

Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

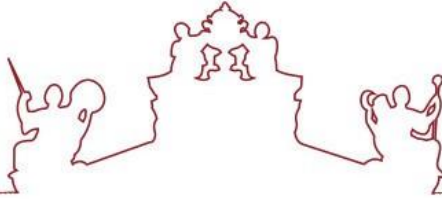
**Estudo do potencial de sistemas fotovoltaicos flutuantes em
massas de água doce e marinhas**

Ricardo Alexandre Rodriguez Rebelo

Orientador | Luís Fialho

Évora 2021





Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

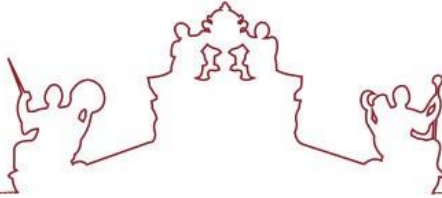
**Estudo do potencial de sistemas fotovoltaicos flutuantes em
massas de água doce e marinhas**

Ricardo Alexandre Rodriguez Rebelo

Orientador | Luís Fialho

Évora 2021





A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

Presidente | Diogo Canhão de Sousa Canavarro (Universidade de Évora)

Vogais | Luís Fialho (Universidade de Évora) (Orientador)

Paulo Canhoto (Universidade de Évora)

Évora 2021



Agradecimentos

Em primeiro lugar agradecer ao Professor Doutor Luís Fialho, por me ter deixado fazer parte do seu grupo de trabalho e ter confiado nas minhas capacidades para a realização deste trabalho de dissertação. Agradecer também pelo seu enorme profissionalismo, pelo rigor e compromisso que demonstrou ao longo destes meses.

Um agradecimento especial à aluna de doutoramento, Ana Catarina Foles, pelos conhecimentos transmitidos e experiências partilhadas. Agradecer também à Maria Helena Novais, pela ajuda dada na realização desta dissertação e pela sua boa disposição.

Por fim um agradecimento à Cátedra Energias Renováveis da Universidade de Évora por me ter dado todas as condições necessárias para desenvolver a minha dissertação. Um obrigado a toda a equipa da energia solar fotovoltaica e térmica pelo espírito de equipa demonstrado.

Resumo

A geração de energia renovável é cada vez mais importante para a descarbonização do sistema elétrico, e passa por uma produção descentralizada de energia, ou seja, criar pontos de produção de energia mais próximos dos pontos de consumo. A aplicação da tecnologia fotovoltaica flutuante traz consigo a vantagem de utilizar uma área de território potencialmente não utilizada e uma eficiência superior em relação ao fotovoltaico convencional.

Nesta dissertação procura quantificar-se este ganho de eficiência. Analisa também dois possíveis obstáculos: a possível presença de cabos fotovoltaicos dentro de água, que pode levar à sua degradação e, como consequência, perdas energéticas e contaminação da água. É desenvolvido um sistema de sensores para monitorizar o movimento das plataformas flutuantes, com o intuito de avaliar a possível degradação do sistema associada ao movimento permanente destes sistemas.

Por fim é feito um cálculo dos indicadores de performance técnico-económicos para instalações fotovoltaicas flutuantes.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Energias Renováveis, Fotovoltaico Flutuante (FPV)

Abstract

Study of the potential of floating photovoltaic systems in freshwater and marine bodies

The generation of renewable energy is increasingly important for the decarbonization of the electrical system, and involves a decentralized production of energy, that is, creating points of energy production closer to the points of consumption. The application of floating photovoltaic technology brings with it the advantage of using a potentially unused area of territory and a higher efficiency compared to conventional photovoltaic.

This dissertation seeks to quantify this efficiency gain. It also analyses two possible obstacles: the possible presence of photovoltaic cables in water, which can lead to its degradation and, as a consequence, energy losses and water contamination. A sensor system is developed to monitor the movement of floating platforms, in order to assess the possible degradation of the system associated with the permanent movement of these systems.

Finally, a calculation is made of the technical and economic performance indicators for floating photovoltaic installations.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy, Renewable Energies, Floating Photovoltaic (FPV)

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract.....	iii
Índice de figuras.....	v
Índice de tabelas.....	vi
Nomenclatura	vii
Abreviaturas	viii
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Objetivos do trabalho.....	2
1.3. Estrutura da dissertação.....	3
2. Estado da Arte	5
2.1. História do Fotovoltaico Flutuante.....	5
2.2. Porquê Solar Fotovoltaico Flutuante?.....	7
2.2.1. Redução da evaporação de água	8
2.2.2. Impactos ambientais.....	8
2.3. Vantagens tecnológicas	10
2.3.1. Maior rendimento.....	10
2.3.2. Associação com infraestrutura já existente	11
2.3.3. Integração com aquacultura	11
2.3.4. Instalação e implantação simplificadas.....	12
2.4. Desafios do FPV.....	12
2.4.1. Investimento inicial.....	13
2.4.2. Ancoragem e fixação.....	13
2.4.3. Operação e manutenção.....	13
2.5. Comparação entre fotovoltaico convencional e flutuante	14

2.6.	Tecnologia	15
2.6.1.	Plataformas flutuantes	16
2.6.2.	Sistemas de ancoragem.....	18
3.	Ensaio de isolamento elétrico em cabos fotovoltaicos e impactos nas características físico-químicas da água.....	20
3.1.	Enquadramento	20
3.2.	Cabos fotovoltaicos utilizados	21
3.3.	Metodologia.....	22
3.3.1.	Preparação do material para a execução da experiência.....	22
3.3.2.	Procedimento experimental.....	26
3.4.	Resultados experimentais.....	28
3.4.1.	Isolamento elétrico	28
3.4.2.	Características físico-químicas da água e análise de microplásticos.....	29
4.	Desenvolvimento de um sensor inercial, montagem, programação e ensaios.....	32
4.1.	Sensor Inercial.....	33
4.2.	Computador industrial.....	34
4.3.	Programação LabVIEW	35
4.3.1.	Aquisição de dados	36
4.3.2.	Pré-tratamento de dados.....	39
4.4.	Ensaio do sensor	42
4.4.1.	Proteção do sensor	42
4.4.2.	Ensaio e validação	42
5.	Análise técnico-económica de um sistema FPV.....	47
5.1.	Central Fotovoltaica Flutuante Cuba-Este.....	47
5.2.	Simulação de um sistema PV convencional através do SISIFO.....	48
5.2.1.	Comparação entre sistemas FPV e PV.....	51
5.3	Análise económica	53
5.3.1.	Indicadores técnico-económicos	54

5.3.2. Resultados da avaliação económica.....	56
6. Conclusões	60
Referências	62
Anexo 67	

Índice de figuras

Figura 1. Exemplos de instalações FPV a) Aichi, Japan 20 kW; b) Far Winery, California 175 kWp.....	5
Figura 2. Potência acumulada instalada de FPV na Europa	6
Figura 3. Potência instalada de FPV na Europa	6
Figura 4. Bengbu Anhui, China, 70 MWp	7
Figura 5. Sistema fotovoltaico, Alpes Suíços, 448 kWp	8
Figura 6. Aquicultura com FPV, Singapura.....	12
Figura 7. Flutuadores Hydrelío da Ciel & Terre Internacional [9]	16
Figura 8. Pontão e estrutura metálica [10].....	17
Figura 9. Instalação FPV de membrana da Ocean Sun [11].....	17
Figura 10. Ancoragem inferior [25].....	18
Figura 11. Ancoragem de banco [25]	19
Figura 12. Pilar [25].....	19
Figura 13. 1) Tomada do compressor; 2) Contactora da hager 40 A; 3) Tomada programável.....	23
Figura 14. Disposição das tinas.....	24
Figura 15. Medição da salinidade através de uma sonda Troll 9500 Profiler XP	25
Figura 16. Preparação da água salgada.....	25
Figura 17. Estação meteorológica	26
Figura 18. a) Medição da resistência de isolamento do cabo com o Metrel MI3109; b) Aplicação de 100 V durante um minuto com a fonte de tensão.....	27
Figura 19. Variação da temperatura e da resistência do isolamento elétrico ao longo do tempo.....	28
Figura 20. Cabo fotovoltaico com sinais de degradação.....	28
Figura 21. Esquema da comunicação e equipamentos utilizados na aquisição de dados.....	32
Figura 22. Sensor inercial MTi-670-DK	33
Figura 23. a) Sistema de coordenadas; b) Referencial de rotação; c) Regra da mão direita, rotação positiva [22].....	34
Figura 24. Computador industrial, MIC-770 H310.....	34
Figura 25. Fluxograma da programação de aquisição de dados.....	35
Figura 26. LabView Início do programa de aquisição de dados	36
Figura 27. Medição das variáveis e interface gráfica.....	37
Figura 28. Excerto do programa de cálculo da média.....	37
Figura 29. Armazenamento dos dados brutos	38
Figura 30. Armazenamento dos dados médios.....	38
Figura 31. Número de dados produzidos numa hora de medição em função da frequência de amostragem.....	39
Figura 32. Blocos utilizados.....	40

Figura 33. Dados de Velocidade Angular para 1 hora de medição	41
Figura 34. Transformada rápida de Fourier da velocidade angular no eixo Z.....	41
Figura 35. a) Desenho da caixa Inventor; b) Caixa impressa	42
Figura 36. Teste experimental do sensor e caixa de proteção.....	43
Figura 37. Interface gráfica do programa de monitorização.....	43
Figura 38. Representação gráfica das frequências e amplitudes das diferentes harmónicas dos Ângulos de Euler, Roll e Pitch.....	44
Figura 40. Representação gráfica das frequências e amplitudes da Velocidade Angular	45
Figura 43. FFT da Velocidade Angular Eixo Z	46
Figura 42. FFT da Velocidade Angular Eixo Y.....	46
Figura 41. FFT da Velocidade Angular Eixo X.....	46
Figura 44. Perfil de radiação global e de temperatura anual, simulação SISIFO, para o local da instalação FPV Cuba.....	49
Figura 45. Simulação da produção de energia através do SISIFO	50
Figura 46. Variação anual do PR entre o sistema PV e o FPV	52
Figura 47. Variação da produção de energia entre o sistema PV e o FPV	53
Figura 48. Cash Flow acumulado	58

Índice de tabelas

Tabela 1. Comparação entre fotovoltaico na terra e FPV.....	14
Tabela 2. Cabos fotovoltaicos	21
Tabela 3. Horas de funcionamento do compressor	22
Tabela 4. Composição das tinas.....	23
Tabela 5. Variação da concentração de cobre.....	29
Tabela 6. Concentração de microplásticos.....	30
Tabela 7. Características físico-químicas da água doce.....	31
Tabela 8. Características físico-químicas da água salgada.....	31
Tabela 9. Distorção Harmónica e frequência fundamental	44
Tabela 10. Radiação Solar Global.....	51
Tabela 11. Temperaturas utilizadas na simulação	52
Tabela 12. Dados iniciais para realizar a análise financeira de 1 sistema fotovoltaico com 1 MW calculada com um diferencial de -3 °C.....	57
Tabela 13. Resultados obtidos	57
Tabela 14. Comparação de alguns indicadores técnico-económicos entre uma instalação convencional e uma instalação FPV, com diferentes variações de temperatura estimada	59

Nomenclatura

A_t	Custo total anual	[€]
CF_t	Cash flow gerado no período t	[€]
$E_{\text{Produzida}}$	Energia elétrica produzida	[kWh]
i	Taxa de atualização	
I_0	Investimento inicial	[€]
$M_{t,el}$	Energia elétrica produzida	[kWh]
n	Número total de períodos de vida útil	
P_{inst}	Potência instalada	[kW]
Rad_{inc}	Irradiação incidente	[kWh/m ²]
T	Temperatura	[°C]

Abreviaturas

APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BT/MT/AT	Baixa, Média e Alta Tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CE	Condutividade elétrica
FPV	Fotovoltaico flutuante
I	Corrente
LCOE	Custo nivelado de eletricidade
NPV	<i>Net Present Value</i> (valor atual líquido)
OPEX	Custos associados à operação e manutenção
ORP	Potencial de oxido-redução
OD	Oxigénio dissolvido
PV	Photovoltaics
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PR	Performance Ratio
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PE	Polietileno
PP	Polipropileno
PS	Poliestireno
PMMA	Polimetacrilato de metilo
PUR	Poliuretano
PET	Politereftalato de etileno
PVC	Policloreto de vinilo, plásticos vinílicos
PTFE	Politetrafluoroetileno, Teflon
RESP	Rede elétrica de serviço público
SDT	Sólidos totais dissolvidos
TIR	Taxa interna de rentabilidade
UPAC	Unidade de produção de autoconsumo

1. Introdução

1.1. Enquadramento

A população mundial está a aumentar e esse crescimento populacional provoca um aumento da utilização de recursos, os quais o planeta Terra não consegue repor à velocidade do crescente consumo.

A industrialização requer um elevado consumo de energia elétrica. Esta necessidade de energia tem sido providenciada a partir de combustíveis fósseis. Devido ao uso desses combustíveis enfrenta-se hoje um problema que causa preocupação com a saúde e sobrevivência da espécie humana. As alterações climáticas estão cada vez mais presentes, com maior intensidade na ocorrência de cheias, incêndios florestais, e também o degelo nos polos do planeta, factos testemunhados por todos. Para reverter esta situação deve proceder-se à descarbonização da sociedade, em todos os seus sectores, atingindo a neutralidade carbónica. Uma das soluções que pode contribuir para esta meta é a utilização de energia produzida por fontes renováveis.

Portugal aprovou o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC), onde se compromete a atingir uma meta de 47% de energia proveniente de fontes renováveis [1]. Para atingir essa meta terá de realizar um forte investimento em projetos que visam a produção de Energia Renovável. Portugal produz atualmente energia Hídrica, Eólica, Bioenergia e Solar. Segundo a APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis) em 2019 foi produzido 1.05 TWh a partir de energia solar [2]. A energia fotovoltaica poderá representar uma grande parte da produção de Energia Renovável, anualmente o território Nacional tem em média cerca de 2000 horas de exposição solar, demonstrando o grande potencial existente para a produção de energia fotovoltaica [3].

A tecnologia fotovoltaica flutuante (FPV) é um sistema fotovoltaico instalado sobre a água, em sistemas flutuantes, e pode contribuir para que Portugal atinja as metas do PNEC 2030 e para a descarbonização do nosso sistema electroprodutor. A tecnologia FPV apresenta a vantagem de não ocupar as áreas de terreno em concorrência com aplicações, agrícolas, urbanas ou outras, dispondo presumivelmente de uma melhor eficiência relativamente ao sistema fotovoltaico convencional (PV). Em 2018 foram instalados 786 MWp em todo o mundo, sendo a potência global acumulada de 1314 MWp [4].

1.2. Objetivos do trabalho

O interesse pelo fotovoltaico flutuante tem vindo aumentar nos últimos anos, e por isso este trabalho de dissertação visa abranger as questões técnicas relacionadas com a tecnologia, controlo e operação de plataformas fotovoltaicas flutuantes. Neste trabalho será feito um acompanhamento de um sistema real, a central fotovoltaica flutuante de Cuba Este, Beja, com uma potência instalada de 1 MW.

Os principais objetivos do trabalho serão:

- Análise de produção de energia de sistemas fotovoltaicos flutuantes versus sistemas fotovoltaicos convencionais;
- Realização de testes de isolamento elétrico em cabos fotovoltaicos submersos em água doce e salgada, com análise de impacto nas características físico-químicas da água;
- Desenvolvimento de um sensor inercial, montagem, programação e ensaios de validação;
- Cálculo dos indicadores de performance técnico-económicos para instalações fotovoltaicas flutuantes.

1.3. Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida por capítulos. No primeiro capítulo é feito um enquadramento geral sobre a forma como é usada a energia e a consequente sustentabilidade para a nossa sociedade. De seguida, no 2º capítulo, é dado a conhecer o que é o fotovoltaico flutuante, em que se baseia esta tecnologia, as suas vantagens, as tecnologias e principais desafios, destacando as diferenças entre o fotovoltaico convencional e fotovoltaico flutuante.

Entre os principais desafios para o desenvolvimento desta tecnologia, foram selecionados 3 pontos, que serão abordados nesta dissertação. Assim, desenvolveu-se um estudo sobre a submersão de cabos fotovoltaicos, analisando potenciais impactos, quer nos cabos e instalação, quer na água. Abordou-se também a necessidade de monitorizar novas variáveis, relacionadas com a especificidade desta tecnologia fotovoltaica, desenvolvendo e ensaiando um sensor dedicado. No âmbito desta dissertação fez-se ainda uma análise técnico-económica comparativa entre a tecnologia convencional e o FPV, tendo por base as características da instalação piloto da EDIA (Cuba-Este).

Os três aspetos estudados relacionam-se entre si, com impactos mútuos, alguns deles ainda por qualificar e quantificar no estado da arte atual. Por exemplo, as perdas de produção por paragem da instalação FPV por falhas de isolamento elétrico, afetam diretamente o desempenho técnico e económico desta tecnologia. Por outro lado, temos também a potencial degradação adicional dos módulos fotovoltaicos devido ao constante movimento ao longo do seu tempo de vida. Só será possível monitorizar e analisar estes efeitos através de nova sensorização dedicada destes parâmetros. Uma taxa de degradação superior dos módulos fotovoltaicos, além da estimada em fase de design de projeto, levará inevitavelmente a piores indicadores de desempenho técnicos e económicos. As grandes lacunas identificadas no estado da arte atual não permitem a análise desagregada dos efeitos anteriores, pretendendo este trabalho dar uma pequena contribuição para o conhecimento sobre esta tecnologia.

Assim, no terceiro capítulo, apresenta-se um estudo experimental sobre a potencial degradação do isolamento de cabos fotovoltaicos e impactos na água.

No capítulo 4 é desenvolvido um sensor inercial para monitorizar o movimento das plataformas.

A análise de produção de energia pelos dois sistemas fotovoltaicos e as respetivas análises económicas são feitas no capítulo 5.

Por fim, no último capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho, assim como os possíveis trabalhos futuros.

2. Estado da Arte

2.1. História do Fotovoltaico Flutuante

A primeira aplicação de um sistema fotovoltaico flutuante foi em 2007, em Aichi, Japão, tendo sido instalada uma potência de 20 kWp, como se mostra na Fig. 1a)[4]

Em 2008 foi construída a primeira plataforma comercial de fotovoltaico flutuante. Foi construída na Califórnia num reservatório de água tendo sido instalados 175 kWp de potência, ilustrada na Fig.1b).

Nos próximos anos após uma forte aposta de países como o Japão, a Coreia e Estados Unidos da América, a China entrou no mercado e atualmente é quem domina o setor do fotovoltaico flutuante (FPV).



a)



b)

Figura 1. Exemplos de instalações FPV a) Aichi, Japan 20 kW; b) Far Winery, California 175 kWp

Na Europa, esta tecnologia tem tido um crescimento lento, acelerando nos últimos anos e atualmente a capacidade total instalada é de 47,20 MWp [1], [2], [11]–[20], [3]–[10], ver Figura 2. Portugal poderá estar no topo desta lista quando estiver concluída a construção de 50 MW na região do Alentejo, cuja entrada em serviço está prevista para finais de 2021, aumentando assim a capacidade instalada total europeia para 97,201 MWp [1], [2], [11]–[20], [3]–[10], visualizar Figura 3.

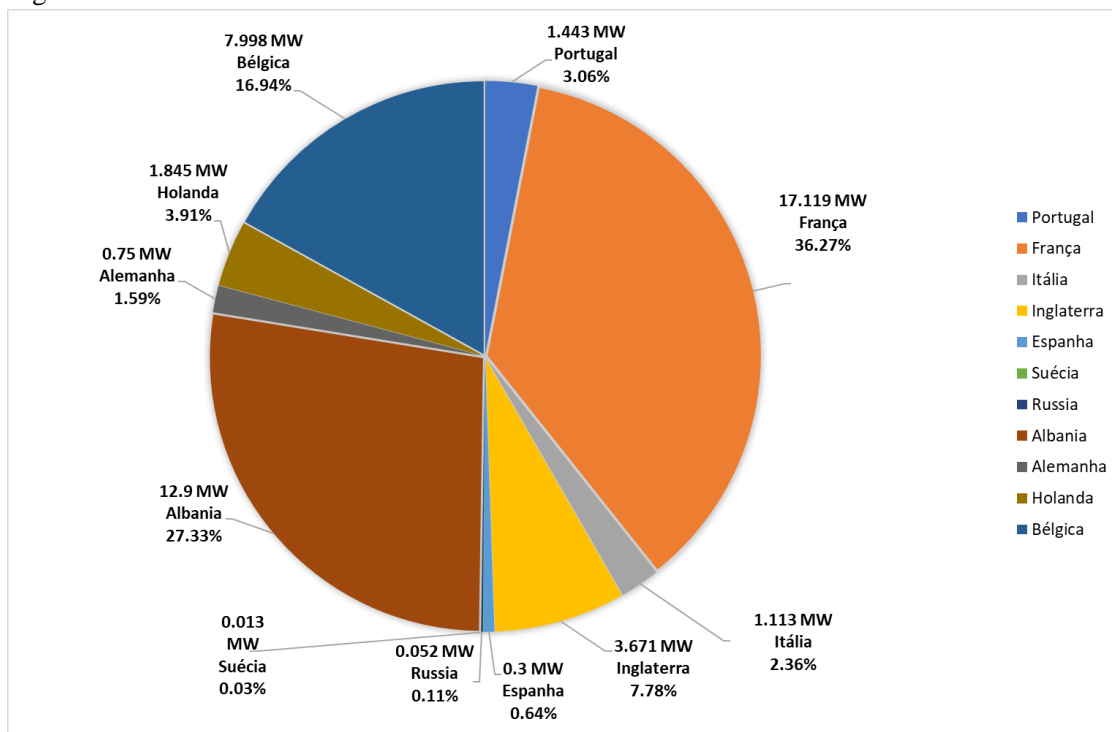


Figura 3. Potência instalada de FPV na Europa

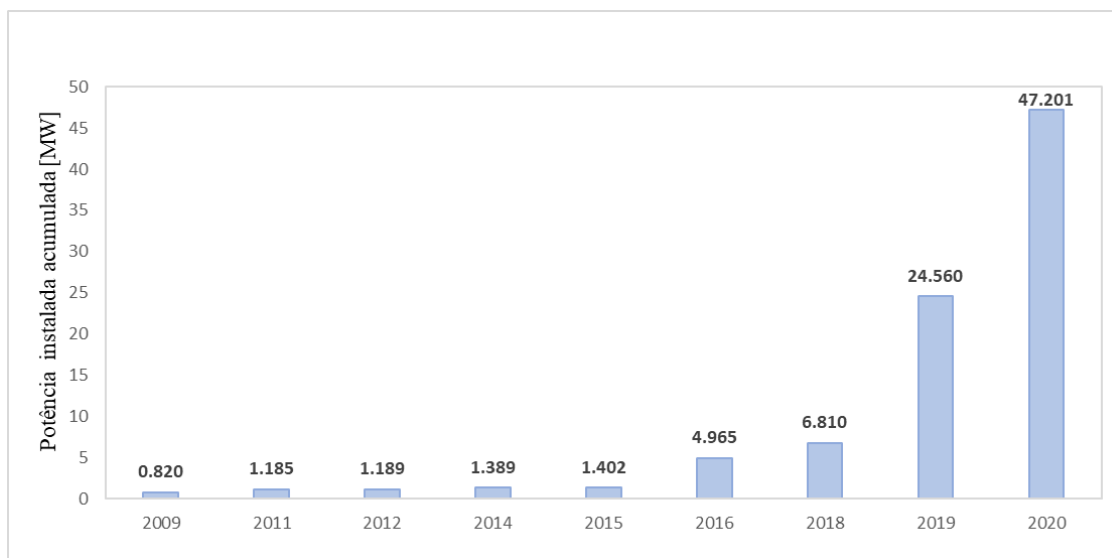


Figura 2. Potência acumulada instalada de FPV na Europa

2.2. Porquê Solar Fotovoltaico Flutuante?

A ocupação do solo é feita frequentemente dando prioridade ao uso agrícola ou para construção de infraestruturas. O fotovoltaico flutuante vem dar oportunidade aos países com elevada concorrência entre diversas utilizações do seu solo, onde o custo de terrenos adequados para a construção de centrais fotovoltaicas é muito alto, ou que não possuam um solo adequado para apostarem no aproveitamento de energia solar.

Não apenas os países com estas características podem tirar partido da tecnologia FPV, nos países com maior densidade populacional, onde o solo é essencial para o desenvolvimento urbano, podem também produzir energia fotovoltaica aproveitando os seus reservatórios de água ou albufeiras. Um exemplo disto é a China, um dos países com mais habitantes no mundo. Localizada em Bengbu, na província de Anhui, China, existe uma central solar flutuante com 70 MWp, como se vê na Figura 4[21].



Figura 4. Bengbu Anhui, China, 70 MWp

A tecnologia FPV traz ainda a possibilidade de realizar instalações fotovoltaicas em zonas montanhosas, onde a instalação convencional teria obstáculos técnicos elevados. Exemplo disto é uma instalação de teste implementada numa barragem hidroelétrica nos Alpes Suíços, a uma altitude de 1800 metros [22]. Por se encontrar instalada numa zona em altitude elevada, os módulos fotovoltaicos beneficiam do arrefecimento através do ar e excelente exposição solar. No entanto deve ter-se em conta que em determinadas alturas do ano, esta instalação esteja pronta para suportar os desafios ambientais acrescidos. Desafios esses que passam por

estar colocada em água congelada e, possivelmente, coberta por uma camada de neve. Na Fig. 5 pode ver-se esta instalação.



Figura 5. Sistema fotovoltaico, Alpes Suíços, 448 kWp

2.2.1. Redução da evaporação de água

Grande parte dos campos agrícolas no mundo utilizam água para a rega, armazenada em pequenos reservatórios. Todos estes reservatórios enfrentam um problema designado por evaporação. Alguns estudos apontam perdas até 40% de água por evaporação, e esta perda de água é especialmente crítica em zonas onde o recurso é escasso [23]. A utilização de FPV em reservatórios de água permite que exista uma redução das perdas de água por evaporação, uma vez que reduz parcialmente ou totalmente a área de água exposta à radiação solar e vento.

