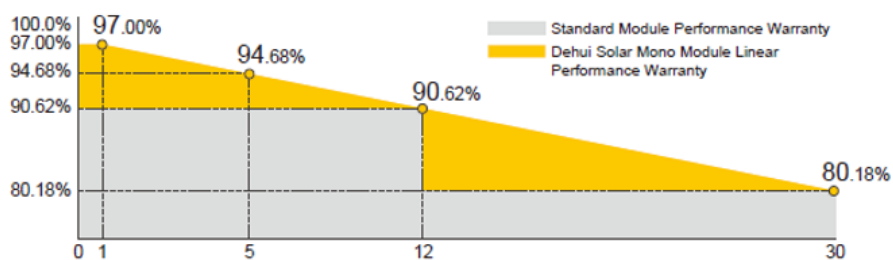


Figura 53: Garantia da performance ao longo dos 30 anos de vida útil [18]

ELECTRICAL PROPERTIES STC*	DH-60M-315
Peak Power (Pmax W)	315
MPP Voltage (Vmp V)	33.70
MPP Current (Imp A)	9.37
Open Circuit Voltage (Voc V)	40.30
Short Circuit Current (Isc A)	9.75
Module Efficiency (%)	19.36
Power Tolerance	0-+5W
Operating Temperature	-40°C - +85°C
Maximum System Voltage	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	15A
Fire Safety	Class C

Tabela 18: Características elétricas em condições standard [18]

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m². Cell temperature 25°C. AM 1.5

ELECTRICAL PROPERTIES NOCT*	DH-60M-315
Peak Power (Pmax W)	233
MPP Voltage (Vmp V)	31.20
MPP Current (Imp A)	7.44
Open Circuit Voltage (Voc V)	37.30
Short Circuit Current (Isc A)	7.89

Tabela 19: Características elétricas em condições nominais de temperatura [18]

*NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m². Ambient Temperature 20°C. AM 1.5. Wind speed 1m/s

TEMPERATURE COEFFICIENT	
Temp. Coeff. of Pmax (TK Pmax)	-0.390%/°C
Temp. Coeff. of Voc (TK Voc)	-0.300%/°C
Temp. Coeff. of Isc (TK Isc)	0.05%/°C
NOCT	45±2°C

Tabela 20: Coeficiente de temperatura [18]

MECHANICAL PROPERTIES	
Cell Type	Mono Cell (156.75 x 156.75mm)
Number of Cells	6 x 10 (60pcs)
Dimension	1640x992x35mm
Weight	18.0kg
Front/Rear Glass	3.2mm Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67, 3 Diodes
Cable Type	4.0 mm ²
Length of Cable	1000mm
Connector	MC4 Compatible

Tabela 21: Propriedades mecânicas [18]

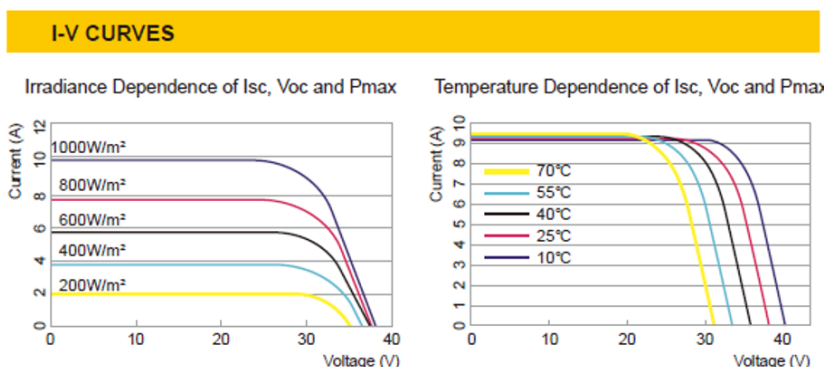


Figura 54: Curvas I-V [18]

Anexo B: Características técnicas dos inversores utilizados no sistema do ISEL



Figura 55: Smart PV Controller SUN2000-60KTL-MO [18]