Exemplo disto é o caso da plataforma fotovoltaica flutuante de 1.14 MWp localizada no reservatório Vaigai, no estado Tamil Nadu na Índia, produz cerca de 1.9 GWh/ano e, ao mesmo tempo, consegue evitar a evaporação, em média, de 42731 m³ de água/ano [24].

2.2.2. Impactos ambientais

Por ser uma tecnologia recente, ainda não existem estudos suficientes que permitam uma visão consensual da comunidade científica sobre os riscos ambientais da tecnologia FPV. Os flutuadores usados são, de forma geral, em plástico, polietileno, sendo este tipo de plástico já usado em aplicações de água potável.

Outro importante problema dos reservatórios de água é o crescimento excessivo de algas. Se a superfície de água for coberta por flutuadores, será reduzida a incidência de radiação solar com consequente redução da proliferação de algas, devido a um potencial de fotossíntese menor, melhorando assim a qualidade da água.

De forma geral, no que toca aos impactos ambientais, há que ter atenção a três aspetos principais:

- Paisagem e impactos visuais
- Qualidade da água
- Biodiversidade

Paisagem e impactos visuais

Dependendo da localização, os módulos fotovoltaicos podem ser visíveis de áreas residenciais ou locais turísticos, e podem alterar a paisagem. Por isso deve ser considerada cuidadosamente a sua disposição, tamanho e escala do projeto em relação à paisagem circundante [25].

Qualidade da água

Os possíveis impactos na qualidade da água podem incluir a alteração da estratificação da temperatura da água e o oxigénio dissolvido, estas alterações resultam da cobertura que é feita pelos flutuadores. Por exemplo, se a existência de algas no reservatório for comum, a falta de radiação solar irá fazer com que estas se decomponham e, como consequência, levaria a um consumo de oxigénio. Outro aspeto a ter em conta será a lixiviação dos materiais de todo o sistema fotovoltaico em contacto com a água [25], aumentando a sua contaminação.

Biodiversidade

É importante que se faça a preservação da flora e fauna aquática, mantendo o habitat das espécies que lá habitam intacto. Para isso é importante que se tenha atenção à possível exposição a campos eletromagnéticos associados aos cabos elétricos subaquáticos, assim como a ancoragem nas margens ou no fundo do corpo aquático [25].

Em suma, como em qualquer central fotovoltaica é preciso fazer um estudo de impacto ambiental do local da instalação, identificando espécies que habitam esse local. De seguida, perante todos esses possíveis impactes é necessário identificar uma solução que vise o risco mínimo, sem interferir com o meio ambiente.

Uma abordagem científica permite identificar relações de causa-efeito, diagnosticando cuidadosamente os potenciais impactos ambientais desta nova tecnologia ao longo do seu tempo de vida. Neste trabalho está também exemplificado um estudo dos potenciais impactos ambientais de cabos fotovoltaicos.

2.3. Vantagens tecnológicas

2.3.1. Maior rendimento

Uma das grandes vantagens apresentada para o FPV é um maior rendimento, quando comparado com o fotovoltaico convencional. Existem 4 razões que podem explicar essa diferença de rendimento:

- **Temperatura da célula.** Como os módulos estão instalados na água a temperatura de operação do módulo vai ser inferior à temperatura de operação de um módulo instalado em terra, pois existe uma diferença significativa de temperatura entre a temperatura do ar sobre a água e temperatura sobre o solo. Com a diminuição da temperatura da célula a tensão do módulo fotovoltaico aumenta e, como consequência, obtém-se mais potência;
- **Velocidade do vento.** A velocidade do vento tende a ser superior em média sobre a água do que em terra, podendo beneficiar da brisa provocada pela superfície de água, com consequente maior arrefecimento dos módulos fotovoltaicos;
- **Sombreamento.** Outra vantagem relaciona-se com a não existência (em geral) de vegetação ou infraestruturas causadoras de sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos;
- **Sujidade das células.** A presença de sujidade em cima do módulo fará com que este produza menos energia, pois deixa de chegar menos radiação ao módulo. Nas instalações flutuantes a poeira é reduzida, mas existe a possibilidade de maior impacto de sujidade de aves.

2.3.2. Associação com infraestrutura já existente

As barragens são um local onde o FPV se enquadra muito bem. Para além de haver espaço livre e suficiente para a instalação, as barragens hidroelétricas já possuem uma infraestrutura elétrica de injeção de energia elétrica para a rede.

Outro aspeto interessante é que a combinação FPV + barragem hidroelétrica pode apresentar uma gestão conjunta com méritos acrescidos. Nas estações mais secas, com menor fluxo de água nas bacias e rios que alimentam as barragens, beneficia também de uma insolação solar mais elevada. Numa altura em que a descarga de água para produção de energia não é possível devido à seca, o FPV poderá assumir um papel de assegurar a produção de energia.

Outra aplicação interessante, em barragens com bombeamento reversível, que necessitam de energia para alimentar as bombas para conduzir a água para o reservatório superior e armazená-la desta forma. A energia produzida pelo FPV pode ser a fonte para essa eletricidade, produzida localmente, não utilizando a infraestrutura de transporte de energia nacional.

Um estudo recente aponta que ocupando 1% da área dos reservatórios em África com aproveitamento hidroelétrico é possível atingir um aumento de produção de eletricidade de 58% [22].

2.3.3. Integração com aquacultura

O FPV poderá também ter um papel importante na aquacultura, tornando assim esta atividade mais sustentável. A produção de organismos aquáticos requer um controlo rigoroso da temperatura e qualidade da água. Para isto são necessários equipamentos que consomem energia elétrica. A utilização de módulos fotovoltaicos para a produção de energia solar poderá reduzir a sua pegada ecológica, produzindo localmente esta energia e coexistindo com a infraestrutura da aquacultura. Pode encontrar-se uma aplicação deste género em Singapura [23] [24] como mostra a figura 6.



Figura 6. Aquacultura com FPV, Singapura

2.3.4. Instalação e implantação simplificadas

Em grande parte dos casos, quando a ancoragem e ligação não representam grandes obstáculos técnicos, a instalação de FPV pode ser mais simples que o fotovoltaico convencional. Pode não haver necessidade de obras civis ou de preparação do terreno para as estruturas dos módulos. Na maioria das tecnologias FPV existentes os flutuadores são conectados na margem e arrastados para a água, minimizando o tempo associado à sua instalação e montagem.

2.4. Desafios do FPV

Apesar de mostrar resiliência a fenômenos extremos da natureza, algumas notícias foram publicadas sobre falhas catastróficas destes sistemas [25]. Comparativamente às instalações convencionais, os sistemas FPV ainda são percebidos como de risco relativamente alto, quer pelos investidores, quer pela comunidade científica.

2.4.1. Investimento inicial

De facto, dado que o FPV ainda é uma tecnologia recente os seus custos iniciais são mais elevados se comparados com o fotovoltaico convencional. Isto devido principalmente ao custo e transporte dos flutuadores, mas também às necessidades de ancoragem e ligação, assim como um cuidado acrescido para com os componentes elétricos. Comparativamente à instalação convencional a logística de transporte de flutuadores representa a necessidade de transportar um volume superior para a mesma potência instalada. Isto é minimizado por algumas estratégias dos fornecedores, quer fabricando em regime de subcontratação local, quer pelo design e montagem no local dos flutuadores.

2.4.2. Ancoragem e fixação

A ancoragem e a ligação fixam uma plataforma e mantêm os painéis fotovoltaicos corretamente orientados em direção ao sol. A ancoragem deve suportar a carga do vento, ondas e as possíveis correntes. A ancoragem e amarração das plataformas deve também lidar com a mudança de cota da água e fenómenos meteorológicos extremos.

Em alguns casos, por exemplo com uma grande diferença nas cotas de água mínima e máxima, pode levar a desafios técnicos de ancoragem e amarração das plataformas flutuantes. Os casos mais complexos de ancoragem levam normalmente a custos superiores, quer de design, quer de instalação.

2.4.3. Operação e manutenção

A realização de tarefas de Operação e Manutenção (O&M) em plataformas flutuantes é mais difícil que em instalações fotovoltaicas convencionais. O acesso pode ter de ser realizado através da utilização de um barco, e sendo plataformas flutuantes, em movimento, há um risco acrescido para os técnicos e para os trabalhos. Em determinados períodos meteorológicos pode ser difícil ou de risco inaceitável efetuar estas tarefas, como por exemplo, com ondulação alta ou visibilidade reduzida. A utilização de equipamentos elétricos de ensaio em ambiente aquático requer cuidados especiais devido à possibilidade de contacto acidental com a água.

A exposição acrescida dos componentes elétricos a elevada humidade e à salinidade (se for FPV em água salgada), representam riscos adicionais para a sua operação.

2.5. Comparação entre fotovoltaico convencional e flutuante

Como referido anteriormente existem diferenças entre o fotovoltaico em terra e o fotovoltaico flutuante, a tabela 1 apresenta um resumo geral dos benefícios e os desafios de ambas tecnologias.

Tabela 1. Comparação entre fotovoltaico na terra e FPV

Parâmetro	FPV	PV
Superfície	<ul style="list-style-type: none"> • Não ocupa terrenos agrícolas • Reduz a evaporação de água • Possível integração com aquacultura 	<ul style="list-style-type: none"> • Ocupam terrenos que poderiam ter fins agrícolas ou desenvolvimento urbano • Terrenos adequados podem estar longe do ponto de consumo
Design	<ul style="list-style-type: none"> • Modular • Inclinação limitada dos módulos 	<ul style="list-style-type: none"> • Podemos escolher a inclinação dos módulos
Performance	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturas mais baixas • Sem sombreamento • Poeiras reduzidas 	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturas mais elevadas • Possibilidade de sombreamento • Existência de poeiras é mais comum
Instalação	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil montagem • Transporte dos flutuadores para o local é difícil 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessita de equipamentos pesados • Depende da qualidade do solo
Impactos ambientais	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial para reduzir o crescimento de algas 	<ul style="list-style-type: none"> • Possível perda ou fragmentação de habitat

	<ul style="list-style-type: none"> • Risco de lixiviação de contaminantes 	
Investimento	<ul style="list-style-type: none"> • Custos um pouco mais elevados, devido aos flutuadores e ancoragem 	<ul style="list-style-type: none"> • Mais acessível, pois os custos continuam a diminuir
O&M	<ul style="list-style-type: none"> • Mais difícil de fazer manutenção • Excrementos de pássaros será um dos problemas • Fácil acesso à água para limpeza 	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de aceder • Afetado pelo crescimento de vegetação • Mais fácil de realizar a manutenção
Segurança	<ul style="list-style-type: none"> • Risco de cair à água • Movimentos constantes representam um desafio para os componentes elétricos e mecânicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Geralmente seguro

2.6. Tecnologia

A configuração elétrica de um sistema fotovoltaico flutuante é semelhante à de um sistema convencional. Os principais componentes que são diferentes no FPV são a estrutura flutuante, em que na maior parte dos casos é utilizado um flutuador de plástico, o sistema de ancoragem e de ligação ou amarração.

De seguida apresentam-se algumas tecnologias FPV existentes no mercado.

2.6.1. Plataformas flutuantes

Flutuadores

Como o próprio nome indica os flutuadores são feitos de plástico com uma configuração geométrica para poderem flutuar na água.

Na Figura 7 é possível ver os flutuadores mais usados atualmente. Os flutuadores Hydrelío da Ciel & Terre Internacional são compostos por dois tipos de flutuadores [26] [27].

O flutuador principal onde é colocado o módulo, com compatibilidade para módulos de 60 e 72 células, onde é possível instalar os módulos com 2 inclinações, 5 graus ou 12 graus. Já os flutuadores secundários são conectados aos principais e servem como caminho para acesso de pessoal na plataforma e espaçamento entre filas.

Os flutuadores são feitos de polietileno de alta densidade, são resistentes ao UV e corrosão, por isso são compatíveis com a água potável.

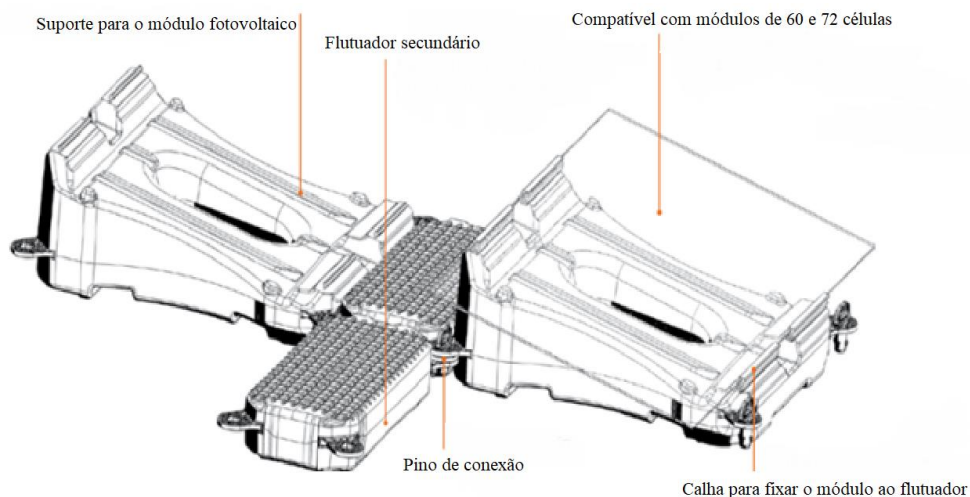


Figura 7. Flutuadores Hydrelío da Ciel & Terre Internacional [9]

Pontões e estruturas metálicas

Outra forma de instalar módulos fotovoltaicos sobre a água é usando a estrutura metálica normalmente com a mesma configuração de treliça que é usada em terra. Estas estruturas são fixadas em pontões que servem apenas para flutuar. Podem ser usados tubos fechados e assim conferir flutuabilidade à plataforma [28].



Figura 8. Pontão e estrutura metálica [10]

Membrana

Outra estrutura alternativa é composta por uma membrana flexível. O aparecimento de membranas que simplesmente não passam de um tapete de borracha, que cria uma base para a instalação fotovoltaica [24].

A membrana é presa a uma forma circular, que flutua na água. O contacto direto da célula fotovoltaica com a membrana que está sobre a água faz com que a temperatura diminua mais, apresentando-se como um ponto positivo. Estes sistemas têm ainda uma capacidade instalada muito reduzida, existindo ainda normalmente à escala de demonstração ou ensaio.

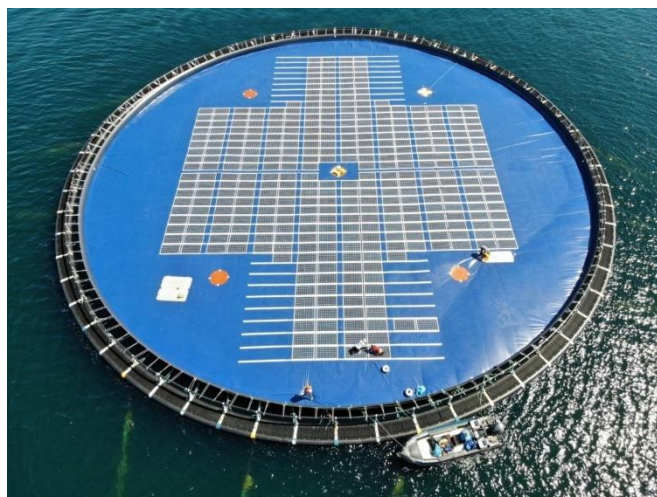


Figura 9. Instalação FPV de membrana da Ocean Sun [11]

2.6.2. Sistemas de ancoragem

O sistema de ancoragem é uma das partes mais importantes dos sistemas flutuantes, pois é importante garantir que a plataforma não se desloque. Existem 3 tipos de ancoragem de acordo com o local onde são instaladas. O perfil e profundidade da água são importantes para a sua seleção [26].

Ancoragem inferior

O sistema de ancoragem mais típico é a ancoragem inferior, normalmente é um grande bloco de cimento que resiste ao movimento devido ao seu peso. Os cabos de ligação devem ser implementados com folga suficiente para conseguirem lidar com os níveis de água, como se pode ver na Figura 10 [25].



Figura 10. Ancoragem inferior [25]

Ancoragem em terra

Outra forma de ancoragem é amarrar a plataforma flutuante às margens através de uma estrutura rígida na terra, ver Figura 11. Este tipo de ancoragem é adequado quando se trata de pequenos reservatórios de água, lagos. Sempre que possível deve ser utilizada pois é mais económica [25].



Figura 11. Ancoragem de banco [25]

Pilar

Em certos casos, onde a água não é muito profunda, coloca-se uns pilares enterrados no fundo. A plataforma fica assim presa aos pilares, sendo que esta tecnologia permite lidar bem com os desníveis da água pois, a plataforma pode deslizar para cima ou para baixo [26].

No entanto são precisos equipamentos especiais e algumas obras civis para a instalação desta tecnologia, o que significa que é mais cara que os outros tipos de ancoragem.



Figura 12. Pilar [25]

3. Ensaio de isolamento elétrico em cabos fotovoltaicos e impactos nas características físico-químicas da água

3.1. Enquadramento

Um dos desafios do fotovoltaico flutuante passa pelo transporte de energia elétrica desde os módulos fotovoltaicos nos flutuadores até à terra, ao ponto de injeção na rede ou instalação de consumo. Esse transporte é feito em corrente contínua (CC) até ao inversor e posteriormente em corrente alternada (CA). Os cabos fotovoltaicos destinam-se a conduzir a corrente contínua dos módulos até aos quadros de proteção CC e inversor. Estes cabos fotovoltaicos vão estar expostos à água e radiação solar, o que leva a pensar que num projeto fotovoltaico com um tempo de vida de 25 anos estes cabos se irão degradar com o passar do tempo.

Mesmo que o transporte de energia elétrica dos módulos fotovoltaicos em flutuadores para a terra seja feito por cabos próprios para esse fim (cabos testados em condições adversas) é preciso garantir que se algum cabo fotovoltaico (corrente contínua CC) cair à água por alguma razão, não ponha em causa a segurança do sistema fotovoltaico e que assegure o correto funcionamento do sistema. A submersão de cabos ou conectores fotovoltaicos pode ser devido à reduzida distância da superfície da água, bem como um comprimento excessivo do cabo do módulo, falha no elemento de fixação do cabo (braçadeiras) e dimensão dos flutuadores, ondas devido ao vento ou a um barco em navegação perto da instalação.

Os testes de isolamento elétrico realizados servem então para ensaiar cabos fotovoltaicos dentro de água em dois ambientes aquáticos, um de água doce e outro de água salgada e verificar se existe ou não a perda de isolamento elétrico dos cabos fotovoltaicos. Estes testes seguem as normas EN 50618 [29] e EN 50395 [30]. Após o período experimental de 12 semanas, os cabos que eventualmente registaram perdas de resistência serão retirados de água e colocados num ambiente seco. Serão novamente realizados testes de isolamento elétrico na tentativa de determinar se os cabos recuperam as suas propriedades de isolamento. A degradação do cabo fotovoltaico devido à possível passagem de humidade para o condutor através do revestimento exterior pode fazer com que a resistência do cabo diminua e, por conseguinte, poderá existir a passagem de corrente elétrica para o exterior e, neste caso, para a água. Caso isto aconteça, irá provocar a paragem do inversor ao detetar a existência de uma anomalia de segurança elétrica no sistema. Ao mesmo tempo que se realizam os ensaios de isolamento elétrico nos cabos, será feito um controlo das características físico-químicas da água, com controlo da presença de cobre, material que compõe os seus condutores, para avaliar a sua presença anormal na água devido à eventual degradação dos cabos, com lixiviação para a água. Semanalmente alguns parâmetros

serão monitorizados para garantir que foram mantidas as condições de teste durante o período experimental.

Do trabalho apresentado neste capítulo resultou também uma submissão para publicação na revista SETA (Sustainable Energy Technologies and Assessments), atualmente em fase de revisão. Pode consultar-se o seu pre-print, sem as correções pelos revisores, no repositório arXiv, em <https://arxiv.org/abs/2103.16246>, constante também em anexo desta Dissertação.

3.2. Cabos fotovoltaicos utilizados

Atualmente existem múltiplos tipos de cabos fotovoltaicos. O material condutor é geralmente cobre ou alumínio, sólido ou multifilar, permitindo uma condutividade, maleabilidade e ductilidade muito boas. A área da secção transversal do cabo e a espessura das camadas isolantes dependem da sua classificação atual quanto à corrente máxima admissível, temperatura e condições de instalação. Os cabos solares DC destinam-se a uso exterior e, entre estes, os cabos monocondutores com isolamento duplo provaram ser uma solução prática com elevada fiabilidade em instalações fotovoltaicas instaladas no solo.

Entre os vários requisitos para a seleção de cabos na indústria fotovoltaica são frequentemente utilizados os seguintes: condições ambientais, resistência aos UV; grande amplitude de temperatura de funcionamento; capaz de resistir a tensões mecânicas; resistência à abrasão; resistência aos ácidos e pH base; retardador de chama e isento de halogéneos; alta resistência dielétrica; pequeno diâmetro exterior (poupança de espaço).

Após consulta de vários fornecedores de cabos fotovoltaicos, foram selecionados dois tipos de cabos fotovoltaicos frequentemente utilizados em instalações fotovoltaicas (incluindo centrais de FPV) em Portugal, representados na Tabela 2.

Tabela 2. Cabos fotovoltaicos

Nome	Condutor	Isolamento e Revestimento exterior	Secção
Cabo 1	Cobre estanhado classe 5 EN 60228 / IEC 60228	Polietileno reticulado (XLPE)	4 mm ²
Cabo 2	Fios de cobre eletrolítico recozido e estanhado classe 5 EN 60228 / IEC 60228	Borracha	4 mm ²

3.3. Metodologia

3.3.1. Preparação do material para a execução da experiência

Foram utilizados seis tanques para simular ambientes de água doce e marinha, com as seguintes dimensões: raio de 0.75m, 0.3m de altura e um volume total de 0.53 m³, feitos de polietileno de alta densidade POLYCHOCTM com tratamento anti UV, e uma classificação de segurança alimentar e água potável. Será feita uma oxigenação da água para evitar fenómenos de água parada, consequente consumo de oxigénio dissolvido e degradação de matéria orgânica. A oxigenação da água será feita através de um compressor de ar.

Sistema de oxigenação

Para evitar o crescimento de algas e manter os níveis de oxigénio na água elevados foi construído um sistema de ar cujo objetivo é provocar o movimento e a oxigenação da água dentro da tina. Foi utilizado um compressor que fornece ar para as tinas durante 10 vezes ao longo do dia. Serão 10 ciclos, das 9h às 18h.

Para controlar estes ciclos foi usada uma tomada inteligente [31] com programação das horas para controlo direto do arranque e paragem do compressor, como se pode ver na Tabela 3.

Tabela 3. Horas de funcionamento do compressor

Horário	9h	9h15m	10h	10h15m	11h	11h15m	12h	12h15m	13h	13h15m
Tomada programável 230V	on	off	on	off	on	off	on	off	on	off

Horário	14h	14h15m	15h	15h15m	16h	16h15m	17h	17h15m	18h	18h15m
Tomada programável 230V	on	off	on	off	on	off	on	off	on	off

Após análise, detetou-se que o compressor apresenta picos de potência de arranque de cerca 4 kW, sendo a potência máxima controlável da tomada 3650 W. Assim, não seria seguro utilizar a tomada para controlo direto deste equipamento. A solução para este problema foi utilizar um contactor AC da marca Hager de 40 A [32]. A tomada programável controla este contactor, que é responsável por ativar ou desativar o compressor, ver Figura 13. O contactor opera como um relé,

quando recebe o sinal de 230 V da tomada programável, fecha os contactos e liga assim o compressor.

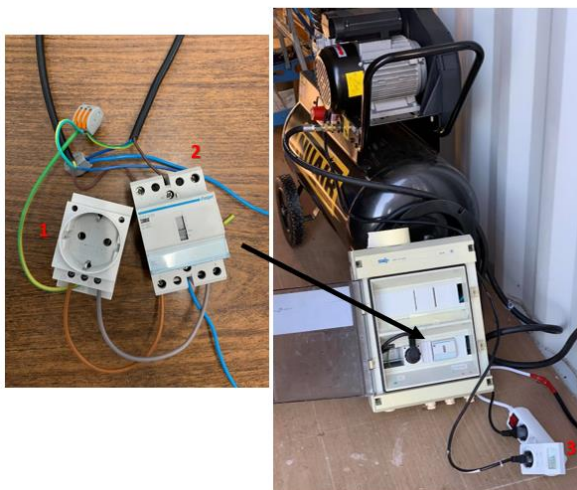


Figura 13. 1) Tomada do compressor; 2) Contactador da hager 40 A; 3) Tomada programável

Preparação das tinas

Na Tabela 4 está representada a composição das tinas e na Figura 14 podemos ver a disposição das tinas no terreno. Existem 2 tinas de água doce, cada uma com um tipo de cabo diferente, e outras 2 tinas de água salgada, também com os diferentes cabos. Para controlar a presença e possível aumento de concentração de cobre e mioplásticos, existem 2 tinas de controlo (água doce e salgada) sem cabos fotovoltaicos, para poder comprar os níveis de cobre e mioplásticos com as outras tinas.

Tabela 4. Composição das tinas

	Cabo fotovoltaico	Água
Tina 1	Cabo 1	Doce
Tina 2	Cabo 1	Salgada
Tina 3	Cabo 2	Doce
Tina 4	Cabo 2	Salgada
Tina 5 (controlo)	-	Doce
Tina 6 (controlo)	-	Salgada



Figura 14. Disposição das tinas

Foram utilizados cerca de 500 litros de água em cada tina, e foram colocados 18 kg de sal, para obtermos um valor de salinidade semelhante à água do mar, cerca de 3.5%. Este valor foi medido através de uma sonda multiparamétrica, TROLL 9500 PROFILER XP [33] como se pode ver na Figura 15.

Com essa mesma sonda foram realizadas semanalmente várias medições de outros parâmetros como condutividade elétrica, salinidade, sólidos totais dissolvidos, pH, potencial de oxidação-redução e oxigénio dissolvido. Como se pode visualizar na Figura 16, para uma melhor e mais rápida dissolução inicial do sal, aqueceu-se água através de uma resistência, sem ferver.



Figura 15. Medição da salinidade através de uma sonda *Troll 9500 Profiler XP*



Figura 16. Preparação da água salgada

As variáveis meteorológicas e ambientais foram continuamente monitorizadas por uma estação meteorológica instalada a 100m de distância dos tanques de água, também em campo aberto. Esta estação está equipada com um seguidor solar SOLYS2 [34] de dois eixos totalmente automático, com dois piranômetros CMP11 [35] para monitorizar a radiação solar global e difusa, um pireliómetro CHP1 [36] para medir a radiação solar direta, um sensor de temperatura e humidade relativa do ar [37] e um sensor de precipitação[38] . Esta estação é apresentada na Figura 17.

Foram também recolhidas durante a experiência amostras de água para análise de detecção de cobre e microplásticos.



Figura 17. Estação meteorológica

3.3.2. Procedimento experimental

Os testes de isolamento elétrico dos cabos fotovoltaicos seguem um conjunto de normas, nomeadamente EN 50618 e EN 50395 [29], [30]. Após a aquisição dos cabos ao fornecedor, e antes de iniciar o teste de submersão, foi feita uma medição dielétrica inicial. Cada amostra de cabo em teste tem um comprimento de 5 metros. Foi tomado um especial cuidado para que as extremidades de cada cabo em teste nunca fossem submersas a fim de evitar a entrada de água ou absorção nestes pontos, bem como o contacto do condutor exposto nas extremidades com água.

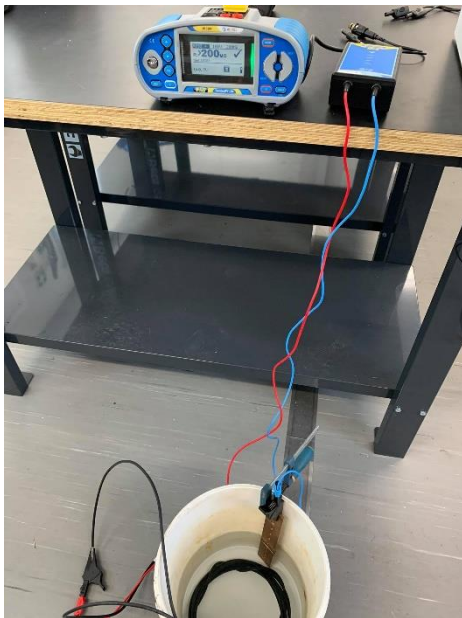
Para efeitos destes testes elétricos foi utilizada uma fonte de tensão [39], bem como um equipamento de testes de instalações elétricas e fotovoltaicas, Metrel MI 3109 EurotestPV Lite [40], para medir a resistência de isolamento. Para segurança acrescida nos testes foi também utilizado um dispositivo de isolamento galvânico entre o equipamento medidor da resistência de isolamento e o cabo a ser medido. Para medir a resistência de isolamento do cabo, foi utilizado o seguinte procedimento:

1. Inspeção visual de cada cabo, verificando a existência de qualquer falha ou degradação da camada dielétrica.
2. Medição da resistência de isolamento do cabo com o aparelho de teste elétrico, aplicando uma tensão de 100 V. Se o resultado da resistência estiver acima do limite mínimo, foi

realizado o passo seguinte. Esta etapa inicial é importante para avaliar as condições de segurança do cabo e permitir proceder com segurança nas etapas seguintes do teste.

3. Como indicado pelo procedimento de ensaio nas normas, é necessário aplicar uma tensão entre 80-500 V durante um minuto ao cabo fotovoltaico submerso em água, num pequeno tanque de ensaio, onde as medições foram feitas periodicamente. Para tal, a fonte de tensão foi utilizada para aplicar 100 V ao condutor do cabo e à água através de uma barra de cobre sólido (de acordo com o procedimento indicados nas normas).
4. Finalmente, a resistência de isolamento do cabo é medida com o equipamento de teste elétrico. Após a medição da resistência, os cabos foram novamente submersos nos tanques exteriores. Foram efetuados testes de isolamento elétrico uma vez por semana, durante 12 semanas.

Na Figura 18 podemos visualizar todo o processo experimental para os testes de isolamento elétrico.



a)



b)

Figura 18. a) Medição da resistência de isolamento do cabo com o Metrel MI3109; b) Aplicação de 100 V durante um minuto com a fonte de tensão

3.4. Resultados experimentais

3.4.1. Isolamento elétrico

Na primeira medição todos os cabos atingiram o intervalo máximo de medição do aparelho (200 M Ω), todos eles mediram 200 M Ω . O primeiro cabo a registrar perdas de isolamento elétrico foi o cabo 2 em água salgada no dia 7/12/2020, medindo 27 M Ω , e nessa mesma semana foi detetada a presença de cobre com uma concentração significativa. Essa diminuição de resistência aparece logo após o momento quando foram atingidas pela primeira vez temperaturas abaixo dos 0 °C, como se pode verificar na Figura 19. O cabo 2 de água salgada voltou a apresentar medições abaixo dos 200 M Ω no decorrer da experiência, no entanto sempre superiores a 3 M Ω , o valor mínimo de resistência de isolamento para uma secção de 4 mm² [29]. O cabo 2 em ambiente de água doce teve uma falha pontual. Na figura seguinte os valores assinalados como 200 M Ω , significa que ultrapassaram o topo de escala de medição do equipamento.

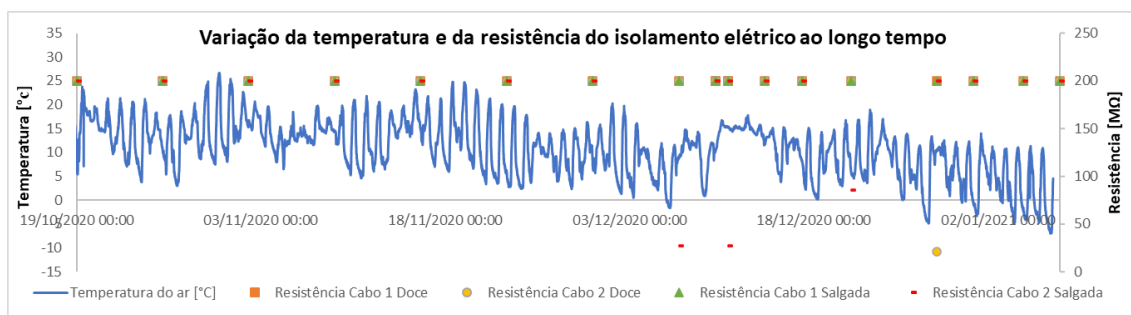


Figura 19. Variação da temperatura e da resistência do isolamento elétrico ao longo do tempo

Tanto o cabo 1 em água doce como em água salgada não registaram qualquer perda de resistência de isolamento elétrico.

O cabo 2 em água salgada apresenta algum desgaste e até um aumento de volume localizado do seu revestimento exterior, como mostra na Figura 20. Verifica-se que existe uma provável relação entre a diminuição de resistência com temperaturas negativas. As temperaturas abaixo de 0°C poderão provocar que a presença de humidade absorvida no seu revestimento congele, com consequente dilatação e danos nesta camada dielétrica. Posto isto, em futuros ensaios deverá testar-se este pressuposto em ambiente com temperatura controlada, de forma a replicar e validar as conclusões relativas ao comportamento da resistência de isolamento elétrico.

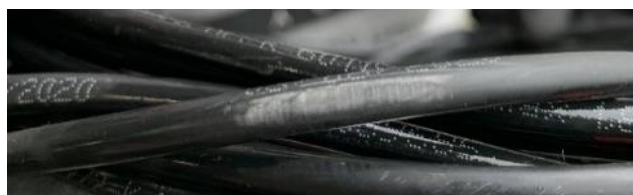


Figura 20. Cabo fotovoltaico com sinais de degradação

3.4.2. Características físico-químicas da água e análise de microplásticos

Para se detetar a presença do cobre foram feitas recolhas de água ao longo do período experimental. A primeira logo no início da experiência, a 16/10/2020, em que foi analisada a água usada para encher as tinas para determinar a presença de cobre na água da rede; a segunda recolha foi feita no dia 3/12/2020; a terceira recolha no dia 11/1/2021 e a última recolha no final da experiência a 29/1/2021.

Feitas as recolhas das amostras de água das 6 tinas, estas foram processadas e analisadas pelo Laboratório da Água da Universidade de Évora, onde foi determinada a concentração de cobre, pelo método SMEWW 3111B (Espectrometria de absorção atómica de chama).

As condições de teste foram preservadas durante o período experimental de forma a manter ambientes aquáticos o mais estáveis possível. Um dos parâmetros a controlar é a salinidade, com pequenas variações relativamente ao valor objetivo de 35 mg/L, devido à natural precipitação que ia surgindo. Sempre que o volume de água era superior ao volume inicial eram ajustados os valores de salinidade, retirando água e acrescentado sal. A partir das tabelas 7 e 8 pode-se ver também que os níveis de oxigenação foram sempre elevados, houve por isso uma boa circulação de ar na água, replicando a realidade dos ecossistemas.

Em relação à deteção de cobre, nas amostras do dia 3/12/2020 foi detetado cobre na tina 4 de água salgada, que continha o cabo 2, com uma concentração de 0.052 mg/L. A água que serviu para encher as tinas tinha uma concentração inicial de 0.005 mg/L, registou-se então um aumento de 0.047 mg/L. A diminuição posterior da concentração de cobre explica-se pela necessidade de retirar a água das tinas, de forma a controlar o volume de água e a salinidade.

Tabela 5. Variação da concentração de cobre

	16/10/2020	03/12/2020	11/12/2020	11/01/2021	29/01/2021
Água mangueira PECS (usada para encher as tinas)	0.005	0.005	0.005		
Tina 1 - Água Doce	0.005	0.015			0.006
Tina 2 - Água Salgada	0.005	0.008			0.011
Tina 3 - Água Doce	0.005	0.017		0.005	
Tina 4 - Água Salgada	0.005	0.052	0.012	0.005	
Tina 5 - Água Doce	0.005	0.014			0
Tina 6 - Água Salgada	0.005	0.009			0

As análises para determinação da presença de microplásticos são importantes dado que é uma fonte de contaminação potencial por estas instalações fotovoltaicas. Apesar da curta duração do ensaio, face ao efeito continuado de degradação de plásticos, com estas análises é possível verificar se existe ou não um risco elevado de possível contaminação da água através dos cabos.

Na tabela 6 é possível verificar que os valores são extremamente baixos, inclusive os valores das tinas de controlo (5 e 6) são superiores aos restantes. Desta forma conclui-se que não houve libertação significativa de microplásticos pelos cabos fotovoltaicos, estando os valores dentro da variação natural expectável.

Em trabalhos futuros deverá ser monitorizada a presença de microplásticos, com possível impacto acrescido com a degradação de flutuadores ou cabos ao longo do seu tempo de vida.

Tabela 6. Concentração de microplásticos

	Tina 1	Tina 2	Tina 3	Tina 4	Tina 5	Tina 6
Partículas orgânicas (PP, PE, PS)	-	-	-	<2	-	-
Polietileno (PE)	2	-	-	-	2	2
Polipropileno (PP)	4	4	4	-	10	6
Partículas orgânicas (PMMA, PUR, PET)	-	-	-	<2	-	-
Poliéster	2	<2	-	-	2	-
Etileno acetato de vinila(EVA)	-	-	2	-	6	4
Partículas orgânicas com silicone (plástico, borracha)	<2	<2	<2	<2	<2	<2
Partículas orgânicas com cloro (PVC)	<2	<2	<2	<2	<2	<2
Partículas orgânicas com flúor (PTFE)	<2	<2	<2	<2	<2	<2

Nota: As unidades da tabela são, número de partículas com tamanho superior a 20 (µm) micrómetros por litro

Tabela 7. Características físico-químicas da água doce

	Água doce																							
	T (°C)			pH			ORP (mV)			CE (µS/cm)			Sal (mg/L)			SDT (ppm)			OD (%)			OD (mg/L)		
	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5
16/10/2020	21.53	21.30	21.04	8.21	8.28	8.36	184.32	180.27	173.34	2.24	1.61	602.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	85.52	86.86	89.17	7.60	7.75	7.99
29/10/2020	20.38	20.42	19.66	8.60	8.42	8.23	134.57	134.64	146.22	525.25	470.56	446.59	0.28	0.25	0.24	0.37	0.34	0.32	96.78	91.53	90.03	8.81	8.38	8.28
10/11/2020	17.30	17.20	16.40	8.28	8.42	8.37	-59.00	-60.00	-64.00	449.00	469.00	474.00	0.00	0.00	0.00	224.00	231.00	232.00	72.00	68.00	65.60	6.30	5.82	5.69
18/11/2020	19.20	18.90	18.90	8.37	8.25	8.23	-74.00	-80.00	-79.00	348.00	314.00	310.00	0.00	0.00	0.00	268.00	242.00	0.00	85.90	85.60	85.60	7.92	7.91	7.79
25/11/2020	13.30	13.10	13.20	8.33	8.31	8.41	-60.00	-61.00	-60.00	420.00	346.00	285.00	0.00	0.00	0.00	230.00	173.00	223.00	90.40	90.00	92.50	9.27	9.26	9.60
02/12/2020	15.70	15.00	14.40	8.39	8.17	8.13	-85.00	-74.00	-72.00	324.00	289.00	285.00	0.00	0.00	0.00	252.00	225.00	222.00	85.10	81.80	81.00	8.18	7.96	7.85
11/12/2020	15.20	15.40	15.50	7.46	7.70	7.81	-22.00	-32.00	-37.00	307.00	278.00	269.00	0.00	0.00	0.00	239.00	216.00	209.00	76.3	75.1	76.7	7.28	7.10	7.21
16/12/2020	13.50	13.20	13.60	8.47	8.01	8.03	-69.00	-45.00	-45.00	275.00	258.00	251.00	0.00	0.00	0.00	216.00	202	196	82.9	82.3	83.7	8.34	8.35	8.41
22/12/2020	13.54	12.66	12.43	8.36	8.51	8.49	115.65	106.73	106.16	250.37	254.03	240.02	0.00	0.00	0.00	0.21	0.22	0.21	83.41	83.85	83.11	9.16	9.47	9.33
04/01/2021	9.15	8.13	8.27	8.19	8.55	8.19	221.04	194.39	176.71	222.79	238.19	206.25	0.00	0.00	0.00	0.21	0.23	0.20	87.89	88.73	88.90	9.98	10.36	10.37
11/01/2021	10.25	9.89	9.12	8.39	8.50	8.35	167.98	163.83	174.11	267.04	243.10	243.21	0.00	0.00	0.00	0.24	0.22	0.23	92.55	91.84	90.49	10.38	10.40	10.35
18/01/2021	11.78	-	11.15	7.65	-	7.56	181.65	-	177.02	254.58	-	268.63	0.00	-	0.00	0.22	-	0.24	91.67	-	90.86	10.02	-	10.00
25/01/2021	13.75	-	13.87	8.14	-	8.22	161.30	-	157.06	221.71	-	210.45	0.00	-	0.00	0.18	-	0.17	87.63	-	86.64	8.96	-	8.84

Nota: ORP- Potencial de oxido redução; CE- Condutividade elétrica; Sal- Salinidade; SDT- Sólidos totais dissolvidos; OD- Oxigênio dissolvido

Tabela 8. Características físico-químicas da água salgada

	Água salgada																							
	T (°C)			pH			ORP (mV)			CE (µS/cm)			Sal (mg/L)			SDT (ppm)			OD (%)			OD (mg/L)		
	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6
16/10/2020	24.32	24.57	25.81	7.89	7.90	7.36	211.59	201.88	189.26	52114.90	54740.53	53463.56	35.34	37.17	35.27	34.32	35.88	34.22	91.40	94.13	89.59	7.74	7.88	7.27
29/10/2020	19.21	19.15	19.85	7.84	7.84	7.73	196.97	190.70	205.25	52201.61	51867.27	48063.57	39.56	39.33	35.64	38.15	37.95	34.68	84.00	84.60	87.19	7.99	8.09	8.12
10/11/2020	17.10	16.40	17.20	7.95	8.04	7.99	-37.00	-45.00	-43.00	4000.00	4000.00	4000.00	33.00	33.00	33.00	2000.00	2000.00	2000.00	62.00	61.50	61.60	5.20	5.11	5.11
18/11/2020	19.10	19.00	19.20	8.28	7.75	7.97	-81.00	-51.00	-64.00	48900.00	49200.00	48500.00	35.80	36.10	35.40	> gama	> gama	> gama	92.50	88.70	87.20	8.59	8.19	8.19
25/11/2020	13.40	13.30	13.30	8.08	8.15	8.11	-48.00	-47.00	-50.00	48300.00	50100.00	48300.00	35.50	37.00	35.50	> gama	> gama	> gama	93.80	92.90	93.0	9.74	9.56	9.93
02/12/2020	15.20	14.90	15.50	7.87	7.77	7.67	-57.00	-51.00	-47.00	48300.00	49400.00	47700.00	35.50	36.40	35.00	> gama	> gama	> gama	86.10	82.00	83.0	8.39	7.96	7.61
11/12/2020	15.40	15.30	15.40	7.41	7.58	7.63	-18.00	-28.00	-31.00	44700.00	46100.00	48200.00	32.50	33.60	35.30	> gama	> gama	> gama	77.70	76.40	77.40	7.37	7.22	7.31
16/12/2020	13.50	13.40	13.80	8.00	7.71	7.71	-35.00	-29.00	-28.00	45100.00	48600.00	44900.00	32.8	35.8	32.70	> gama	> gama	> gama	85.4	84.0	87.6	8.60	8.46	8.76
22/12/2020	13.32	12.54	13.87	7.66	7.72	7.66	162.23	158.20	155.49	45257.27	43563.45	44650.54	38.70	37.81	37.61	37.86	37.16	36.86	84.38	83.08	84.67	9.35	9.40	9.16
04/01/2021	8.40	8.04	9.34	7.49	7.54	6.93	253.99	243.68	235.83	42680.69	40093.46	39739.07	41.11	38.70	37.04	40.62	38.54	36.87	91.41	90.10	88.89	10.58	10.54	10.09
11/01/2021	9.42	9.54	10.28	7.56	7.59	7.00	225.19	220.59	235.82	44499.05	41991.97	42320.98	41.93	39.16	38.73	41.17	38.73	38.24	93.31	93.31	92.87	10.64	10.65	10.29
18/01/2021	11.42	-	11.13	7.58	-	7.67	229.70	-	235.82	39429.22	-	39277.88	34.79	-	34.89	34.60	-	34.73	89.81	-	93.09	10.03	-	10.52
25/01/2021	14.48	-	14.41	7.94	-	7.92	237.67	-	222.52	40592.95	-	40020.20	33.31	-	32.84	33.02	-	32.61	91.42	-	89.77	33.31	-	32.84

Nota: ORP- Potencial de oxido redução; CE- Condutividade elétrica; Sal- Salinidade; SDT- Sólidos totais dissolvidos; OD- Oxigênio dissolvido

4. Desenvolvimento de um sensor inercial, montagem, programação e ensaios

Neste capítulo será abordado o desenvolvimento e ensaio de um sensor inercial para que seja possível fazer a monitorização e caracterização do movimento das plataformas flutuantes e quantificar o impacto desse movimento na degradação do próprio sistema fotovoltaico. A relação entre movimento da plataforma flutuante e degradação adicional não está estudada, é importante analisar esta relação e caracterizar a sua grandeza para diferentes tipos de tecnologia FPV. Apenas assim se poderá diagnosticar e minimizar este potencial problema.

O sensor inercial utilizado é um acelerómetro que mede movimento linear nos três eixos: x, y, z; um giroscópio para medir velocidade angular, ou seja, movimento rotacional também nos três eixos e também um magnetómetro, i.e., bússola. Através de programação feita em ambiente LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench)[41] é possível ter acesso às variáveis medidas pelo sensor, fazer a sua aquisição e posterior pré-tratamento e aquisição de dados. Na Figura 21 é possível ver um esquema simplificado do que será o sistema final de monitorização com este sensor. O uso de um pequeno módulo fotovoltaico e bateria permite assegurar o fornecimento de energia ininterrupto ao computador industrial e sensor em caso de falha de eletricidade na rede.

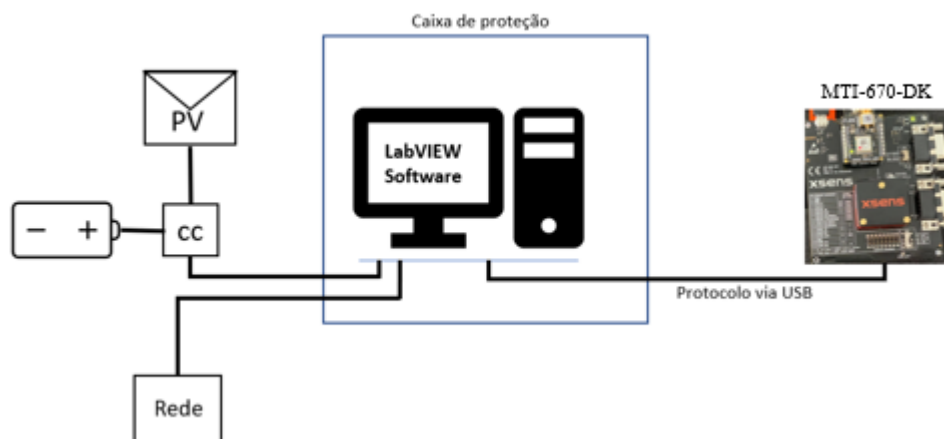


Figura 21. Esquema da comunicação e equipamentos utilizados na aquisição de dados

4.1. Sensor Inercial

O sensor utilizado foi o MTi-670-DK da xsens [42], podendo a sua comunicação ser feita através de USB, CAN, RS232, RS422 e UART [43]. Foi usada a comunicação USB por ser mais prático e compatível com o equipamento para processamento e datalogging. Existe no mercado oferta de vários sensores que poderiam ter sido utilizados, neste caso o sensor MTi-670-DK foi o selecionado pois é relativamente mais barato em relação aos outros (cerca de 890 euros), e é compatível com a linguagem de programação selecionada. Faz medições em 3 eixos, evitando sensores de apenas 1 eixo, o que triplicava o custo final sendo necessários três para uma caracterização completa.



Figura 22. Sensor inercial MTi-670-DK

Com este sensor são feitas medições com uma taxa de amostragem de 50 Hz, dos ângulos de Euler (Pitch, Roll e Yaw) [°], aceleração linear [m/s²] nos 3 eixos, integrando esta aceleração obtemos a velocidade linear [m/s] para cada eixo, aceleração linear livre [m/s²] nos 3 eixos, velocidade angular [rad/s] nos 3 eixos e bússola magnética [a.u] nos 3 eixos também.

Na Figura 23, está desenhado o sistema de coordenadas que o sensor usa para realizar as medições, em que os eixos X, Y e Z correspondem aos ângulos de Euler da seguinte forma [44]:

- Eixo X- Roll
- Eixo Y- Pitch
- Eixo Z- Yaw

Segundo a Figura 23 a) e c) a rotação positiva respeita a regra da mão direita, ou seja, uma rotação é positiva se for realizada no sentido contrário aos ponteiros do relógio, em direção ao eixo de rotação [44].

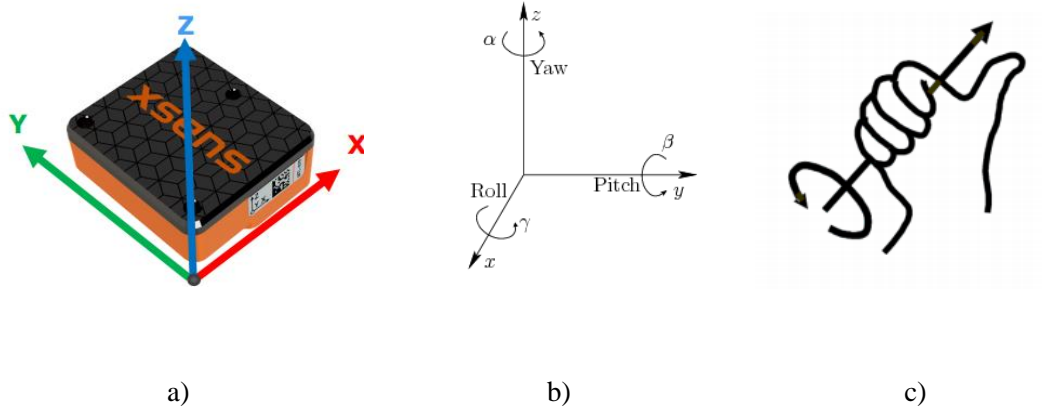


Figura 23. a) Sistema de coordenadas; b) Referencial de rotação; c) Regra da mão direita, rotação positiva [22]

4.2. Computador industrial

O computador industrial utilizado é o MIC-770 H310, ilustrado na figura, da marca Advantech [45]. É um computador com processador core i7-8700 a 3.2GHz, com 8GB de memória RAM (Random Access Memory) e um disco de 512 GB. Foi escolhido um computador com capacidade de processamento elevada e com grande capacidade de armazenamento de dados. Tem um intervalo de tensão de alimentação entre 9-36 V DC, e inclui 8 portas de comunicação USB. É compacto e resistente, sendo esta uma das razões principais para ter sido selecionado, pois irá operar num ambiente exigente, sujeito a condições fora do normal (vibrações) relativamente a um PC convencional. Está preparado para operação com vibração até 3 G_{rms} @ 5 ~ 500 Hz (1h/eixo).