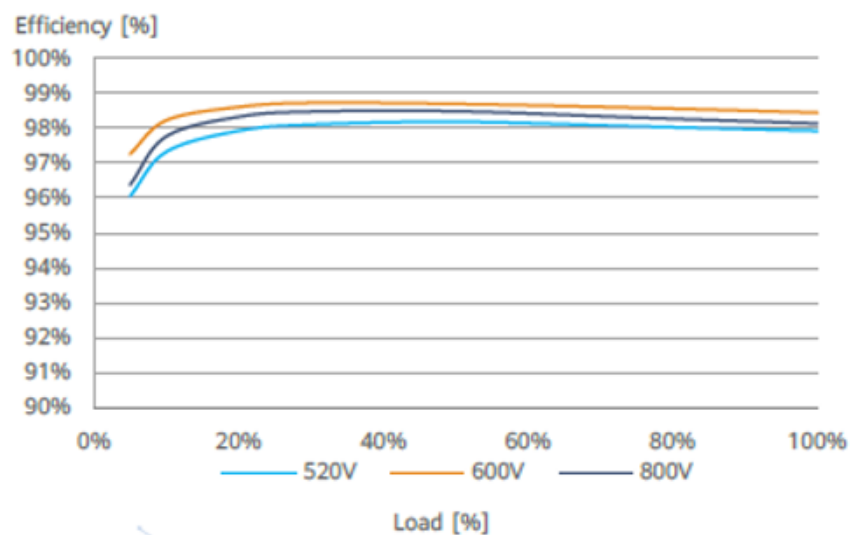


Figura 56: Curva de eficiência [18]

Technical Specification		SUN2000-60KTL-M0
Efficiency		
Max. efficiency		98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European efficiency		98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		1,100 V
Max. Current per MPPT		22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		30 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage		600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers		6
Max. input number per MPP tracker		2
Output		
Rated AC Active Power		60,000 W
Max. AC Apparent Power		66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		66,000 W
Rated Output Voltage		220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current		91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current		100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%

Tabela 22: Características técnicas [18]

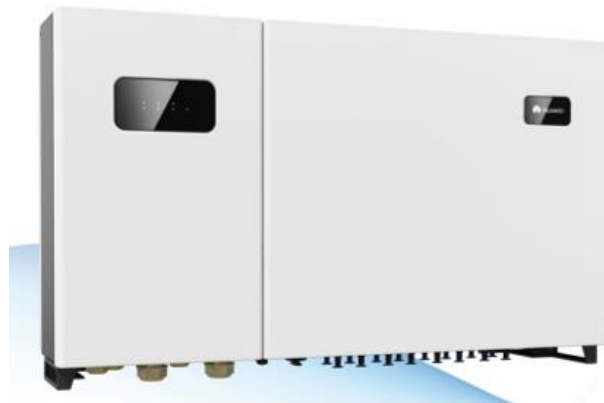


Figura 57: Smart String Inverter SUN2000-36KTL [18]

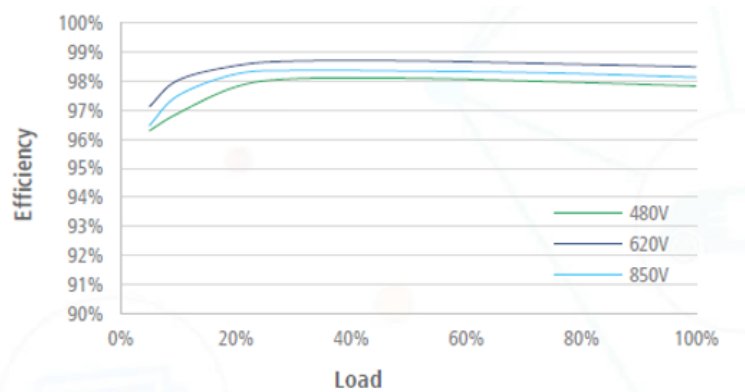


Figura 58: Curva de eficiência [18]

Smart String Inverter (SUN2000-36KTL)

Technical Specifications	SUN2000-36KTL
	Efficiency
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
	Input
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	Output
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000 W; 36,000 W optional in settings
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	54.6 A @380 V, 52.2 A @400 V
Max. Output Current	60.8 A @380 V, 57.8 A @400 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Tabela 23: Caraterísticas técnicas [18]