Figura 24. Computador industrial, MIC-770 H310

4.3. Programação LabVIEW

Como já foi dito anteriormente, o software utilizado para fazer aquisição de dados e posterior tratamento de dados foi o LabVIEW W[41] (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench), pois este software possui um conjunto alargado de ferramentas para aquisição, análise e armazenamento de dados. Neste trabalho de dissertação foram desenvolvidos dois programas, ou seja, dois instrumentos virtuais ou VIs: um deles faz a aquisição de dados e permite a monitorização em tempo real e o outro faz o pré-tratamento de dados. Para uma melhor compreensão de como se programou a aquisição de dados e pre-tratamento, criou-se o fluxograma que pode ser visualizado na Figura 25.

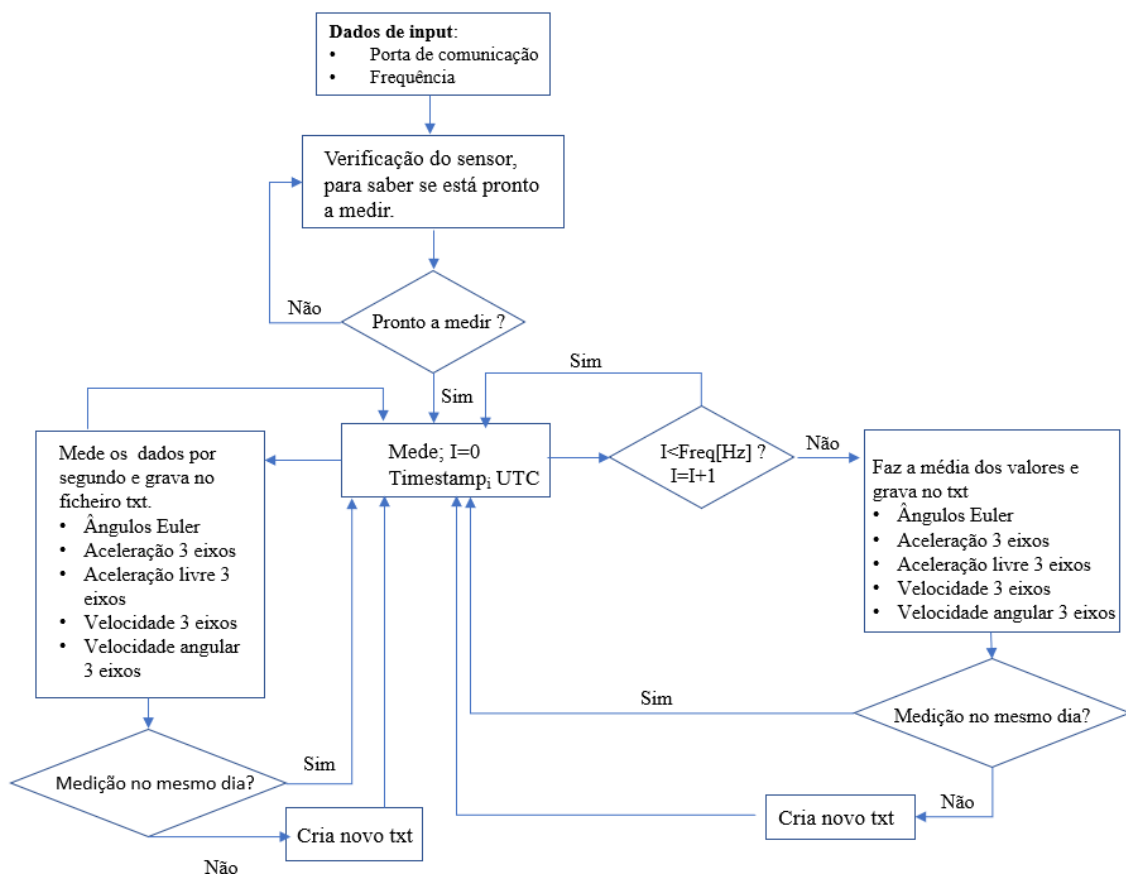


Figura 25. Fluxograma da programação de aquisição de dados

4.3.1. Aquisição de dados

Nesta secção apresentam-se a os blocos de programação utilizados para realizar aquisição de dados, ou seja, os códigos responsáveis pela medição das variáveis e o armazenamento dos dados nos ficheiros de texto (.txt).

Verificação do sensor e se está pronto a medir

Na Figura 26 é possível ver o início da programação. Estes blocos iniciais são responsáveis pela verificação do estado do sensor. São sempre pedidos 2 inputs: a porta de comunicação e a frequência com que queremos trabalhar. Inicialmente iremos trabalhar a 50 Hz, o que significa que efetuar 50 medições por segundo. Consegue também visualizar-se o ID do sensor, o código do produto e a sua versão. Depois de verificados estes dados, o sensor tem luz verde e está pronto a medir. Esta medição é feita com um timestamp em UTC

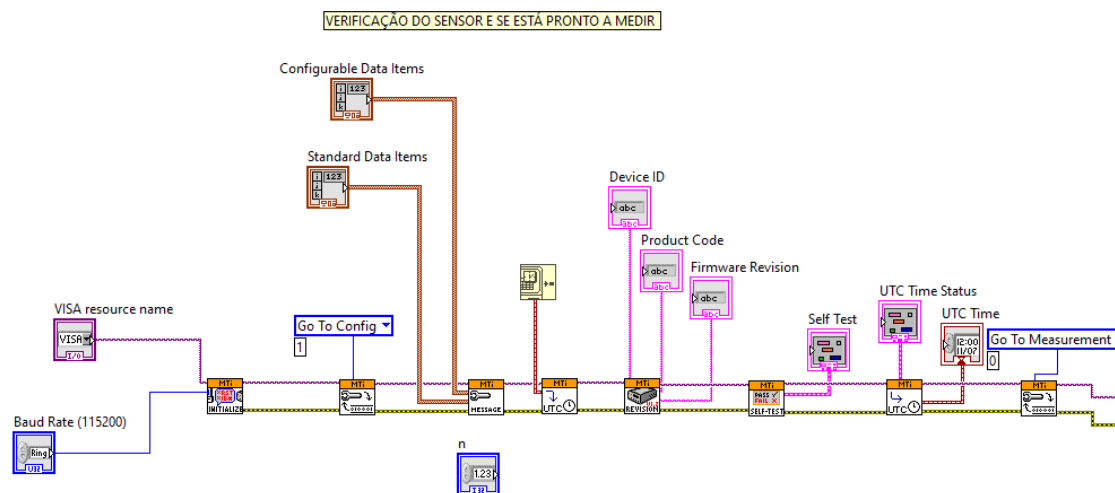


Figura 26. LabView Início do programa de aquisição de dados

Sistema de armazenamento dos ficheiros

Os dados serão armazenados em arquivo de texto (.txt) para posteriormente simplificar o seu processamento, nas Figuras 29 e 30 pode ver-se a sua programação. É criado um ficheiro diário cujo nome corresponde à data do dia de medição; se o sensor monitorizar um ano inteiro, obtém-se assim 365 ficheiros (ou 366 ficheiros se for um ano bissexto).

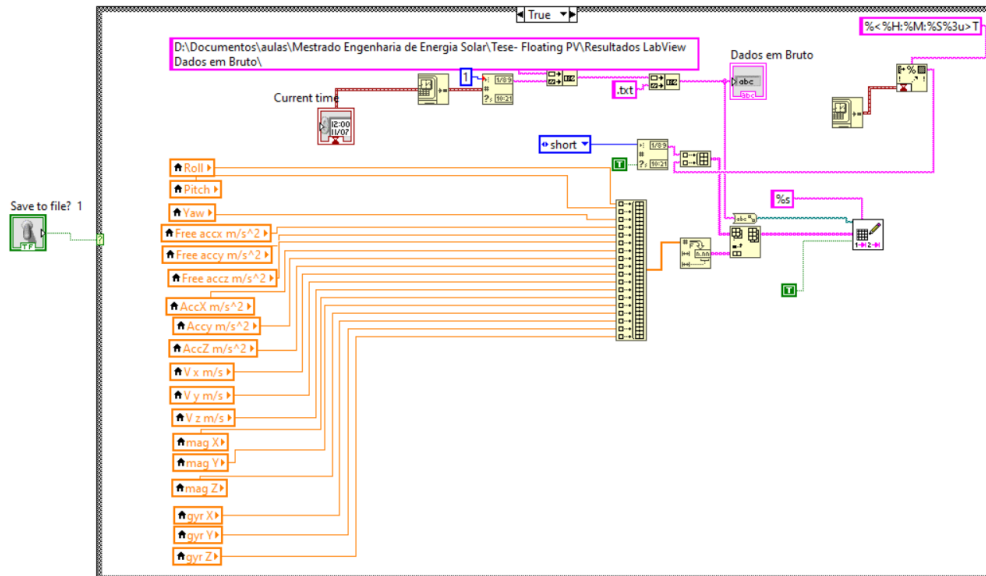


Figura 29. Armazenamento dos dados brutos

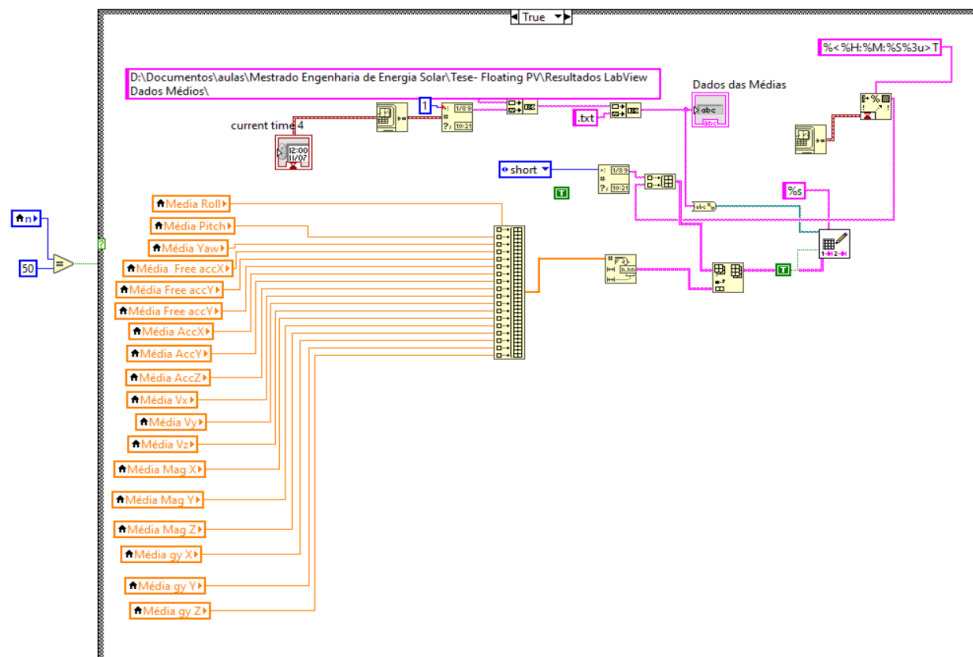


Figura 30. Armazenamento dos dados médios

4.3.2. Pré-tratamento de dados

Como referido anteriormente, numa primeira fase, para analisar que frequência de amostragem se deverá utilizar para a monitorização, deverá iniciar-se nos 50 Hz, sendo o valor máximo de amostragem permitido por este modelo, de forma a minimizar potenciais perdas de informação dos dados no processo de comunicação e datalogging. Esta taxa de amostragem é ajustável e, por isso, consoante os resultados deste pré-tratamento de dados pode decidir-se que frequência é ideal para operar, capturando toda a informação necessária para esta aplicação, mas minimizando o tamanho de ficheiros finais. Relembrar que cada plataforma flutuante (tecnologia) é diferente, e por isso em algumas não será necessário trabalhar a uma frequência mais elevada pois podem não registar vibrações nessa gama.

O programa que faz a aquisição de dados e monitorização em tempo real, guarda seis variáveis e todas elas medem os três eixos, no gráfico abaixo (Fig.31), pode ver-se a quantidade de dados gerados numa hora de medição.

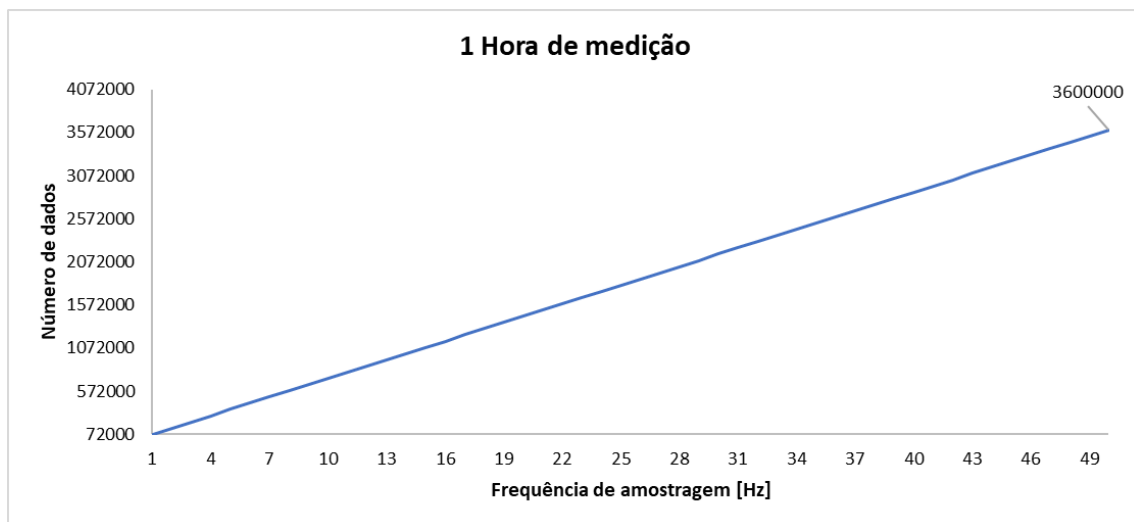


Figura 31. Número de dados produzidos numa hora de medição em função da frequência de amostragem

Verifica-se que para uma hora de medição a 50 Hz irá ser criado um ficheiro com 3 milhões e 600 mil registos, o que em termos de memória neste caso representa um ficheiro com formato .txt com cerca de 888 MB/dia.

Utilizando novamente o LabVIEW é feito o pré-tratamento de dados. Para esse tratamento basta ser introduzido o ficheiro que contém os dados que resultam da aquisição e executa automaticamente o cálculo da distorção harmónica total, cálculo da frequência fundamental,

amplitudes para cada harmónica e ainda a transformada rápida de Fourier (FFT), para obtermos um espectro de frequências independente do tempo. Estes dados também são guardados num ficheiro .txt, para que possa ser feita facilmente a sua análise posteriormente noutro software, por exemplo, numa folha de cálculo ou em MATLAB.

Na Figura 32 está visível um excerto da programação.

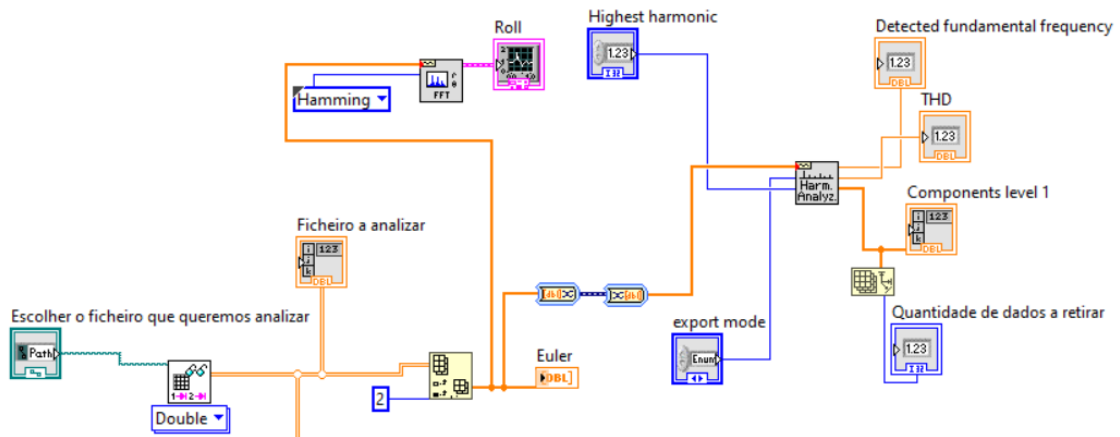


Figura 32. Blocos utilizados

Distorção harmónica total refere-se às frequências que são múltiplos inteiros da frequência fundamental. A distorção harmónica total (THD- Total Harmonic Distortion) é calculada através da raiz quadrada da razão entre a soma das amplitudes das harmónicas do nível i ao quadrado e a amplitude da fundamental [46]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^N V_i^2}}{V_1} * 100 \quad (2)$$

Através da THD, consegue-se perceber se existe ou não uma onda fundamental que predomina e também conseguimos verificar qual a frequência máxima que foi atingida. Qualquer onda pode resultar da soma de várias ondas com diferentes frequências e amplitudes, ao aplicar-se a transformada de Fourier (FFT) “desconstrói-se” este sinal em bruto num espectro de frequências, retirando a dependência do tempo, para uma melhor compreensão das vibrações a que as plataformas vão estar sujeitas num determinado período de tempo. A FFT é uma transformada de Fourier discreta, mas mais eficiente devido ao seu algoritmo [47].

Para uma melhor compreensão ver os gráficos abaixo.

Na Figura 33 está graficamente representado os dados de velocidade angular [rad/s] no eixo z para uma hora de medição.

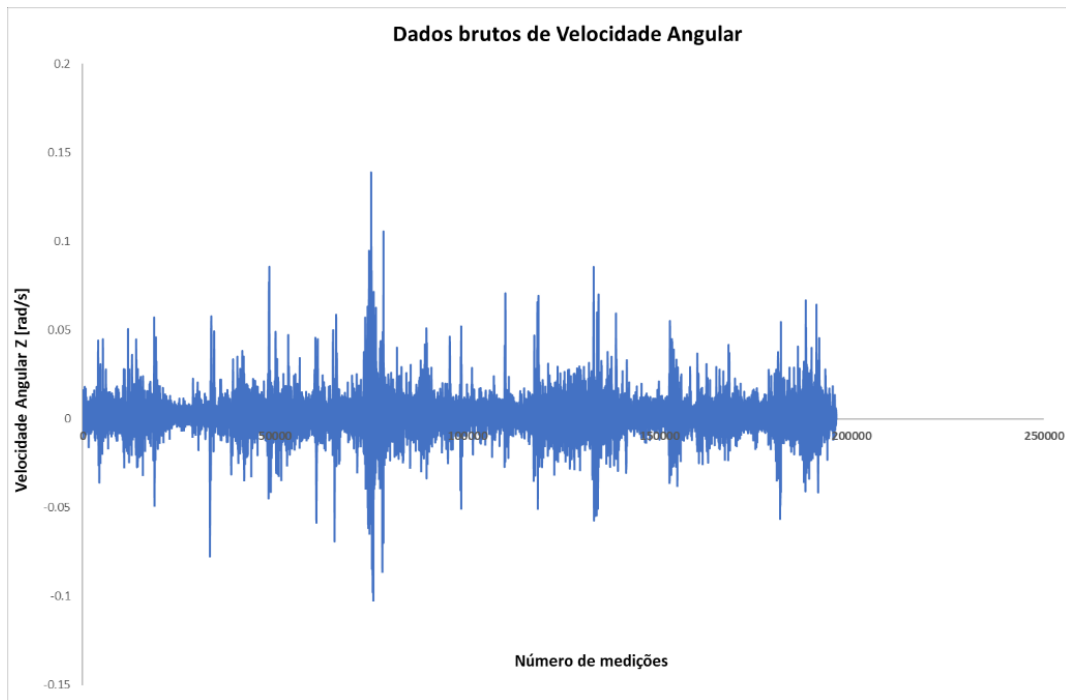


Figura 33. Dados de Velocidade Angular para 1 hora de medição

Após a transformada rápida de Fourier, aquele sinal foi desconstruído num espectro de frequências, e assim é possível verificar e perceber quais as principais frequências presentes e responsáveis por determinados movimentos e/ou comportamentos da plataforma. Neste caso observa-se que foi atingida uma frequência máxima de 0.5 Hz e que foi em baixas frequências que foram atingidas amplitudes mais altas.

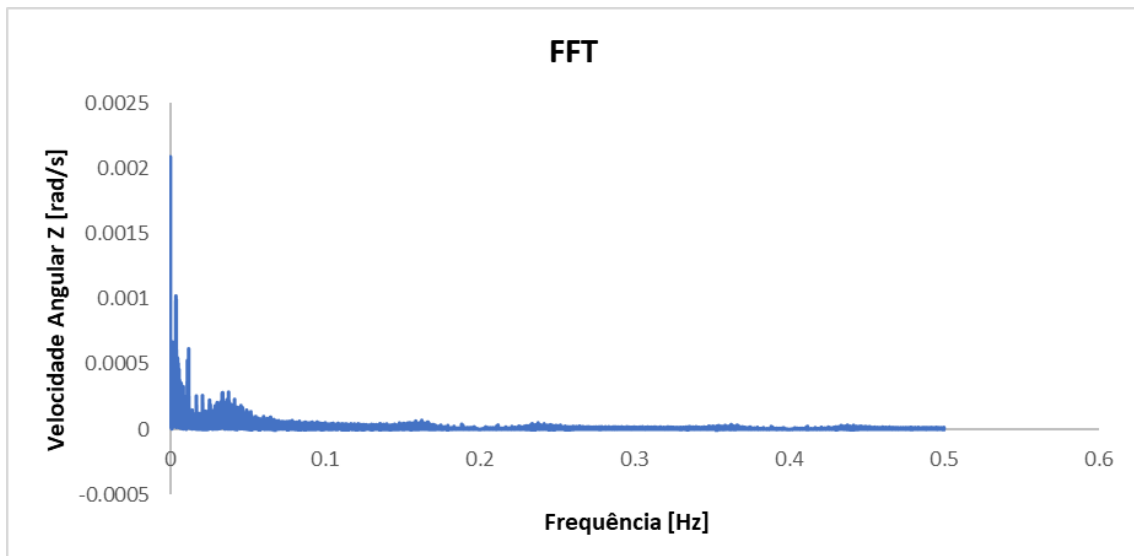


Figura 34. Transformada rápida de Fourier da velocidade angular no eixo Z

4.4. Ensaio do sensor

4.4.1. Proteção do sensor

Sendo o sensor uma placa de circuito impresso sem nenhuma proteção exterior de forma a proteger o sensor das condições climáticas, foi desenhada uma caixa através de software de desenho 3D, Inventor [48]. De seguida utilizou-se uma impressora 3D ZMorph VX para imprimir a caixa com filamento de PVC (Policloreto de vinilo).

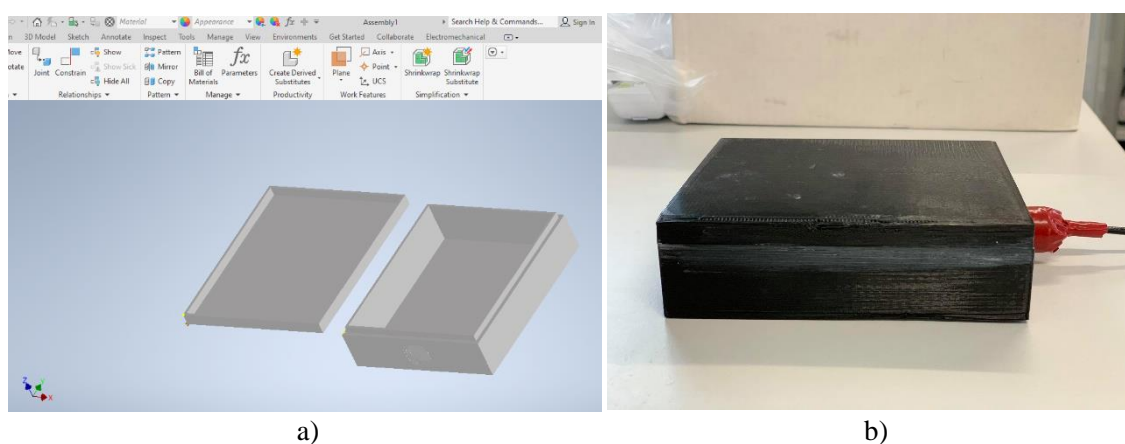


Figura 35. a) Desenho da caixa Inventor; b) Caixa impressa

Esta caixa destina-se apenas ao ensaio do sensor e programação, devendo a caixa de proteção a implementar nas plataformas reais ser alvo de seleção cuidadosa para garantia de estanquicidade e fiabilidade a longo termo, sem impacto ambiental adicional na água.

4.4.2. Ensaio e validação

Para validação inicial da estanquicidade do protótipo da caixa e da sua operação em condições reais realizaram-se alguns ensaios práticos.

Para isso, realizou um ensaio de operação durante 1 hora, instalando o protótipo num mini flutuador, que foi colocado dentro de uma tina, tal como se pode ver na Figura 36.

O objetivo destes ensaios foi perceber se o sensor estava a funcionar corretamente e fazer a depuração da programação, visualizando o movimento do flutuador dentro de água e acompanhando o seu comportamento.



Figura 36. Teste experimental do sensor e caixa de proteção

Na Figura 37, é possível visualizar o display que permite fazer a monitorização em tempo real. É possível ter acesso às medições das diferentes variáveis em estudo através de gráficos que representam os Ângulos de Euler, velocidade linear, aceleração linear e velocidade angular

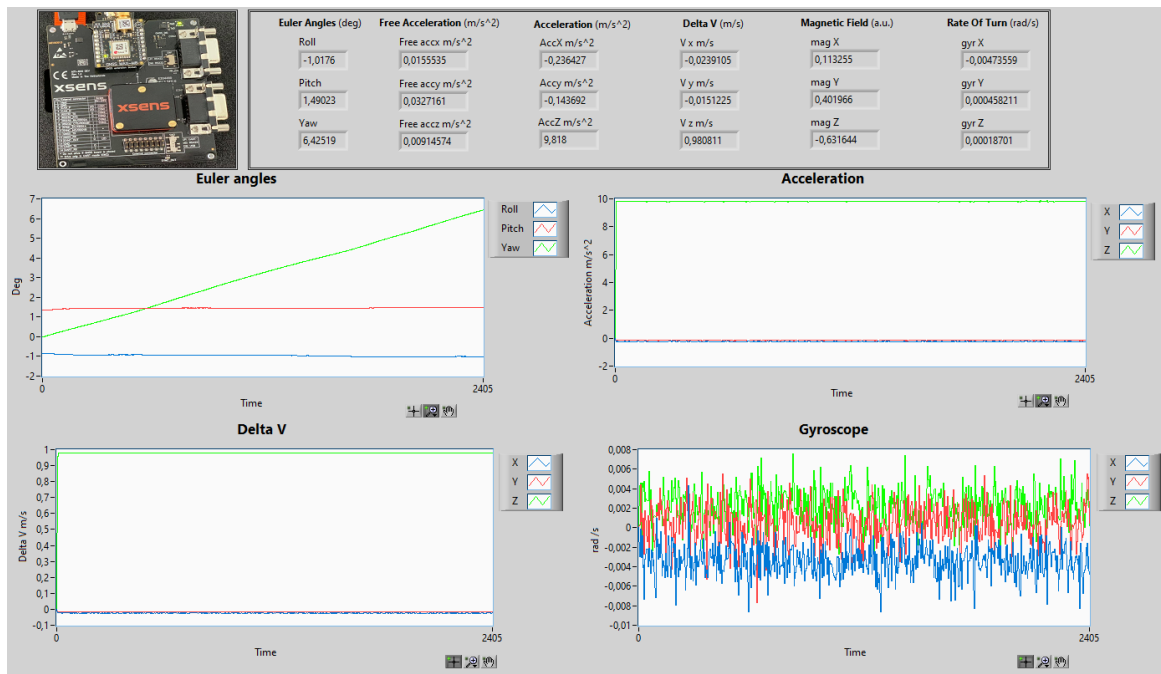


Figura 37. Interface gráfica do programa de monitorização

Na Tabela 9 apresentam-se os dados referentes à distorção harmónica total e as frequências fundamentais.

Tabela 9. Distorção Harmónica e frequência fundamental

	THD _x [%]	THD _y [%]	THD _z [%]	Freq _x Funda [Hz]	Freq _y Funda [Hz]	Freq _z Funda [Hz]
Ângulos de Euler	1.249	2.069	0.855	0.00005	0.00001	0.00001
Aceleração	0.626	0.800	1.056	0.00001	0.00001	0.01901
Velocidade	0.633	0.680	0.512	0.00001	0.00001	0.01175
Bússola Magnética	1.911	1.771	1.421	0.00001	0.00001	0.00001
Velocidade Angular	0.165	0.187	0.384	0.03024	0.02523	0.00351

Foram calculadas também as amplitudes para as frequências e obtiveram-se as seguintes figuras. Da análise das figuras 38, 39, conclui-se que houve um movimento no eixo z (Yaw) com uma rotação positiva do flutuador em relação a esse eixo. Este acontecimento foi visível logo após a plataforma entrar em contacto com a água rodando até ficar encostada à parede da tina.

Nos eixos x (roll) e eixo y (pitch) houve pequenas movimentações devido às pequenas vibrações na água. A figura 40 representa as velocidades nestes eixos, e verifica-se que são muito semelhantes.

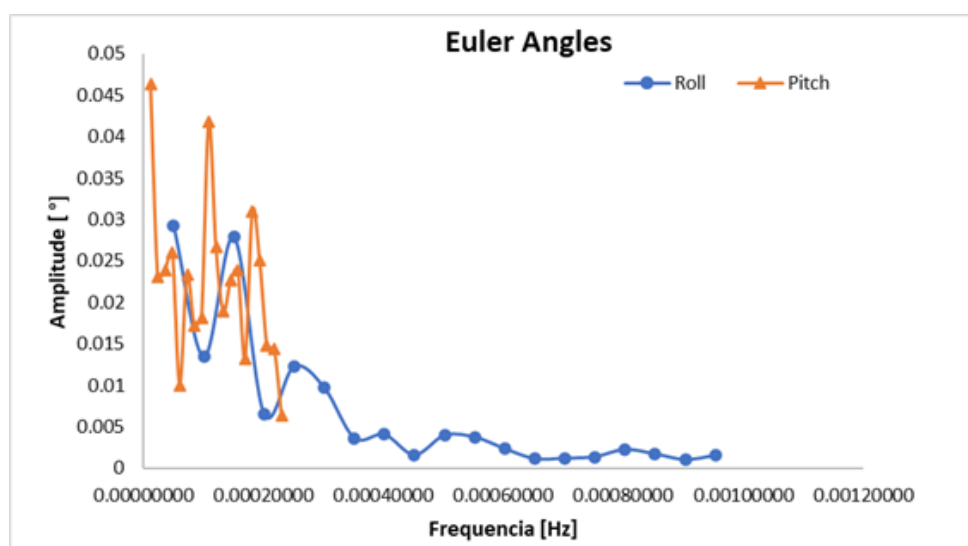


Figura 38. Representação gráfica das frequências e amplitudes das diferentes harmónicas dos Ângulos de Euler, Roll e Pitch

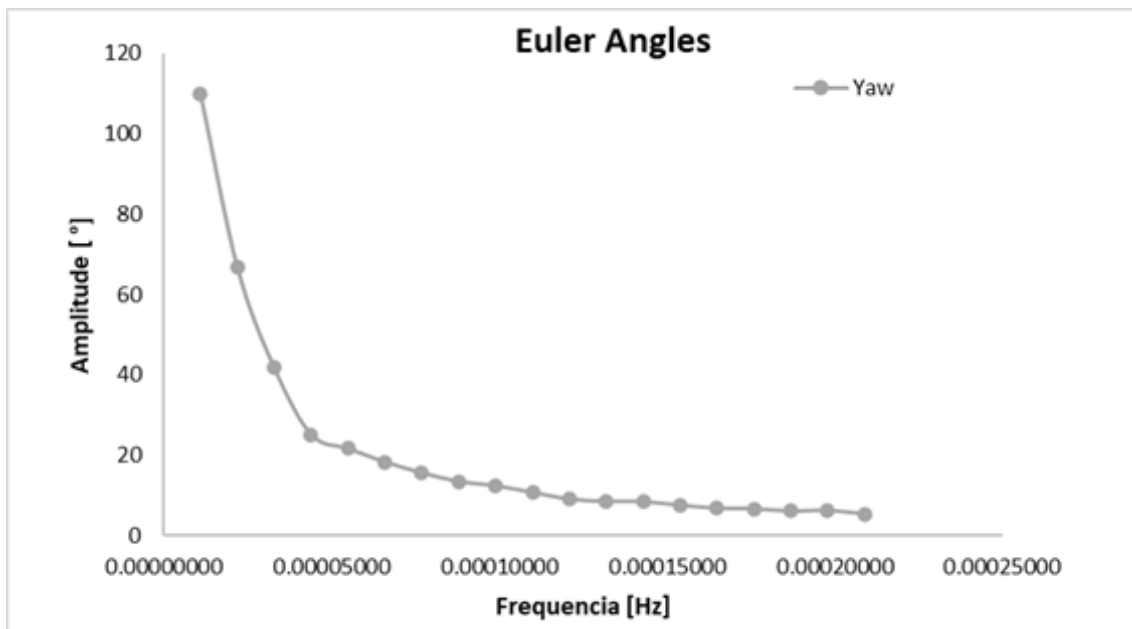


Figura 39. Representação gráfica das frequências e amplitudes das diferentes harmónicas, eixo z Yaw

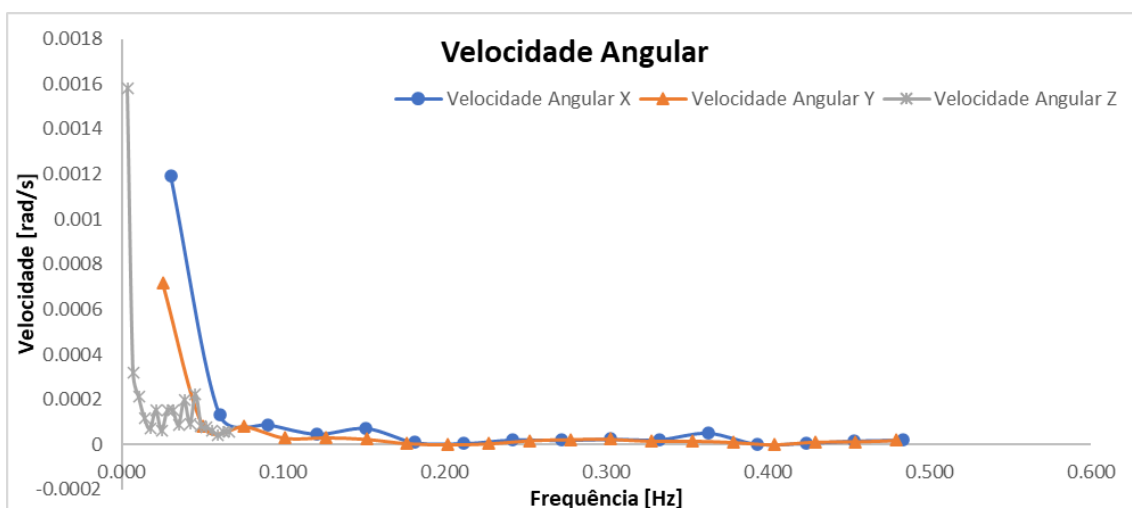


Figura 39. Representação gráfica das frequências e amplitudes da Velocidade Angular

Através do cálculo da transformada rápida de Fourier, obtém-se então o espectro de frequências. Com estes dados é possível então tirar informações mais específicas acerca das características do movimento da plataforma flutuante. Neste caso registam-se vibrações com frequências muito baixas. Nas frequências mais baixas há vários picos embora de baixa amplitude, como se pode observar através do output gráfico, que está representado nas Figuras 41,42 e 43.

Estes dados são referentes a uma experiência para apenas testar o sensor, pelo que os dados não representam o que se deve ver numa plataforma flutuante real, pois neste caso foi utilizado um flutuador muito pequeno e não houve interferência por exemplo do vento.

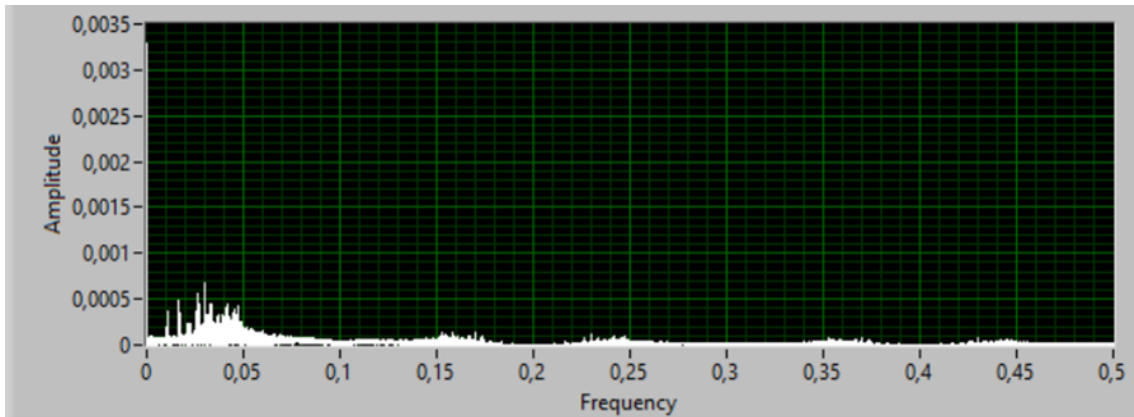


Figura 42. FFT da Velocidade Angular Eixo X

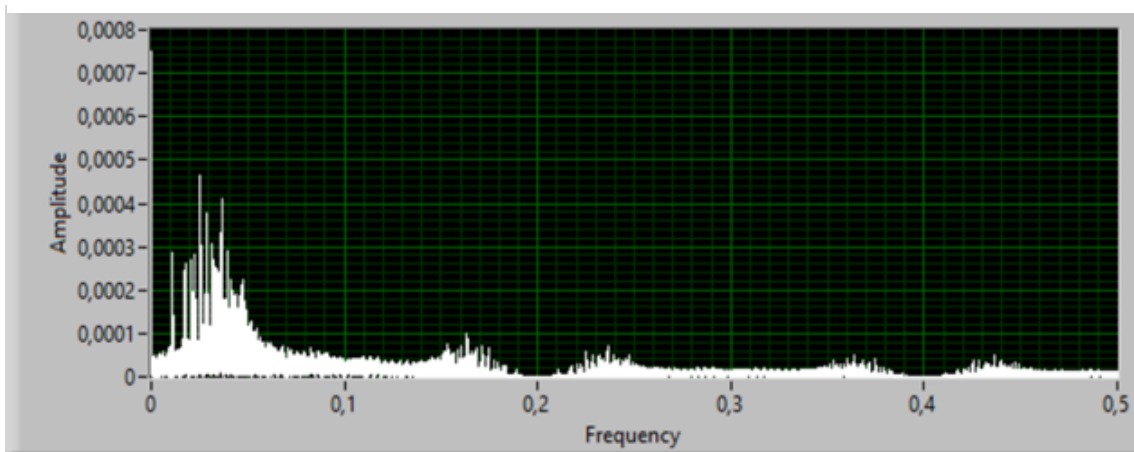


Figura 41. FFT da Velocidade Angular Eixo Y

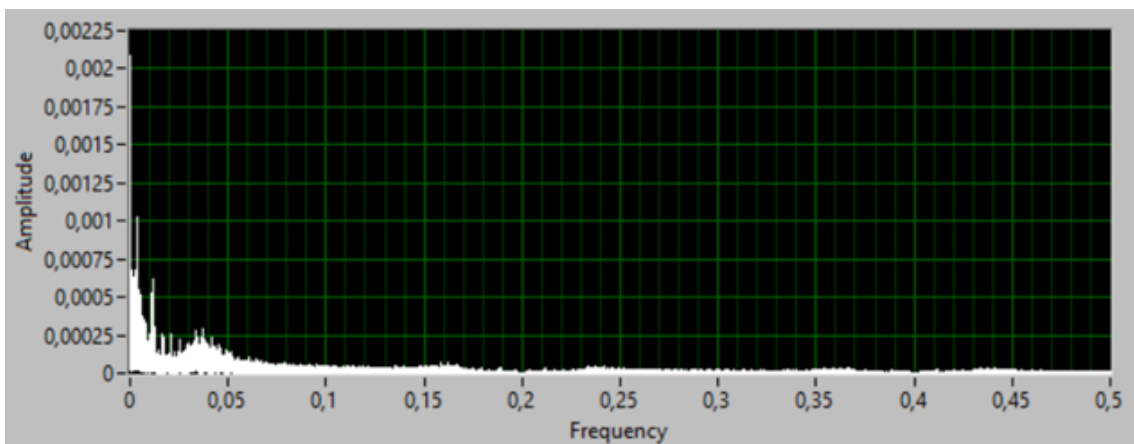


Figura 40. FFT da Velocidade Angular Eixo Z

5. Análise técnico-económica de um sistema FPV

O caso de estudo para esta dissertação é a central fotovoltaica flutuante UPAC localizada em Cuba este, Beja. A proprietária da central, Empresa De Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva SA (EDIA), decidiu utilizar o reservatório da estação elevatória de Cuba Este para a produção de energia fotovoltaica para autoconsumo, o excedente de produção será injetado na RESP (Rede elétrica de serviço público). O desenvolvimento de especificações técnicas e monitorização desta central FPV integra-se no âmbito de uma colaboração entre a EDIA, S.A. e a Cátedra Energias Renováveis da Universidade de Évora.

Neste capítulo pretende-se comparar os principais indicadores técnico-económicos de uma central fotovoltaica convencional em solo e uma central FPV. Não existindo modelos validados no estado da arte que permitam simular com precisão uma instalação FPV, far-se-á uma aproximação utilizando um simulador de centrais convencionais, mas introduzindo uma redução da temperatura do ar nas condições ambientais para a instalação FPV. Esta aproximação permite assim obter resultados comparativos preliminares, mas deve ter-se em atenção que outras variáveis podem influenciar a performance desta tecnologia e não estão consideradas nesta metodologia de simulação. Apenas com uma metodologia sistemática de avaliação de todos os parâmetros e variáveis específicas desta tecnologia permitirá desenvolver no futuro modelos fiáveis e validados, permitindo obter resultados comparativos com menor grau de incerteza

5.1. Central Fotovoltaica Flutuante Cuba-Este

A central tem uma potência nominal instalada de 997.92 kW_p, ao todo são 3024 módulos fotovoltaicos com 330 w (STP330-24/Vfw) [49], orientados a sul e instalados nos flutuadores com uma inclinação de 12°. A estrutura dos flutuadores permite um melhor arrefecimento dos módulos através das aberturas centrais, como se pode verificar na Figura 44. A central possui um inversor de 1 MVA (EFASOLAR 1000)[50], que converte a corrente contínua (CC) dos módulos fotovoltaicos para corrente alternada (CA), injetada posteriormente no transformador de BT/MT (baixa tensão/ média tensão) de 1000 kVA ligado ao barramento de MT a 30 kV.



Figura 44. Central Fotovoltaica Flutuante Cuba Este

5.2. Simulação de um sistema PV convencional através do SISIFO

Para se poder comparar a produção do sistema fotovoltaico flutuante e quantificar o ganho de energia produzida em relação a um sistema PV instalado em terra, foi utilizado o software SISIFO [51] para simular um sistema fotovoltaico em terra.

Este software obtém os dados meteorológicos do PVGIS [52], uma base de dados meteorológicos europeia, e permite estimar a produção de energia fotovoltaica de acordo com as características de cada equipamento do sistema fotovoltaico. Os dados introduzidos no SISIFO incluem a inclinação, orientação e potência dos módulos, tipo de tecnologia utilizada, localização geográfica da instalação, potência do inversor, entre outros. Para esta simulação, os dados de radiação utilizados correspondem a um ano meteorológico típico, ou seja, um ano representativo de intervalos de anos.

Depois de introduzidos todos os dados necessários, é feita a simulação. É possível ter acesso à distribuição da radiação e de temperatura ao longo do ano, acesso à produção de energia pelo sistema fotovoltaico tal como a o seu PR (performance ratio), ou seja, a sua “eficiência global”, tendo acesso também a todas as perdas pelo sistema.

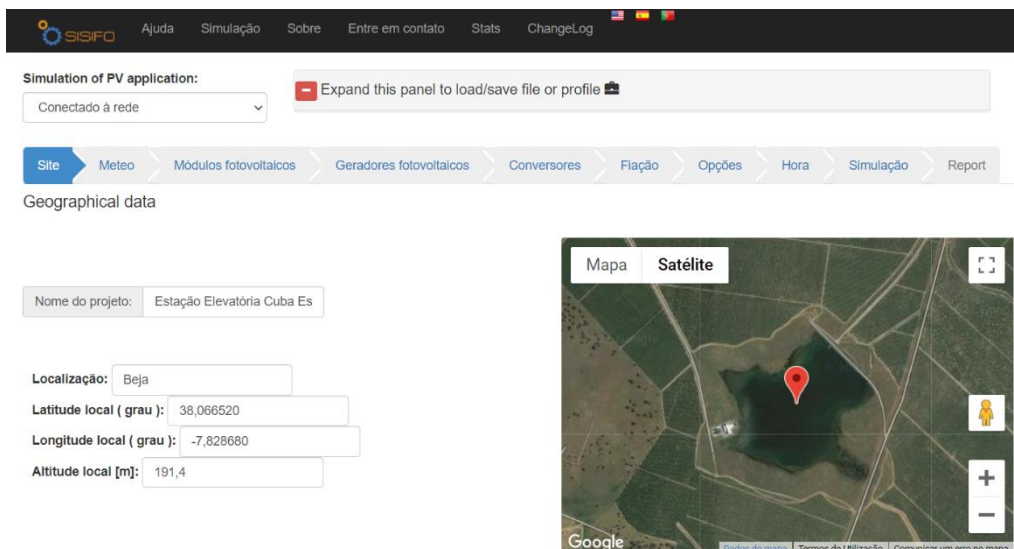


Figura 45. Interface gráfica do SISIFO

Para o cálculo da produção de energia, como já foi dito anteriormente, é necessário um input da disponibilidade de radiação solar do local. Na Figura 44, é possível observar a radiação global horizontal, a incidente, que é radiação projetada nos módulos e a efetiva sem reflexão que é a radiação que realmente é utilizada na geração de energia elétrica. Este local anualmente apresenta uma energia da radiação incidente total de 1993.38 kWh/m².

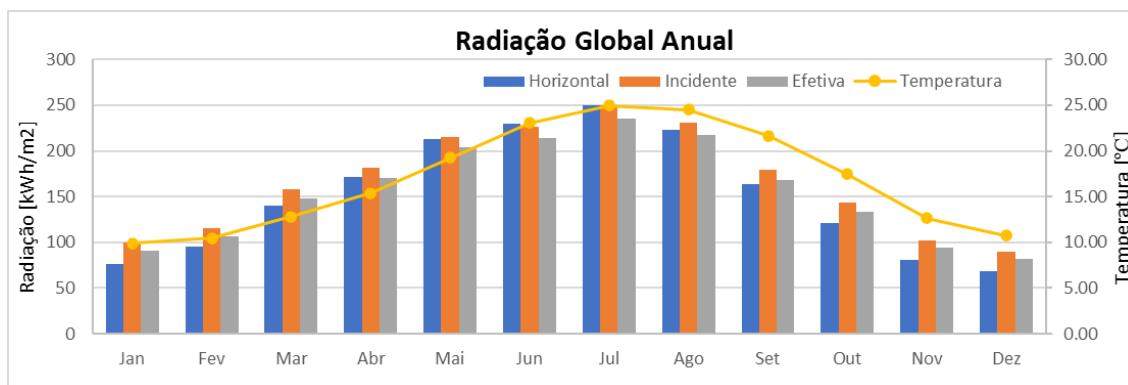


Figura 46. Perfil de radiação global e de temperatura anual, simulação SISIFO, para o local da instalação FPV Cuba

O motivo pela qual a radiação solar efetiva não apresenta o mesmo valor que a radiação incidente, deve-se á existência de poeiras e sujidade nos módulos ou sombreamentos (por ex. entre filas). A sujidade, por exemplo, pode ser responsável pela diminuição de radiação solar útil para o módulo fotovoltaico, para ver com melhor detalhe consultar Tabela 10.

Desta simulação no SISIFO, resulta que um sistema fotovoltaico com uma potência instalada de 1MWp irá gerar 1661.32 kWh/kWp em corrente contínua, e em corrente alternada 1613.85

kWh/kWp. A diferença entre CA e CC deve-se às perdas no inversor e cablagem. Através da Figura 47, verificamos que os meses onde existe maior produção é nos meses de Verão, onde existe maior radiação disponível. A inclinação dos módulos que é 12° também favorece a produção de energia na época de Verão, devido ao ângulo solar.

O PR varia também consoante os meses do ano, nos meses em que a temperatura ambiente é mais elevada o PR diminui em relação aos meses em que as temperaturas ambientes são mais baixas.

Esta simulação no SISIFO permite obter dois tipos de PR, o PR pyr calculado através de um piranómetro e o PR calculado através da radiação medida com um módulo de referência. O PR do módulo de referência apresenta um valor médio de 87%, já o do piranómetro apresenta 82%. O cálculo de uma forma geral deste indicador de performance é feito através da fórmula (1).

$$PR = \frac{E_{produzida} [kWh]}{\frac{Rad_{inc} [kWh/m^2]}{1 [kW/m^2]} * P_{instalada} [kW]} \quad (1)$$

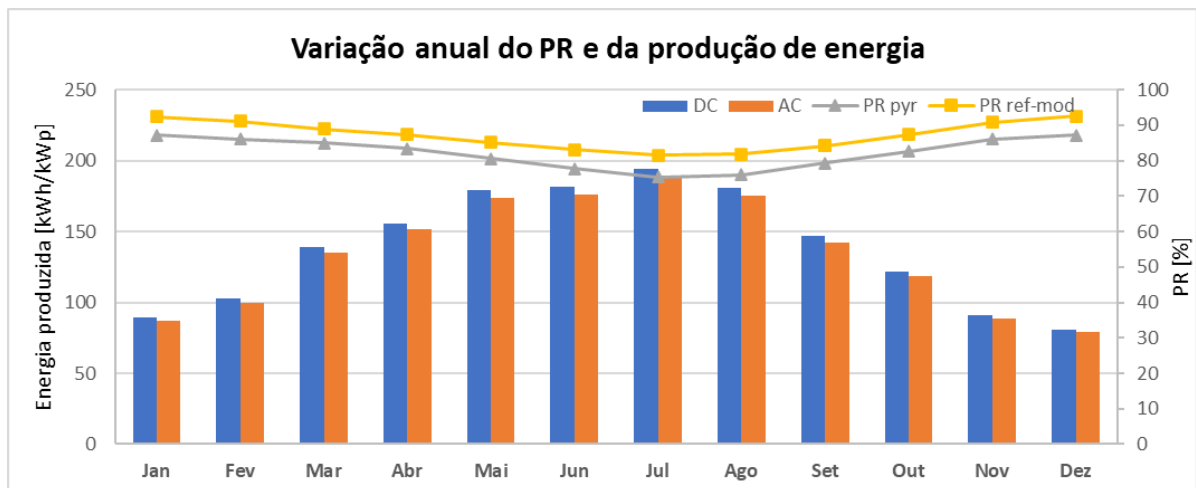


Figura 47. Simulação da produção de energia através do SISIFO

Esta diferença de PR deve-se ao facto de a radiação incidente ser medida com um piranómetro ou com um módulo de referência. O piranómetro regista um espectro solar mais extenso, havendo diferenças para o espectro solar utilizado pelo silício, que usa uma parte menor do espectro. Então para a mesma energia produzida e para a mesma potência instalada, medindo a radiação solar incidente com diferentes equipamentos iremos ter PRs diferentes.

A utilização de um módulo fotovoltaico de referência permite assim obter um valor de PR mais preciso, devido a medir a mesma parte do espectro solar que a instalação fotovoltaica.

Tabela 10. Radiação Solar Global

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Radiação Global Horizontal[kWh/m ²]	77	95	140	171	213	229	250	223	163	121	81	68
Radiação Global Incidente [kWh/m ²]	100	116	159	181	215	226	250	231	179	143	103	90
Radiação Efetiva [kWh/m ²]	91	107	149	171	203	214	236	217	169	133	94	82

5.2.1. Comparação entre sistemas FPV e PV

O objetivo inicial desta comparação era utilizar valores da produção de energia da central fotovoltaica flutuante de Cuba Este, contudo, devido à situação pandémica que se vive no momento da realização desta dissertação, o fornecimento de dados de produção de energia sofreu alguns atrasos e, devido ao prazo de entrega da dissertação, não foi possível aguardar pela receção dos dados. A solução adotada foi então simular através do SISIFO a produção esperada por um sistema fotovoltaico na água, ou seja, simulou-se da mesma forma um sistema PV, mas neste caso o input de temperatura ambiente foi alterado, tendo sido utilizada uma diferença de três graus abaixo da temperatura obtida para o ano meteorológico típico na localização da central FPV Cuba-Este. Para ficar mais claro, na Tabela 11, é possível ver-se a temperatura utilizada na simulação em terra e a temperatura utilizada na simulação do sistema FPV. O SISIFO obtém os dados meteorológicos do serviço PVGIS (<https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods>).

Apesar da aproximação através da subtração de 3 graus centígrados à temperatura mínima e máxima (média mensal) não representar a realidade da variação de temperatura sobre massas de água, sendo que a temperatura mínima será provavelmente superior (efeito amenizador da água), considerou-se adequada a subtração dada que a mínima ocorrerá durante a noite, fora do período de simulação solar.

Nestas simulações foram utilizadas todas as características da central FPV Cuba-Este, desde as especificações técnicas do modelo do módulo fotovoltaico instalado, inversor, entre outras.

Tabela 11. Temperaturas mínimas e máximas médias mensais, utilizadas nas simulações

Mês	PV		FPV	
	Temp Max [°C]	Temp Min [°C]	Temp Max [°C]	Temp Min [°C]
Janeiro	13.8	6	10.8	3
Fevereiro	14.6	6.2	11.6	3.2
Março	17.6	7.2	14.6	4.2
Abril	20.1	9.9	17.1	6.9
Mai	24.6	12.9	21.6	9.9
Junho	28.9	16.5	25.9	13.5
Julho	32.1	17.8	29.1	14.8
Agosto	32.2	17.8	29.2	14.8
Setembro	28.1	16.5	25.1	13.5
Outubro	23.6	14.1	20.6	11.1
Novembro	17.2	9.4	14.2	6.4
Dezembro	14.7	6.8	11.7	3.8

Como era de esperar o PR de uma instalação flutuante é superior ao de uma instalação em terra, devido à diferença de temperatura como se pode ver na Figura 46, esta diferença deve-se ao facto de uma maior proximidade a uma superfície que tem uma temperatura inferior à temperatura ambiente.

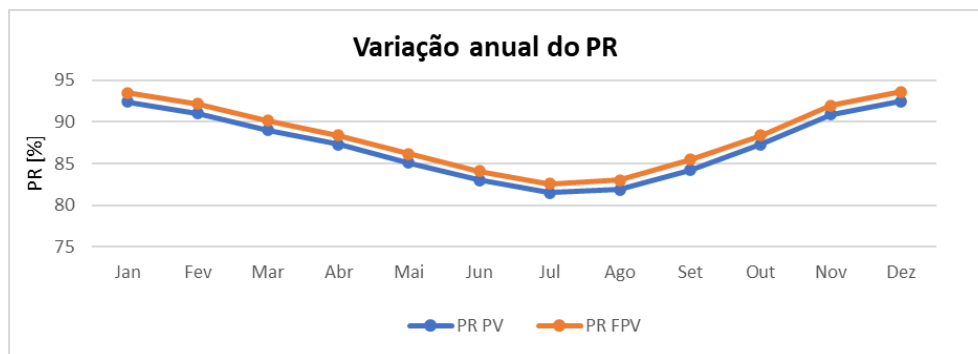


Figura 48. Variação anual do PR entre o sistema PV e o FPV

Na Figura 49 podemos observar que existe uma diferença de produção de energia entre o FPV e o PV instalado em terra. Essa diferença não é muito grande nos meses mais frios, devido à inclinação de 12° e menor disponibilidade de radiação solar, mas é superior nos meses de Verão, onde o sistema FPV consegue ser mais eficiente, apenas considerando o efeito de arrefecimento simulado. No caso de uma diferença de 3 graus de temperatura ambiente para o fotovoltaico flutuante obteve-se um aumento de 1.3% de eficiência em relação ao PV convencional, isto deve-se ao facto de os módulos quando operam a temperaturas mais baixas, estes conseguem operar com níveis de tensão mais elevados, o que significa mais potência, e consequentemente mais energia gerada. Apesar de representar uma diferença de produção aparentemente pequena,

considerando um tempo de vida de 25 anos, terá um impacto importante na produção energética total do sistema FPV. Na análise destes resultados deve também tomar-se em consideração que esta simulação foi feita através de um software que utiliza modelação validada para cálculo de energia produzida em sistemas em terra. Ou seja, a única variável manipulada para simular um sistema FPV foi a temperatura ambiente, com efeito limitado em todos os modelos deste software. Estes modelos não consideram por exemplo efeitos noutros componentes do sistema (cabos, inversor, proteções elétricas, etc.) e que, frequentemente, têm também uma relação de dependência com a sua temperatura de funcionamento, em particular em sistemas FPV. Neste momento não existe nenhum modelo matemático que possa representar e simular sistemas FPV, pelo que se deve considerar os resultados obtidos como uma estimativa preliminar.

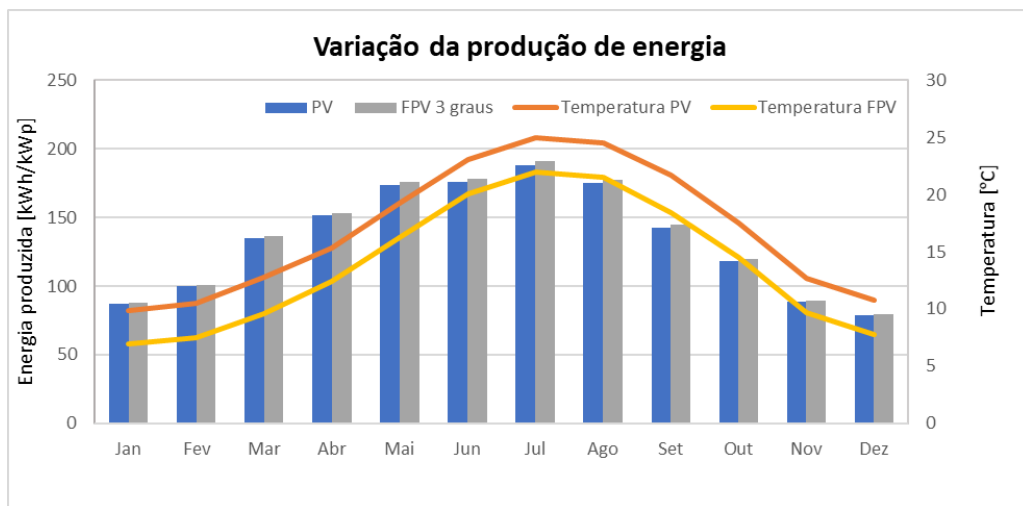


Figura 49. Variação da produção de energia entre o sistema PV e o FPV

5.3 Análise económica

O objetivo de uma análise económica é fornecer informações necessárias para se poder tomar uma decisão acerca do projeto em causa. Uma análise mais completa de um projeto requer a análise de cada ano de vida do investimento, tendo em consideração os custos diretos, indiretos impostos, taxas de retorno que são importantes para que se possa tomar uma decisão.

O método utilizado para esta análise é o método dos cash flows atualizados (2), ou seja, “fluxo de caixa” é a diferença entre tudo o que entra e o que sai, sendo estes valores sempre atualizados com uma taxa de atualização [53], [54].

$$\text{cash flow atualizado} = \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

CF_t – Cash flow gerado pelo projeto no ano t ; t - Ano; i -Taxa atualização.

5.3.1. Indicadores técnico-económicos

Os indicadores que são aqui mencionados são os responsáveis por facilitar a tomada de decisão de investir num projeto. O VAL, TIR, tempo de retorno, LCOE irão dar ao investidor informações sobre a fiabilidade do seu investimento.

a) Valor atualizado líquido (VAL)

O VAL é a soma de todas as entradas e saídas de dinheiro durante a vida útil de um projeto atualizado para o presente, e é por isso que é um dos indicadores mais precisos na avaliação económica de um projeto. Calcula-se da seguinte forma [53], [54]:

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

CF_t – Cash flow gerado pelo projeto no ano t ; t - Ano; i -Taxa atualização; n - tempo de vida útil do projeto.

b) Taxa Interna de Retorno (TIR)

O TIR é a taxa de retorno de um investimento. Ou seja, quando maior for o TIR mais rentável será o projeto. Para calcular o TIR podemos igualar o VAL a 0 e ficamos com uma expressão deste género (4) [53], [54]:

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (4)$$

CF_t – Cash flow gerado pelo projeto no ano t ; t - Ano; TIR- Taxa interna de retorno; n - tempo de vida útil do projeto.

c) Tempo de retorno atualizado (Payback)

O Tempo de retorno é o tempo necessário para que o fluxo feito pelo projeto seja igual ao investimento feito inicialmente, ou seja, é o tempo que demorar até que o projeto comece a gerar lucro[53], [54].

$$I_o = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + i)^t} \quad (5)$$

CF_t – Cash flow gerado pelo projeto no ano t ; t - Ano; i -Taxa atualização; n - tempo de vida útil do projeto; I_o - Investimento inicial.

d) Custo nivelado da eletricidade (LCOE)

O cálculo do LCOE é feito através da fórmula (6), ao investimento inicial adiciona-se o somatório de todos os custos anuais e de seguida divide-se esse resultado pela eletricidade produzida no seu tempo de vida. Os custos anuais incluem todos os custos de operação e manutenção. O LCOE é o indicador mais utilizado para tomar a decisão de um possível investimento num projeto energético deste tipo.

No caso de uma central fotovoltaica o LCOE obtido deverá ficar abaixo do valor da eletricidade comercializada na rede pública, pois se esse LCOE for superior ao valor da rede quer dizer que nos fica mais caro produzir energia através da central do que comprar diretamente à rede[53], [54].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

I_0 - Investimento inicial; n - tempo de vida útil do projeto; A_t - custo anual total; i - taxa de atualização; $M_{t,el}$ - eletricidade produzida.

5.3.2. Resultados da avaliação económica

Para calcular estes indicadores técnico-económicos é necessário introduzir alguns parâmetros iniciais. De uma forma geral é necessário definir o CAPEX e OPEX para a instalação. O CAPEX é o investimento inicial, ou seja, custo de aquisição dos módulos, inversores, estruturas de suporte, cablagem e a própria implementação de toda a instalação e ligação à rede. Já o OPEX são os custos associados à operação e manutenção do sistema ao longo do seu tempo de vida. O CAPEX para um sistema fotovoltaico de 1 MWp em terra é de 750 €/kWp, ou seja, 750 mil euros, já se for um sistema fotovoltaico flutuante este valor sobe para 1000 €/kWp, 1 Milhão de euros para 1MW (utilizando como referência o custo da Central Cuba-Este). O investimento num sistema FPV é superior devido aos custos das estruturas de suporte e fixação dos módulos, das plataformas flutuantes, mas acima de tudo, por não ter o mesmo fator de escala de produção e instalação que as instalações convencionais, e ainda um custo associado à inexperiência das empresas de engenharia e instalação destes sistemas flutuantes.

Para OPEX foi considerado para o sistema PV um valor de 15 €/kWp/ano [55] e para um sistema FPV o valor foi cerca de 20 €/kWp/ano. Na tabela abaixo estão representados os inputs necessários para realizar a análise financeira.

Tabela 12. Dados iniciais para realizar a análise financeira de 1 sistema fotovoltaico com 1 MW calculada com um diferencial de -3 °C

	Input	
	PV	FPV
CAPEX	750 000 €	1 000 000.00 €
OPEX	15 000 €/ano	20 000 €/ano
Energia produzida anual	1614000 kWh	1635000 kWh
Perda eficiência anual	0.8%	0.8%
Preço energia	0.05 €/kWh	0.05 €/kWh
Taxa inflação	1.0%	1.0%
Taxa desconto	2.0%	2.0%
Taxa aumento tarifa energia	2.50%	2.50%

Tabela 13. Resultados obtidos

	Output	
	PV	FPV
Valor líquido atual	827 760.86 €	493 391.15 €
Custo total da instalação	1 173 647.99 €	1 564 863.99 €
Tempo de retorno	11.69 anos	16.56 anos
Taxa Interna de Retorno	6.84%	3.37%
Custo nivelado da eletricidade	0.03 €/kWh	0.04 €/kWh

Os custos totais para estas instalações (ou seja, CAPEX+OPEX), considerando um tempo de vida de 25 anos foi de 1 173 648 € no sistema convencional, e um total de 1 564 864 € no sistema FPV, ficando este cerca de 391 216 € mais caro.

Ambos os projetos (convencional e flutuante) obtêm um LCOE abaixo do preço da energia da rede pública (cerca de 45€/MWh, valor médio do mercado ibérico), o que quer dizer que são bastante competitivos e, nestes casos, compensa produzir energia fotovoltaica pois ficará mais barato do que comprar energia elétrica à rede.

Na Figura 50 pode-se observar que o tempo de retorno ainda é elevado, no caso do PV resulta em cerca de 12 anos e, no FPV, será cerca de 17 anos. O lucro obtido no sistema PV é superior ao do FPV, devido ao menor tempo de retorno e por ter um CAPEX e um OPEX inferiores ao FPV.

No entanto, face à utilização de um modelo de simulação não validado para sistemas FPV, pode considerar-se que o resultado da simulação para a energia produzida poderá ser inferior à

realidade. Apenas um modelo validado, considerando o efeito real de arrefecimento, outros efeitos de arrefecimento noutros componentes do sistema, efeito de arrefecimento por efeito da brisa de lago (vento), aumento da radiação incidente por reflexão na água, ou outros, poderá obter resultados mais fiáveis que este resultado preliminar.

É assim expectável que com uma quantificação mais realista da produção de energia de um sistema fotovoltaico flutuante e com os seus custos em queda, este sistema seja mais competitivo e atinja um período de retorno e LCOE mais baixos.

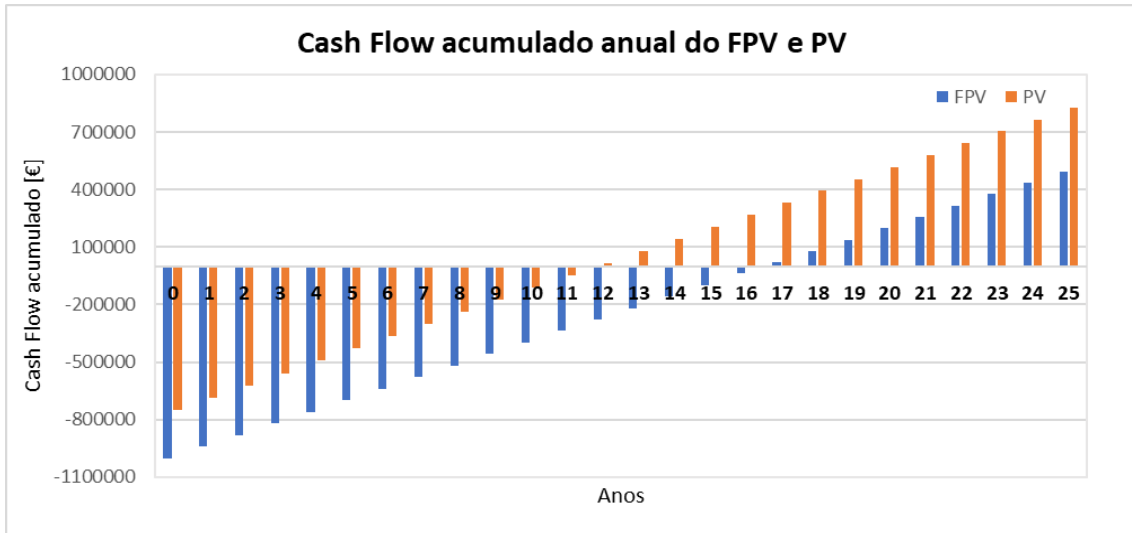


Figura 50. Cash Flow acumulado

Para fazer uma análise de sensibilidade face ao efeito de arrefecimento nos resultados económicos desta comparação entre um sistema FPV e um sistema PV convencional, simulou-se também uma gama de diferenças de temperatura desde -1°C até -5°C para o sistema FPV.

Se visualizarmos a Tabela 14, à medida que a diferença de temperatura vai aumentando, existe um aumento de produção de energia, como esperado. Os indicadores económicos irão também refletir a diferença de produção de energia entre estes sistemas, como se verifica na tabela seguinte.

Tabela 14. Comparação de alguns indicadores técnico-económicos entre uma instalação convencional e uma instalação FPV, com diferentes variações de temperatura estimada

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total	Ganho de energia [%]	TIR [%]	LCOE [€/kWh]
PV AC [kWh/kWp]	87	100	135	151	173	176	188	175	142	118	88	79	1614	-	6.85	0.03
FPV 1 grau AC [kWh/kWp]	87	100	135	152	174	177	189	176	143	119	89	79	1621	0.4	3.27	0.04
FPV 2 graus AC [kWh/kWp]	88	101	136	153	175	178	190	177	144	119	89	79	1628	0.8	3.32	0.04
FPV 3 graus AC [kWh/kWp]	88	101	137	153	176	178	191	178	145	120	89	80	1635	1.3	3.38	0.04
FPV 4 graus AC [kWh/kWp]	88	101	137	154	176	179	192	178	145	120	90	80	1642	1.7	3.43	0.04
FPV 5 graus AC [kWh/kWp]	89	102	138	154	177	180	192	179	146	121	90	80	1649	2.2	3.48	0.04

6. Conclusões

Este trabalho de dissertação abordou várias linhas de investigação interessantes e desafiantes. O tema fotovoltaico flutuante é um tema inovador, no qual o estado da arte é ainda incompleto. Neste documento foram abordados 3 grandes aspetos.

Iniciou-se primeiro pela degradação potencial dos cabos fotovoltaicos devido à submersão. Os ambientes aquáticos de água salgada irão colocar mais obstáculos à tecnologia fotovoltaica flutuante. Verificou-se que os cabos com isolamento e revestimento exterior de borracha em água salgada mostram uma diminuição da resistência de isolamento elétrico, por falha do seu revestimento exterior, que pode ser significativa ao longo do tempo. Existe provavelmente uma relação entre a falha do isolamento elétrico e a existência de temperaturas negativas da água. No entanto deverá ser realizado um estudo mais aprofundado sobre este problema. O isolamento de polietileno reticulado mostrou mais fiabilidade em comparação com a borracha e a utilização de um cabo mais fiável fará diferença no que diz respeito a paragens imprevistas e custos adicionais de manutenção, tornando a tecnologia fotovoltaica flutuante mais segura, fiável e com maior longevidade. Quanto à deteção de cobre, foi registado um aumento da concentração de cobre no contentor 4, muito provavelmente relacionado com a exposição e lixiviação do condutor devido à degradação do seu revestimento. Da análise dos microplásticos, podemos concluir que não houve libertação de microplásticos na água. No entanto o período de ensaio para deteção de microplásticos deverá ser alargado e aplicado em instalações reais.

Desenvolveu-se também um sistema de monitorização através de um sensor tri-axial e programação LABVIEW, que permite analisar com precisão o movimento das plataformas flutuantes. O objetivo desta análise é monitorizar e estudar o efeito das vibrações resultantes do movimento das plataformas com o comportamento dos sistemas fotovoltaicos, ao longo do seu tempo de vida útil. Apenas considerando e eliminando potenciais efeitos causadores de degradação adicional se poderá aumentar a sua fiabilidade e aumentar a confiança nesta tecnologia.

De seguida, simulou-se um sistema PV e um sistema FPV, com o intuito de quantificar a diferença de produção de energia. Os resultados obtidos indicam que o FPV produz mais energia devido à presença de temperaturas mais baixas (sendo esse o efeito simulado). Por outro lado, um sistema FPV tem neste momento um CAPEX mais elevado, que de forma semelhante ao PV convencional deverá sofrer uma redução no futuro. Não existindo um modelo ou software validado cientificamente para sistemas FPV, o software utilizado (SISIFO) apresenta constrangimentos no que diz respeito aos seus resultados para sistemas FPV. Tendo em conta que não considera outros

efeitos que potencialmente irão aumentar a eficiência do FPV, os resultados da sua simulação deverão ser conservadores.

Como trabalhos futuros, foram identificados diversos tópicos a desenvolver, começando pela necessidade de ensaios adicionais sobre o isolamento elétrico de cabos fotovoltaicos submersos em condições controladas de temperatura, humidade, salinidade, etc. É também importante o desenvolvimento e validação de modelos de sistemas FPV, validando-os face a sistemas à escala real. Apenas desta forma será possível simular e fazer o design otimizado desta tecnologia. Novos parâmetros deverão ser monitorizados nesta tecnologia, como por exemplo o movimento das plataformas, temperatura da água, impacto no ecossistema aquático, etc. A monitorização destas variáveis implica também o desenvolvimento e ensaio de novos sensores dedicados e integrados na infraestrutura de controlo destas centrais.

Referências

- [1] “Floating solar panels, Godley Reservoir, UK.” <https://www.sciencephoto.com/media/783431/view/floating-solar-panels-godley-reservoir-uk> (accessed Sep. 03, 2020).
- [2] “PIOLENC: FIRST FPV PILOT.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/piolenc-first-fpv-pilot/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [3] “SUVERETO (ITALY).” <http://www.floating-solar.com/suvereto.html> (accessed Sep. 03, 2020).
- [4] “Italian engineer invents floating solar panels.” <https://phys.org/news/2012-02-italian-solar-panels.html> (accessed Sep. 05, 2020).
- [5] “Viana do Castelo avalia impacto de ilhas flutuantes de energia solar no rio Lima.” <https://observador.pt/2020/07/08/viana-do-castelo-avalia-impacto-de-ilhas-flutuantes-de-energia-solar-no-rio-lima/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [6] “O’MEGA1: FIRST FLOATING SOLAR POWER PLANT IN FRANCE.” <https://www.bouygues-es.com/energy/omega1-first-floating-solar-power-plant-france> (accessed Sep. 03, 2020).
- [7] “A Review on Floating Solar Photovoltaic Power Plants.” <https://www.ijser.org/researchpaper/A-Review-on-Floating-Solar-Photovoltaic-Power-Plants.pdf> (accessed Sep. 05, 2020).
- [8] “EDP arranca com central solar flutuante no Alqueva em janeiro.” <https://www.dinheirovivo.pt/economia/edp-arranca-com-central-solar-flutuante-no-alqueva-em-janeiro-12774015.html> (accessed Sep. 03, 2020).
- [9] “FPV Alto Rabagão.” <https://www.edp.com/pt-pt/partilha-do-conhecimento/parque-fotovoltaico-alto-babagao> (accessed Sep. 03, 2020).
- [10] “Albanian utility given green light for 12.9 MW floating PV plant.” <https://constructionreviewonline.com/news/albanian-utility-given-green-light-for-12-9-mw-floating-pv-plant/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [11] “Russia’s first floating PV plant comes online.” <https://www.pv-magazine.com/2020/08/13/russias-first-floating-pv-plant-comes-online/> (accessed Sep.

- 03, 2020).
- [12] “BÖR: 13 KWP.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/bor-13-kwp-sweden/> (accessed Sep. 05, 2020).
- [13] “Governantes visitam Central Fotovoltaica Flutuante de Cuba. Veja como foi este equipamento construído.” <https://odigital.sapo.pt/governantes-visitam-central-fotovoltaica-flutuante-de-cuba-veja-como-foi-este-equipamento-construido-c-video/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [14] “Manchester to host Europe’s biggest floating solar farm.” <https://www.businessgrowthhub.com/green-technologies-and-services/green-intelligence/resource-library/manchester-to-host-europe-s-biggest-floating-solar-farm> (accessed Sep. 03, 2020).
- [15] “AZALEALAAN: 1,845 KWP.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/azalealaan-1845-kwp/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [16] “Ciel & Terre International – Hydrelío® floating PV system.” <https://www.ciel-et-terre.net/ciel-terres-technology-opens-the-doors-to-the-boot-country/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [17] “Germany Gets Its First Utility-Scale Floating Solar Power Plant!” <https://www.intelligentliving.co/germany-first-utility-scale-floating-solar-power-plant/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [18] “Belgium’s first floating PV project comes online.” <https://www.pv-magazine.com/2020/09/09/belgiums-first-floating-pv-project-comes-online/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [19] “A Review of Floating PV Installations: 2007 - 2013.” https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT_REVIEW.pdf?sequence=2 (accessed Sep. 03, 2020).
- [20] “A Study of Floating PV Module Efficiency.” <https://www.um.edu.mt/library/oar/bitstream/123456789/9867/1/14MSCSE012.pdf> (accessed Sep. 03, 2020).
- [21] Ciel-et-terre, “No Title.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/anhui-cecep-70005-kwp/>.
- [22] R. Gonzalez Sanchez, I. Kougiyas, M. Moner-Girona, F. Fahl, and A. Jäger-Waldau, “Assessment of floating solar photovoltaics potential in existing hydropower reservoirs in

- Africa,” *Renew. Energy*, vol. 169, pp. 687–699, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.01.041.
- [23] SeaLand, “Singapore Outpost Transformed!” <http://www.sealand.sg/2018/11/floating-solar-and-hdpe-cages.html%0A>.
- [24] pv magazine, “Floating PV learning from aquaculture industry,” [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/03/23/floating-pv-learning-from-aquaculture-industry/>.
- [25] e Solar Energy Research Institute of Singapore, “Where Sun Meets Water,” *Where Sun Meets Water*, 2019, doi: 10.1596/32804.
- [26] M. Acharya and S. Devraj, “Floating Solar Photovoltaic (FSPV): A Third Pillar to Solar PV Sector ?,” *Energy Resour. Inst.*, p. 68, 2019, [Online]. Available: www.teriin.org.
- [27] Ciel & Terre International, “Hydrelio® technology.” <https://www.ciel-et-terre.net/hydrelio-floating-solar-technology/hydrelio-products/>.
- [28] T. Reindl, “World ’ s largest Floating Solar Testbed – Overview & Findings,” pp. 1–21, 2018.
- [29] European Committee for Electrotechnical Standardization, “Standards Publication Electric cables for photovoltaic systems (BT (DE / NOT) 258),” no. February, 2015.
- [30] E. C. for E. Standardization, “Electrical test methods for electric cables —,” vol. 3, 2003.
- [31] “Programador digital semanal.” https://www.leroymerlin.pt/Produtos/Eletricidade-e-domotica/Quadros-e-disjuntores/WPR_REF_19568864.
- [32] Hager, “Contactor Hager ERC240.” <https://www.hager.pt/catalogo-de-produtos/distribuicao-de-energia/interfaces-de-potencia/contactores-com-comando-manual/normais/erc240/18343.htm>.
- [33] “In-Situ Inc, ‘Aqua TROLL 500 Multiparameter Sonde,.’” <https://in-situ.com/en/aqua-troll-500-multiparameter-sonde> (accessed Mar. 25, 2021).
- [34] “Kipp & Zonen, ‘SOLYS2 Sun Tracker,.’” https://www.kippzonen.com/Product/20/SOLYS2-Sun-Tracker#.YF9yK6_7SHt (accessed Mar. 25, 2021).
- [35] “Kipp&Zonen, ‘CMP11 Pyranometer,.’” https://www.kippzonen.com/Product/13/CMP11-Pyranometer#.YF9yRK_7SHt (accessed Mar. 25, 2021).

- [36] “Kipp&Zonen, ‘CHP1 Pyrheliometer.’” https://www.kippzonen.com/Product/18/CHP1-Pyrheliometer#.YF9yYa_7SHt (accessed Mar. 25, 2021).
- [37] “Campbell Scientific, ‘EE181 Air Temperature and Relative Humidity Probe.’” <https://www.campbellsci.eu/ee181> (accessed Mar. 25, 2021).
- [38] “Pronamic, ‘Professional rain and precipitation sensors.’” <https://pronamic.com/> (accessed Mar. 25, 2021).
- [39] “Elektro-Automatik, ‘EA Programmable DC Power Supplies.’” <https://elektroautomatik.com/en/products/dc-programmable-power-supplies/> (accessed Mar. 25, 2021).
- [40] “Metrel, ‘MI 3109 EurotestPV Lite.’” <https://www.metrel.si/en/shop/EIS/photovoltaic-and-electrical-installation-testers/mi-3109.html> (accessed Mar. 25, 2021).
- [41] N. Instruments, “LabVIEW.” <https://www.ni.com/en-us/shop/labview.html>.
- [42] X. Mti, “Sensor MTI-670-DK.” https://www.xsens.com/products/mti-600-series?utm_term=mti_670dk&utm_medium=ppc&utm_campaign=SEC+%7C+Search+%7C+Products&utm_source=adwords&hsa_cam=11535466254&hsa_src=g&hsa_mt=e&hsa_ver=3&hsa_net=adwords&hsa_tgt=kwd-1079105170052&hsa_acc=1306794700&hsa_grp=115070672533&hsa_kw=mti_670dk&hsa_ad=494404388333&gclid=CjwKCAjw07qDBhBxEiwA6pPbHvwW-7Yvas7HQH7GagWD2rRbsIKqaRDobHBhoiQ36gZprHg3Av0AJRoC6boQAvD_BwE (accessed Apr. 08, 2021).
- [43] U. Manual, “MTi 600-series Development Kit,” 2019.
- [44] X. Mti, “MTi Family Reference Manual,” no. June, pp. 1–35, 2020.
- [45] ADVANTECH, “Computador industrial MIC-770.” https://www.advantech.com/products/1aa4d2cd-914a-4357-a3e5-219840c81420/mic-770/mod_9a07733f-22e2-4f73-bde8-029810225b47.
- [46] H. Wang and V. Technology, “Measurement of Total Harmonic Distortion (THD) and Its Related Parameters using Multi-Instrument,” no. July, pp. 0–52, 2020.
- [47] Steve Hanly, “Fast Fourier Transform FFT.” <https://blog.endaq.com/vibration-analysis-fft-psd-and-spectrogram?fbclid=IwAR1KM99E9gtG3xHOUNsqT9um7zEMyVGgXz1TPTbW9y1R>

gXSzz7fCcj-eOE8#time (accessed Jan. 22, 2021).

- [48] AUTODESK, “Inventor.”
<https://www.autodesk.com/products/inventor/overview?term=1-YEAR>.
- [49] SUNTECH, “330 W SOLAR MODULE.”
https://www.rolarmais.pt/uploads/product_documents/Produto-FV-SUNTECH-stp-330-24-Vfw.pdf.
- [50] EFACEC, “EFASOLAR 1000.” <https://www.efacec.pt/produtos/efasolar-1000/>.
- [51] Instituto de Energia Solar da Universidad Politecnica de Madrid, “SISIFO PV.”
<https://www.sisifo.info/pt/default>.
- [52] PVGIS, “PVGIS.” <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accessed Apr. 07, 2021).
- [53] D. Duarte, “Análise, dimensionamento e design de um sistema fotovoltaico para um edifício de serviços.”
- [54] W. Short, D. Packey, and T. Holt, “A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies,” *Renew. Energy*, vol. 95, no. March, pp. 73–81, 1995, doi: NREL/TP-462-5173.
- [55] I. R. E. Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. 2020.

Anexo

Do trabalho apresentado neste capítulo resultou também uma submissão para publicação na revista SETA (Sustainable Energy Technologies and Assessments), atualmente em fase de revisão. Pode consultar-se o seu pre-print, sem as correções pelos revisores, no repositório arXiv, em <https://arxiv.org/abs/2103.16246>.

Floating photovoltaic systems: photovoltaic cable submersion and impacts analysis

Ricardo Rebelo^{a,1}, Luís Fialho^{a,b,2}, Maria Helena Novais^{a,b,3}

^aRenewable Energies Chair, University of Évora, 7000-651 Évora, Portugal

^bInstitute of Earth Sciences, University of Évora, Rua Romão Ramalho, 7000-671, Évora, Portugal

¹ricardoar@sapo.pt

²lfialho@uevora.pt

³hnovais@uevora.pt

Abstract

Floating photovoltaics (FPV) is an emerging technology that is gaining attention worldwide. However, little information is still available on its possible impacts in the aquatic ecosystems, as well as on the durability of its components. Therefore, this work intends to provide a contribution to this field, analysing possible obstacles that can compromise the performance of this technology, adding to an increase of its reliability and assessing possible impacts.

The problem under study is related to the potential submersion of photovoltaic cables, that can lead to a degradation of its electrical insulation capabilities and, consequently, higher energy production losses and water contamination.

In the present study, the submersion of photovoltaic cables (with two different insulation materials) in freshwater and artificial seawater was tested, in order to replicate real life conditions, when FPV systems are located in reservoirs or in the marine environment. Electrical insulation tests were carried out weekly to assess possible cable degradation, the physical-chemical characteristics of the water were also periodically monitored, complemented by analysis to detect traces of copper and microplastics in the water.

The results showed that the submersion of photovoltaic cables with rubber sheath in saltwater can lead to a cable accelerated degradation, with reduction of its electrical insulation and, consequently, copper release into the aquatic environment.

Keywords

Electrical Insulation, Floating PV, Solar Energy, Water Quality

List of Abbreviations, Acronyms, Initials and Symbols

CE-Electric conductivity ($\mu\text{S}/\text{cm}$)

FPV- Floating photovoltaic

$\text{M}\Omega$ - Megaohm ($\text{M}\Omega$)

DO-Dissolved oxygen (% or mg/L)

ORP- Oxidation Reduction Potential (mV)

SAL-Salinity (mg/L)

TDS-Total dissolved solids (ppm)

T- Temperature ($^{\circ}\text{C}$)

PE- Polyethylene

PP- Polypropylene

P- Polystyrene

PMMA- Polymethyl methacrylate, plexiglass

PUR- Polyurethane

PET- Polyethylene terephthalate

PVC- Polyvinylchloride, vinyl plastics

PTFE- Polytetrafluorethylene, Teflon

1. Introduction

The world population is growing, causing an increase in the use of resources needed to maintain the living standard of the modern societies. The electricity consumption is increasing due to the electrification of various sectors, e.g. electric vehicles. Nearly 95% of the electricity by 2050 would need to be low-carbon, a deep transformation to achieve the global temperature change below 2°C [1]. The answer to this challenge is the use of renewable energies for the production of electricity, minimizing its ecological footprint and enabling the decarbonization of the electric system. Solar energy can provide an important share of clean electricity, either through decentralized energy production, generating energy closer to the consumption points, or with centralized power production.

The floating photovoltaic (FPV) systems allow the usage of a potentially unoccupied surface, not competing with other applications such as agriculture or urban development, particularly important factors in countries with high population density. FPV systems can also benefit from coexistence with other renewable energy sources (e.g., hydropower), taking advantage of existing infrastructures, such as electric power transmission lines, electric substations or energy storage systems (pumped-storage hydroelectricity, batteries, etc.).

In the current market there are different types of floating photovoltaic platforms from different suppliers, but in general the electrical components (modules, cables, inverters, electrical protection devices, etc.) are the same as those used in conventional PV applications on land. In general, the photovoltaic modules are installed on a plastic floating platform which makes the system buoyant. These floating systems are installed with some degrees of freedom, in order to accommodate variations in the water level and wave motion, with stability given to the platforms with a mooring and anchoring setup.

The literature about potential environmental impacts of these systems is reduced, however, some of the potential impacts on aquatic ecosystems that could arise include [2]: 1) Reduced sunlight on the reservoir / Increased heat generated – can induce changes on the water column characteristics and/or the mixing patterns of the reservoir, uneven surface heating, generate potential heat plume, reduce littoral plant/ algae growth, the biota in the limnetic zones and the primary production, increase algae decomposition rate and the oxygen demand at the bottom of the reservoir and the shading of habitats and species; 2) Reduced wind and water flow – can increase stratification and limit water mixing, reduce Dissolved Oxygen (DO) levels, depending on the reservoir covered area/ total area ratio; 3) Reduced flow in the areas surrounding the arrays – can increase the sedimentation; 4) Leaching of chemicals from the materials/ Use or accidental release of oil, lubricants from boats and detergents used to clean panels – can impact the water quality and aquatic biota, and accumulate in the sediments; 5) FPV components and anchoring in

the littoral and benthic zones (mooring systems, electric cables) – can destroy benthic habitats, cause direct mortality and increase the turbidity; 6) Exposure to electromagnetic fields from electric cables on the bottom and littoral zones – may have direct effects on macroinvertebrates and fish.

Therefore, it is necessary to deepen FPV systems testing and study, in order to enhance the understanding of their operation effects and optimize their use through good practices.

Furthermore, despite showing resilience to extreme phenomena of nature, some news has been published about catastrophic failures of these systems [3], [4], and FPV systems are still perceived as relatively high risk.

The first application of a floating photovoltaic system was in 2007, in Aichi, Japan, with an installed power of 20 kWp [5]. In 2008, the first commercial floating photovoltaic platform was built in a water reservoir in California, with 175 kWp [5].

After 2008, new FPV plants were installed in countries like Japan, Korea, and the United States of America. Recently, China entered this market and currently dominates the FPV sector regarding total installed capacity [5].

In Europe, this technology has had a slow growth, accelerating in the last years and currently the total installed capacity is 47.20 MW. Portugal may top this list when the construction of 50 MW in the Alentejo region is concluded, estimated to be commissioned by the end of 2021, thus increasing the total European installed capacity to 97.201 MW.

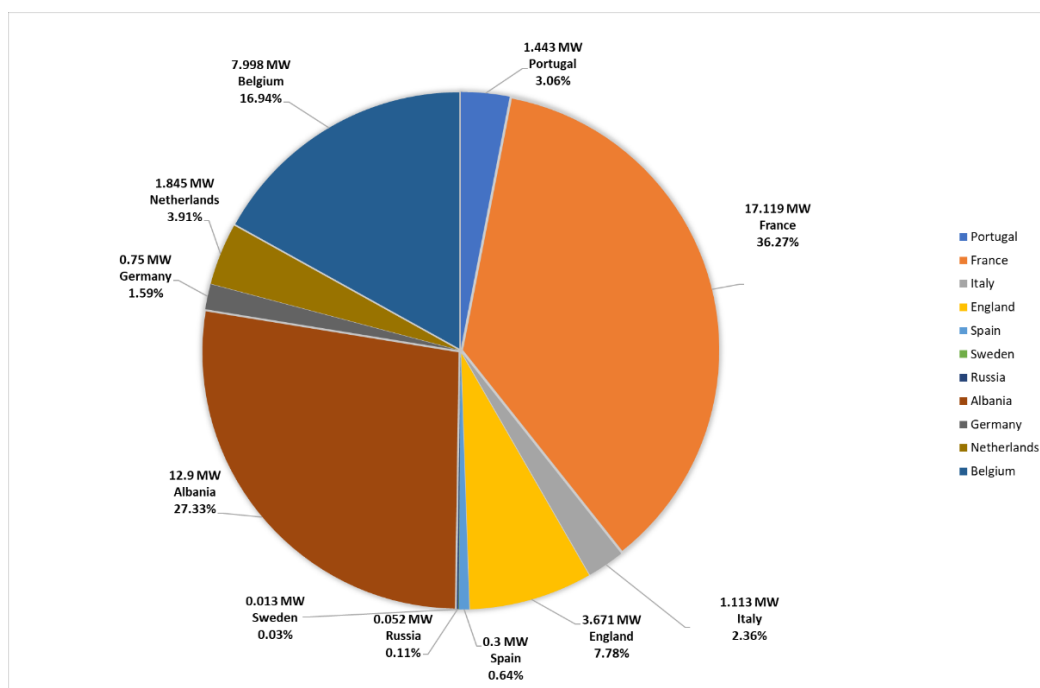


Figure 1 Floating Photovoltaic Power Installed in Europe [6], [7], [16]–[25], [8]–[15]

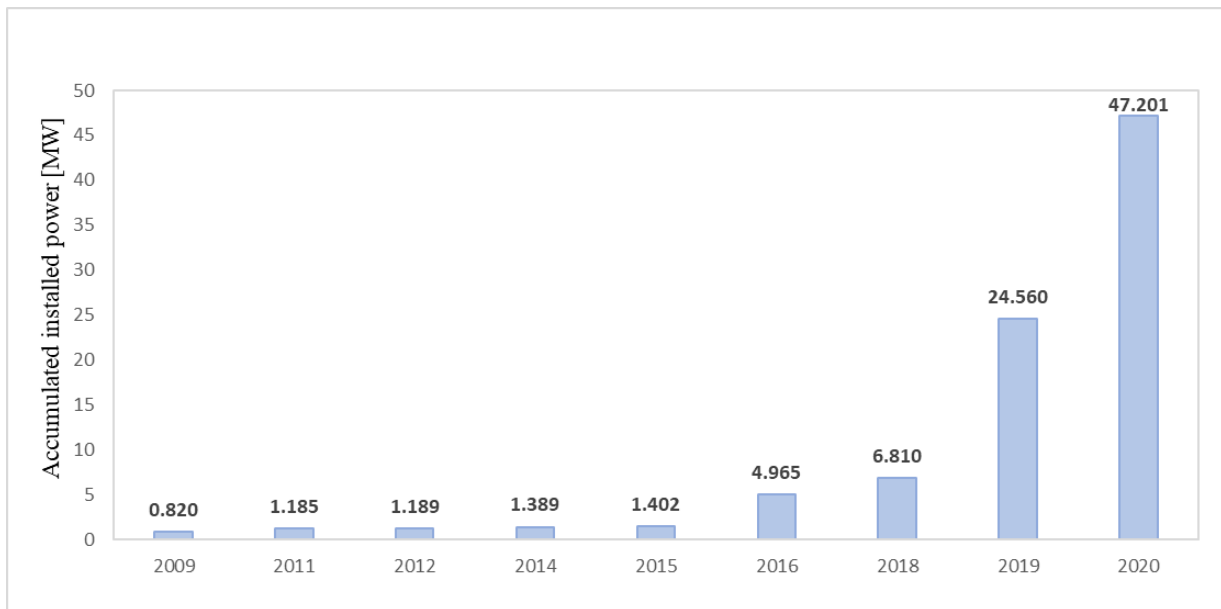


Figure 2 Evolution on FPV installed capacity in Europe [6], [7], [16]–[25], [8]–[15]

In this work, possible submersion of photovoltaic cables in water is addressed. The photovoltaic cables, that can be fully or partially submerged, will be exposed to freshwater or salt water, ice, a high humidity environment and solar radiation, which can lead to cable degradation and loss of electrical insulation. Submersion of cables or connectors can be caused by low clearance from the water surface as well as mismatch in module cable length and floats dimension, waves due to wind or a boat passing nearby.

The accelerated degradation of the photovoltaic cables or connectors can cause its failure, reducing the electric insulation characteristics or causing problems to the power line communications. In addition, individual insulation failures can often be difficult to detect in large PV systems and/or PV strings, with added difficulty related to performing O&M tasks in floating plants. In case of electric insulation failure, the photovoltaic inverters are able to detect it and will stop, isolating the faulty system. This leads to increased plant downtime, loss of energy generation and lower overall performance ratios.

The cable tests follow the EN 50618, regarding electric cables for photovoltaic systems, and EN 50395 standards, focused on electrical test methods for low voltage energy cables [26], [27].

This work intends to evaluate if the submergence of photovoltaic cables can lead to its accelerated degradation, either in freshwater or in saltwater. The degradation of the insulation layers of these cables, can lead to the direct water contact and exposure of their conductors, with potential

leaching of contaminants (metals, microplastics) to the aquatic environment. This study also intends to evaluate the possibility of the occurrence of this environmental contamination.

2. Methodology

2.1. Experimental description

Currently, there are multiple types of photovoltaic cables. The conductor material is generally copper or aluminium, either solid or stranded, allowing very good conductivity, malleability, and ductility. The cable cross-sectional area and thickness of insulating layers depends on its current rating. Solar DC cables are intended for outdoor use and single-core cables with double insulation have proven to be a practical solution with high reliability in land installed PV plants.

Among the various requirements for cable selection in the photovoltaic industry, the following are often used: good weather, ozone and UV-resistance; large temperature operating range; able to withstand mechanical stress; abrasion-resistance; acid and base pH resistance; flame retardant and halogen free; high dielectric strength; small outside diameter (space-saving).

After consulting several suppliers of photovoltaic cables, two types of photovoltaic cables frequently used in photovoltaic installations (including FPV plants) in Portugal were selected, depicted in Table 1.

Table 1 Photovoltaic cables

Cable	Conductor	Insulation and outer sheath	Section
Cable 1	Tinned copper grade5 Compliant EN 60228 / IEC 60228	Cross-linked polyethylene (XLPE)	4 mm ²
Cable 2	Class 5 annealed and tinned electrolytic copper wires Compliant EN 60228 / IEC 60228	Rubber	4 mm ²

Six large tanks were used to simulate fresh water and marine environments, with a radius of 0.75m, 0.3m in height and a total volume of 0.53m³, made of high-density polyethylene POLYCHOCTM with anti UV treatment, and a food safe rating.

The six tanks were installed outdoors, filled with water, and equipped with a water mixing and oxygenation system in order to prevent algae growth and bacterial organic matter degradation. This system is composed by an air compressor and a compressed air distribution network for the six tanks. A timer system controller was installed, performing 10 daily cycles of 20 minutes, from 9:00 until 18:00. The experimental setup is presented in detail in Table 2. The outdoor distribution

of the test tanks is illustrated in figure 3. This outdoor test setup was installed in the experimental campus of the University of Évora (Polo da Mitra, GPS coordinates: 38°31'53.3"N, 8°00'43.3"W). The test site is framed in a rural context, with characteristics similar to the framing of these FPV facilities (for instance the FPV 1 MWp plant in Cuba-Este reservoir, GPS coordinates: 38°10'07.2"N 7°50'51.2"W), whether climatic or regarding the surrounding ecosystem, having no major sources of atmospheric pollution or contamination in its neighborhood.

To simulate freshwater systems, tanks 1, 3 and 5 were filled with ca. 500 L of tap water, and for marine environments simulation, ca. 18kg of marine salt was added to the tanks 2, 4 and 6, to achieve a salinity level of about 3.5% (Figure 4 a). The salinity value was monitored using a TROLL 9500 PROFILER XP multi parametric probe [28] (Figure 4 b).



Figure 3: Experimental setup with the 6 water tanks. The air compressor and timer system are installed inside the red container (top of the image).

Table 2: Experimental setup distribution

Tank	Photovoltaic cable	Water
1	Cable 1	Fresh
2	Cable 1	Salt
3	Cable 2	Fresh
4	Cable 2	Salt
5 (control)	-	Fresh
6 (control)	-	Salt



Figure 4 a) Preparation of saltwater; b) Physical-chemical characterization with the multiparametric probe

Weather and ambient variables were continuously monitored by a meteorological station installed 100m away from the water tanks, also in the open field. This station is equipped with a two-axis fully automatic sun tracker SOLYS2 [29], with two CMP11 pyranometers [30] to monitor global and diffuse solar radiation, one CHP1 pyreliometer [31] to measure direct solar radiation, one air temperature and relative humidity sensor [32] and one precipitation sensor [33]. This station is presented in Figure 5.



Figure 5: Onsite meteorological station.

2.2. Electrical insulation tests

The electrical insulation tests of photovoltaic cables follow a set of standards, namely EN 50618 and EN 50395 [26], [27]. After purchasing the cables from the supplier, and before starting the submersion test, an initial dielectric measurement was made. Each cable sample under test is 5 meters long. Special care was taken so that the ends of each cable under test were never submerged, in order to avoid the entry of water or absorption at these points, as well as the contact of the exposed conductor at the ends with water.

For the purpose of this electric tests, a voltage source [34] was used, as well as a photovoltaic and electrical installation tester [35] to measure the insulation resistance. For safety, a galvanic isolation device was also used between the electrical installer tester and the cable being measured. For measuring the cable insulation resistance, the following procedure was used:

1. Visual inspection of each cable, checking for any fault or degradation of the dielectric layer.
2. Measuring of the cable resistance with the electric tester, applying a voltage of 100 V. If the resistance result is above the minimum limit, the next step was carried out. This initial step is important in order to assess the safety conditions of the cable and allow to proceed safely in the next steps of the test.
3. As indicated by the test procedure in the standards, it is necessary to apply a voltage between 80-500 V for one minute to the photovoltaic cable submerged in water, in a small test tank, where the measurements were periodically made. For this, the voltage source was used to apply 100 V to the cable conductor and the water through a solid copper bar.
4. Finally, the cable resistance is measured with the electric tester equipment. After the resistance is measured, the cables were submerged again in the outdoor tanks. Electrical insulation tests were carried out once a week for 12 weeks.

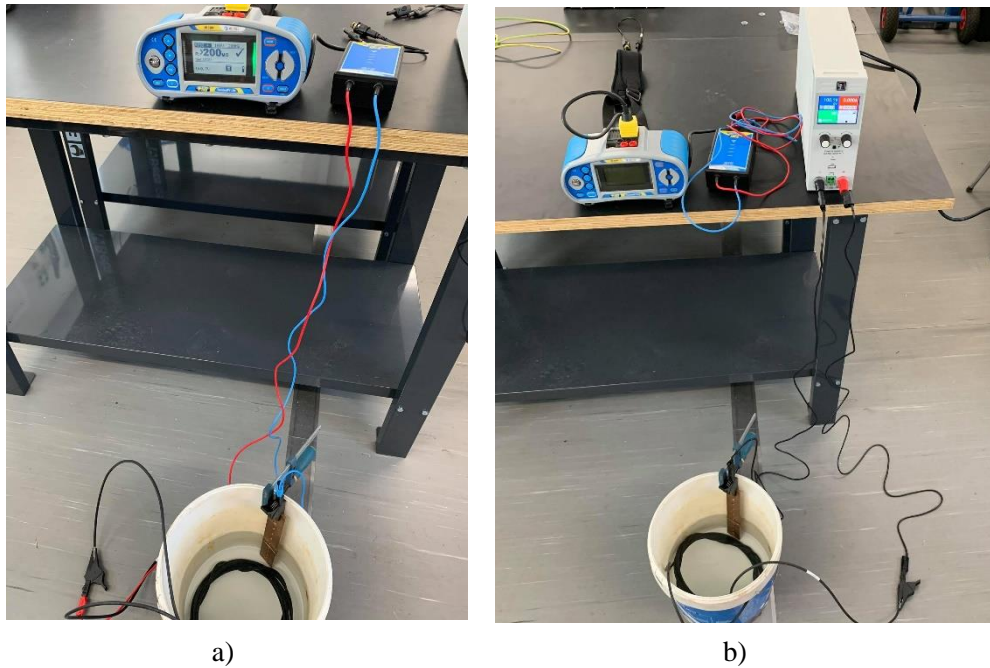


Figure 6 a) Resistance measurement with the I-V curve tracer; b) Application of 100 V with the voltage source.

2.3. Water physico-chemical characterization

A physico-chemical characterization of the water was carried out weekly, measuring key parameters with the multi parametric probe (TROLL 9500 PROFILER XP), including water temperature (T , $^{\circ}\text{C}$), Electrical Conductivity (EC , $\mu\text{S}/\text{cm}$), salinity (Sal , mg L^{-1}), Total Dissolved Solids (TDS , mg L^{-1}), pH, Oxidation-Reduction Potential (ORP , mV) and Dissolved oxygen (DO , % of O_2 saturation and mg L^{-1}). Whenever the volume of water was higher than the initial volume (due to the precipitation events), the salinity values were adjusted, removing water, and adding salt. To evaluate potential impact in the water or aquatic ecosystems due to the cable degradation, analysis to detect the presence of copper in the water through flame atomic absorption spectroscopy, using the SMEWW 3111B method [36] were carried out at the Water Laboratory of the University of Évora. This analysis was performed at different times: 1) initially with the water used to fill the tanks; 2) after 6 weeks of cable submersion and 3) at the end of the test period, with 12 weeks of cable submersion.

The presence of microplastics in the water was also monitored, with the samples being filtered by a $20\ \mu\text{m}$ mesh and analysed by Fourier-transform infrared spectroscopy (FTIR).

3. Results and discussion

3.1. Electrical insulation tests results

In the first measurement, all cables reached the maximum measurement limit of the device, 200 MΩ. The first cable to record electrical insulation losses was cable 2, in salt water in the eighth week, with a resistance value of 27 MΩ, and in the same week the presence of copper was detected with a significant concentration (Table 3). This decrease in the resistance value occurred when the air temperature dropped below 0°C for the first time in that year, as showed in Figure 7. The cable 2 (saltwater) presented again resistance values below 200 MΩ during the test period, nevertheless these resistance values were higher than 2.9 MΩ, the minimum insulation resistance value for a 4 mm² cross-section cable. Cable 2 (freshwater) had also a one low resistance value, recovering to a higher value the next week. The cable 1, either submerged in freshwater, either in saltwater, never presented lower electrical resistance values.

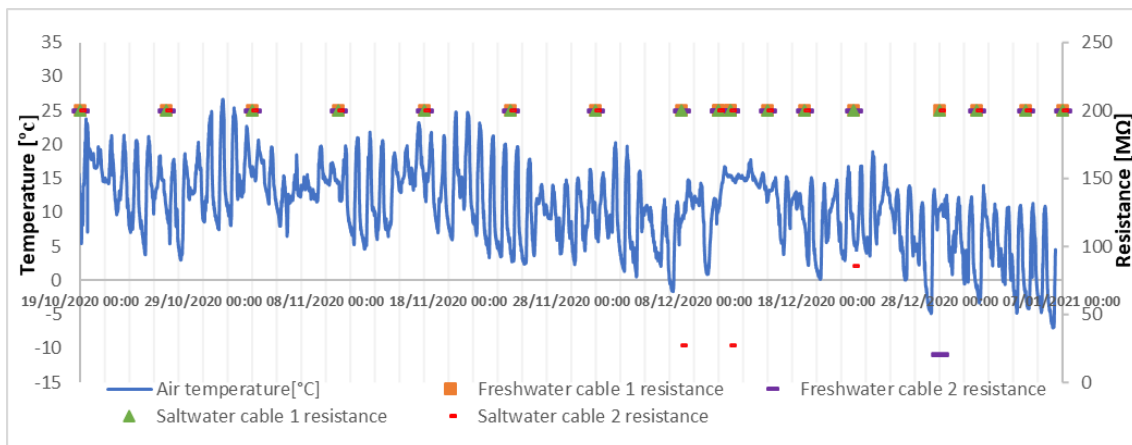


Figure 7 Air temperature and electric insulation resistance over time.

The cable 2 (saltwater) showed visual signs of degradation of the dielectric layer, with increased volume at that location, indicating potential absorption of salt water in the outer layer, as depicted in Figure 8. A possible explanation is related to the occurrence of night temperatures below 0°C and the freezing of the salt water absorbed by the outer layer, with consequent expansion of its volume and acceleration of its degradation.

That said, this points to the potential failure of this type of cable when submerged. Following this occurrence, more tests should ideally be carried out in a controlled climate chamber, to confirm this behavior.



Figure 8: Cable 2 (saltwater tank) showing signs of physical degradation of the insulation layer.

3.2. Physical and chemical characteristics of water

The test conditions were maintained during the experimental period, in order to have aquatic environments as stable as possible, as depicted in Figure 9.

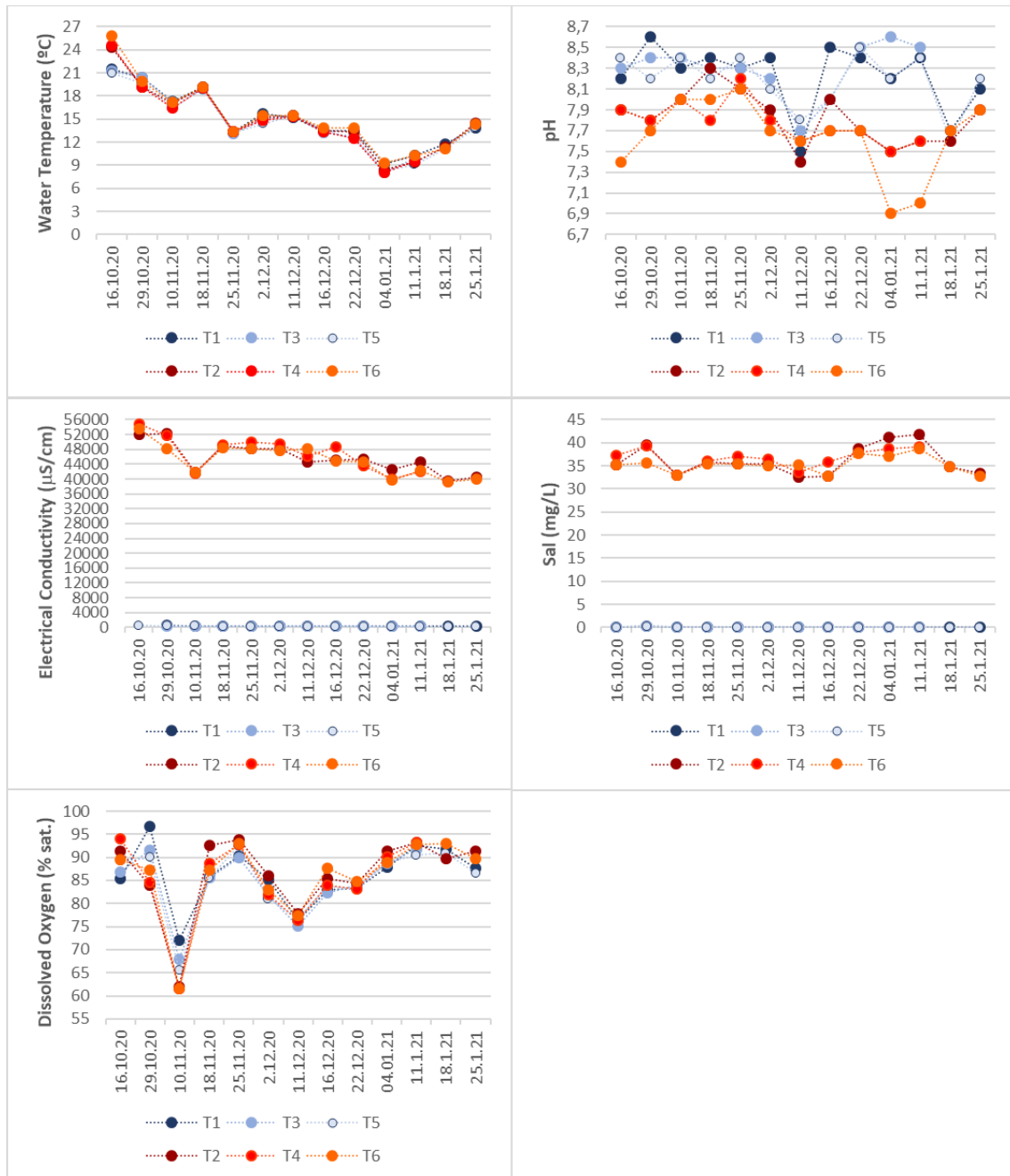


Figure 9: Physical-chemical characterization during the study period.

In Figure 9 (and in Tables S1 and S2 in Supplementary Material) is clear that most parameters were stable during the test period, and no major differences between freshwater and saltwater tanks for water temperature and dissolved oxygen were detected. Clearly, all parameters that evaluate the amount of dissolved substances and minerals in the water, as the salinity, electrical conductivity and total dissolved solids, reflect the experimental conditions, distinguishing saltwater and freshwater tanks. In spite of the efforts to keep salinity values around 35 mg L⁻¹, some variations can be observed (it ranges between 32.5 and 41.9 mg L⁻¹), since some dilution occurred due to precipitation events and sometimes an excess of salt was added since heavy precipitation events were predicted. We can also see that oxygenation levels have always been high, so there was a good circulation of water. Water temperature decreased with time, in accordance with the atmospheric temperature decrease and the seasonal changes from Autumn to Winter progression.

Regarding the possible release of copper into the water, in 3/12/2020, copper was detected in the saltwater tank 4 (cable 2) with a concentration of 0.052 mg L⁻¹. Since the copper concentration in the water used to fill the basins was 0.005 mg L⁻¹, an increase of 0.045 mg L⁻¹ was then registered, as can be seen in Table 3.

The decrease in copper in container 4 shortly after its detection is explained by the fact that excess water was removed from the tank due to the heavy precipitation that occurred at that time.

Table 3 Copper concentration in water over time [mg L⁻¹]

	16/10/2020	03/12/2020	11/12/2020	11/01/2021	29/01/2021
Initial sample - water used to fill the tanks	0.005	0.005	0.005	-	-
Tank 1 - Freshwater	0.005	0.015	-	-	0.006
Tank 2 - Saltwater	0.005	0.008	-	-	0.011
Tank 3 - Freshwater	0.005	0.017	-	0.005	-
Tank 4 - Saltwater	0.005	0.052	0.012	0.005	-
Tank 5 – Freshwater (control)	0.005	0.014	-	-	0
Tank 6 – Saltwater (control)	0.005	0.009	-	-	0

In order to verify a possible water contamination with microplastic released by the cables, this analysis was carried out in all tanks. In table 4, we can observe that the microplastics concentration is always low, with the control tanks (5 and 6) presenting higher values than the others. Thus, we can conclude that there was no significant release of microplastics by the photovoltaic cables.

In future works the same analyses should be carried out, but in an aquatic environment where the remaining components of a floating photovoltaic system are, such as the floats.

Table 4 Microplastics concentration in water (The units in the table are, number of particles larger than 20 micrometres in size per litre)

	Tank 1	Tank 2	Tank 3	Tank 4	Tank 5	Tank 6
Organic particles (e.g., PP, PE, PS)	-	-	-	<2	-	-
Polyethylene (PE)	2	-	-	-	2	2
Polypropylene (PP)	4	4	4	-	10	6
Organic particles (e.g., PMMA, PUR, PET)	-	-	-	<2	-	-
Polyester	2	<2	-	-	2	-
Ethylene-vinyl acetate (EVA)	-	-	2	-	6	4
Organic particles with silicone (e.g., plastic, rubber)	<2	<2	<2	<2	<2	<2
Organic particles with chlorine (e.g., PVC)	<2	<2	<2	<2	<2	<2
Organic particles with fluorine (e.g., PTFE)	<2	<2	<2	<2	<2	<2

4. Conclusion

The characteristics of aquatic environments pose new challenges to floating photovoltaic installations, with regard to their reliability and performance, as well as in the assessment of potential impacts on the aquatic ecosystems. The marine saltwater environment should be the most challenging for this new technology, due to its salinity, higher waves and wind speed, as well as additional anchoring and mooring difficulties. Being a recent technology, it does not yet benefit from the maturity and greater experience than conventional photovoltaic installations on land. This work intended to contribute to the increase of knowledge about these systems, in particular about the consequences of submersion of photovoltaic cables, both in the FPV installation and in the aquatic environment.

It was found that cables with rubber outer shell could fail when submerged in saltwater, with a decrease in its electrical insulation resistance and consequent release of copper into the water, potentially impacting the aquatic ecosystems. There is probably a relationship between submersion of this type of cable with temperatures below 0 °C and the occurrence of accelerated degradation of the cable insulation layer. Reduced resistance values were measured in this cable after the occurrence of such temperatures, both in salt and freshwater. This cable type showed visible exterior degradation signs, when submerged in saltwater. However, no microplastics concentration increase was detected in the water, probably due to the cable small dimensions.

Cross-linked polyethylene insulation showed higher reliability when submerged, without presenting any reduction of its dielectric parameter. However, faults may appear for longer

submersion periods, situation most likely to occur in installations in remote sites and with less frequency of inspection and maintenance visits. Further testing will be needed to determine the likelihood of failure occurring over longer submersion periods, for both cables and connectors.

The results of this work showed that it is possible the occurrence of electrical insulation failures in submerged photovoltaic cables, as well as the leaching of contaminants in case of failure. The release of microplastics has not been shown to exist with new cables, but should be reevaluated for longer periods of time, with the consequent ageing of the cables.

Acknowledgements

The authors would like to thank the support of this work, developed under the EERES4WATER project (EAPA_1058/2018), co-financed by the Interreg Atlantic Area Programme through the European Development Regional Fund. The authors also would like to thank the Water Laboratory of the University of Évora, for the support and collaboration in the physical-chemical characterization, especially the copper analysis.

References

- [1] “IEA, ‘International Energy Agency,’ 2017.” <https://www.iea.org/news/deep-energy-transformation-needed-by-2050-to-limit-rise-in-global-temperature> (accessed Mar. 24, 2021).
- [2] P. Napier-moore, N. Cherdsguan, L. K. Lim, and S. Merlet, “Where Sun Meets Water.”
- [3] “M. Willuhn, ‘The Weekend Read: Don ’t throw caution to the wind,’ PV Magazine, 22 02 2020.” <https://www.pv-magazine.com/2020/02/22/the-weekend-read-dont-throw-caution-to-the-wind/>.
- [4] PV Magazine, “E. Bellini, ‘Japan’s largest floating PV plant catches fire after Typhoon Faxai impact,’” [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2019/09/09/japans-largest-floating-pv-plant-catches-fire-after-typhoon-faxai-impact/>.
- [5] “Where Sun Meets Water,” *Where Sun Meets Water*, 2019, doi: 10.1596/32804.
- [6] “A Study of Floating PV Module Efficiency.” <https://www.um.edu.mt/library/oar/bitstream/123456789/9867/1/14MSCSE012.pdf> (accessed Sep. 03, 2020).
- [7] “A Review of Floating PV Installations: 2007 - 2013.”

- https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT_REVIEW.pdf?sequence=2
(accessed Sep. 03, 2020).
- [8] “Belgium’s first floating PV project comes online.” <https://www.pv-magazine.com/2020/09/09/belgiums-first-floating-pv-project-comes-online/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [9] “Germany Gets Its First Utility-Scale Floating Solar Power Plant!” <https://www.intelligentliving.co/germany-first-utility-scale-floating-solar-power-plant/>
(accessed Sep. 03, 2020).
- [10] “Ciel & Terre International – Hydrelío® floating PV system.” <https://www.ciel-et-terre.net/ciel-terres-technology-opens-the-doors-to-the-boot-country/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [11] “AZALEALAAN: 1,845 KWP.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/azalealaan-1845-kwp/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [12] “Manchester to host Europe’s biggest floating solar farm.” <https://www.businessgrowthhub.com/green-technologies-and-services/green-intelligence/resource-library/manchester-to-host-europe-s-biggest-floating-solar-farm>
(accessed Sep. 03, 2020).
- [13] “Governantes visitam Central Fotovoltaica Flutuante de Cuba. Veja como foi este equipamento construído.” <https://odigital.sapo.pt/governantes-visitam-central-fotovoltaica-flutuante-de-cuba-veja-como-foi-este-equipamento-construido-c-video/>
(accessed Sep. 03, 2020).
- [14] “BÖR: 13 KWP.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/bor-13-kwp-sweden/> (accessed Sep. 05, 2020).
- [15] “Russia’s first floating PV plant comes online.” <https://www.pv-magazine.com/2020/08/13/russias-first-floating-pv-plant-comes-online/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [16] “Albanian utility given green light for 12.9 MW floating PV plant.” <https://constructionreviewonline.com/news/albanian-utility-given-green-light-for-12-9-mw-floating-pv-plant/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [17] “EDP arranca com central solar flutuante no Alqueva em janeiro.” <https://www.dinheirovivo.pt/economia/edp-arranca-com-central-solar-flutuante-no>

- alqueva-em-janeiro-12774015.html (accessed Sep. 03, 2020).
- [18] “FPV Alto Rabagão.” <https://www.edp.com/pt-pt/partilha-do-conhecimento/parque-fotovoltaico-alto-babagao> (accessed Sep. 03, 2020).
- [19] “A Review on Floating Solar Photovoltaic Power Plants.” <https://www.ijser.org/researchpaper/A-Review-on-Floating-Solar-Photovoltaic-Power-Plants.pdf> (accessed Sep. 05, 2020).
- [20] “O’MEGA1: FIRST FLOATING SOLAR POWER PLANT IN FRANCE.” <https://www.bouygues-es.com/energy/omega1-first-floating-solar-power-plant-france> (accessed Sep. 03, 2020).
- [21] “Viana do Castelo avalia impacto de ilhas flutuantes de energia solar no rio Lima.” <https://observador.pt/2020/07/08/viana-do-castelo-avalia-impacto-de-ilhas-flutuantes-de-energia-solar-no-rio-lima/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [22] “Italian engineer invents floating solar panels.” <https://phys.org/news/2012-02-italian-solar-panels.html> (accessed Sep. 05, 2020).
- [23] “SUVERETO (ITALY).” <http://www.floating-solar.com/suvereto.html> (accessed Sep. 03, 2020).
- [24] “PIOLENC: FIRST FPV PILOT.” <https://www.ciel-et-terre.net/project/piolenc-first-fpv-pilot/> (accessed Sep. 03, 2020).
- [25] “Floating solar panels, Godley Reservoir, UK.” <https://www.sciencephoto.com/media/783431/view/floating-solar-panels-godley-reservoir-uk> (accessed Sep. 03, 2020).
- [26] “Standards Publication Electric cables for photovoltaic systems (BT (DE / NOT) 258),” no. February, 2015.
- [27] B. S. En, “Electrical test methods for electric cables —,” vol. 3, 2003.
- [28] “In-Situ Inc, ‘Aqua TROLL 500 Multiparameter Sonde,.’” <https://in-situ.com/en/aqua-troll-500-multiparameter-sonde> (accessed Mar. 25, 2021).
- [29] “Kipp & Zonen, ‘SOLYS2 Sun Tracker,.’” https://www.kippzonen.com/Product/20/SOLYS2-Sun-Tracker#.YF9yK6_7SHt (accessed Mar. 25, 2021).
- [30] “Kipp&Zonen, ‘CMP11 Pyranometer,.’”

https://www.kippzonen.com/Product/13/CMP11-Pyranometer#.YF9yRK_7SHt
(accessed Mar. 25, 2021).

- [31] “Kipp&Zonen, ‘CHP1 Pyrheliometer.’” https://www.kippzonen.com/Product/18/CHP1-Pyrheliometer#.YF9yYa_7SHt (accessed Mar. 25, 2021).
- [32] “Campbell Scientific, ‘EE181 Air Temperature and Relative Humidity Probe.’” <https://www.campbellsci.eu/ee181> (accessed Mar. 25, 2021).
- [33] “Pronamic, ‘Professional rain and precipitation sensors.’” <https://pronamic.com/> (accessed Mar. 25, 2021).
- [34] “Elektro-Automatik, ‘EA Programmable DC Power Supplies.’” <https://elektroautomatik.com/en/products/dc-programmable-power-supplies/> (accessed Mar. 25, 2021).
- [35] “Metrel, ‘MI 3109 EurotestPV Lite.’” <https://www.metrel.si/en/shop/EIS/photovoltaic-and-electrical-installation-testers/mi-3109.html> (accessed Mar. 25, 2021).
- [36] APHA, “American Public Health Association; American Water Works Association; Water Environment Federation,” *Stand. Methods Exam. Water Wastewater*, vol. 02, pp. 1–541, 2002.

Supplementary Material

Table S1. Detailed physical-chemical characterization of the tanks with freshwater during the experiment. T = water temperature; ORP = Oxidation-Reduction Potential; EC = Electrical Conductivity; Sal. = Salinity; TDS = Total Dissolved Solids; DO = Dissolved Oxygen (% saturation and mg/L)

	Freshwater																							
	T (°C)			pH			ORP (mV)			EC (µS/cm)			Sal. (mg/L)			TDS (ppm)			DO (%)			DO (mg/L)		
	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5	T1	T3	T5
16/10/2020	21.5	21.3	21.0	8.2	8.3	8.4	184.3	180.3	173.3	-	-	602.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	85.5	86.9	89.2	7.6	7.8	8.0
29/10/2020	20.4	20.4	19.7	8.6	8.4	8.2	134.6	134.6	146.2	525.3	470.6	446.6	0.3	0.3	0.2	0.4	0.3	0.3	96.8	91.5	90.0	8.8	8.4	8.3
10/11/2020	17.3	17.2	16.4	8.3	8.4	8.4	-	-60.0	-64.0	449.0	469.0	474.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	72.0	68.0	65.6	6.3	5.8	5.7
18/11/2020	19.2	18.9	18.9	8.4	8.3	8.2	-	-80.0	-79.0	348.0	314.0	310.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.0	85.9	85.6	85.6	7.9	7.9	7.8
25/11/2020	13.3	13.1	13.2	8.3	8.3	8.4	-	-61.0	-60.0	420.0	346.0	285.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	90.4	90.0	92.5	9.3	9.3	9.6
02/12/2020	15.7	15.0	14.4	8.4	8.2	8.1	-	-74.0	-72.0	324.0	289.0	285.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	0.2	85.1	81.8	81.0	8.2	8.0	7.9
11/12/2020	15.2	15.4	15.5	7.5	7.7	7.8	-	-	-37.0	307.0	278.0	269.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	76.3	75.1	76.7	7.3	7.1	7.2
16/12/2020	13.5	13.2	13.6	8.5	8.0	8.0	-	-	-45.0	275.0	258.0	251.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	82.9	82.3	83.7	8.3	8.4	8.4
22/12/2020	13.5	12.7	12.4	8.4	8.5	8.5	115.7	106.7	106.2	250.4	254.0	240.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	83.4	83.9	83.1	9.2	9.5	9.3
04/01/2021	9.2	8.1	8.3	8.2	8.6	8.2	221.0	194.4	176.7	222.8	238.2	206.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	87.9	88.7	88.9	10.0	10.4	10.4
11/01/2021	10.3	9.9	9.1	8.4	8.5	8.4	168.0	163.8	174.1	267.0	243.1	243.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	92.6	91.8	90.5	10.4	10.4	10.4
18/01/2021	11.8	-	11.2	7.7	-	7.6	181.7	-	177.0	254.6	-	268.6	0.0	-	0.0	0.2	-	0.2	91.7	-	90.9	10.0	-	10.0
25/01/2021	13.8	-	13.9	8.1	-	8.2	161.3	-	157.1	221.7	-	210.5	0.0	-	0.0	0.2	-	0.2	87.6	-	86.6	9.0	-	8.8

Table S2. Detailed physical-chemical characterization of the tanks with salwater during the experiment. T = water temperature; ORP = Oxidation-Reduction Potential; EC = Electrical Conductivity; Sal. = Salinity; TDS = Total Dissolved Solids; DO = Dissolved Oxygen (% saturation and mg/L)

	Saltwater																							
	T (°C)			pH			ORP (mV)			EC (µS/cm)			Sal. (mg/L)			TDS (ppm)			DO (%)			DO (mg/L)		
	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6	T2	T4	T6
16/10/2020	24.3	24.6	25.8	7.9	7.9	7.4	211.6	201.9	189.3	52115	54741	53464	35.3	37.2	35.3	34.3	35.9	34.2	91.4	94.1	89.6	7.7	7.9	7.3
29/10/2020	19.2	19.2	19.9	7.8	7.8	7.7	197.0	190.7	205.3	52202	51867	48064	39.6	39.3	35.6	38.2	38.0	34.7	84.0	84.6	87.2	8.0	8.1	8.1
10/11/2020	17.1	16.4	17.2	8.0	8.0	8.0	-	-	-	41700	41600	41800	33.0	33.0	33.0	-	-	-	62.0	61.5	61.6	5.2	5.1	5.1
18/11/2020	19.1	19.0	19.2	8.3	7.8	8.0	-	-	-	48900	49200	48500	35.8	36.1	35.4	-	-	-	92.5	88.7	87.2	8.6	8.2	8.2
25/11/2020	13.4	13.3	13.3	8.1	8.2	8.1	-	-	-	48300	50100	48300	35.5	37.0	35.5	-	-	-	93.8	92.9	93.0	9.7	9.6	9.9
02/12/2020	15.2	14.9	15.5	7.9	7.8	7.7	-	-	-	48300	49400	47700	35.5	36.4	35.0	-	-	-	86.1	82.0	83.0	8.4	8.0	7.6
11/12/2020	15.4	15.3	15.4	7.4	7.6	7.6	-	-	-	44700	46100	48200	32.5	33.6	35.3	-	-	-	77.7	76.4	77.4	7.4	7.2	7.3
16/12/2020	13.5	13.4	13.8	8.0	7.7	7.7	-	-	-	45100	48600	44900	32.8	35.8	32.7	-	-	-	85.4	84.0	87.6	8.6	8.5	8.8
22/12/2020	13.3	12.5	13.9	7.7	7.7	7.7	162.2	158.2	155.5	45257	43563	44651	38.7	37.8	37.6	37.9	37.2	36.9	84.4	83.1	84.7	9.4	9.4	9.2
04/01/2021	8.4	8.0	9.3	7.5	7.5	6.9	254.0	243.7	235.8	42681	40093	39739	41.1	38.7	37.0	40.6	38.5	36.9	91.4	90.1	88.9	10.6	10.5	10.1
11/01/2021	9.4	9.5	10.3	7.6	7.6	7.0	225.2	220.6	235.8	44499	41992	42321	41.9	39.2	38.7	41.2	38.7	38.2	93.3	93.3	92.9	10.6	10.7	10.3
18/01/2021	11.4	-	11.1	7.6	-	7.7	229.7	-	235.8	39429	-	39278	34.8	-	34.9	34.6	-	34.7	89.8	-	93.1	10.0	-	10.5
25/01/2021	14.5	-	14.4	7.9	-	7.9	237.7	-	222.5	40593	-	40020	33.3	-	32.8	33.0	-	32.6	91.4	-	89.8	33.3	-	32.8