

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Maximização da Produção de Energia num Parque
Fotovoltaico com Base no Nível de “Soiling” dos
Painéis**

Luís Maria Pinto de Rezende de Santiago Sottomayor

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

Orientador: José Rui da Rocha Pinto Ferreira

25 de julho de 2024

Resumo

O efeito de “soiling” pode ser caracterizado como uma das maiores causas da baixa eficiência dos sistemas fotovoltaicos. No entanto, este efeito continua a ser maioritariamente ignorado por todo o mundo. A produção de energia de um painel fotovoltaico depende significativamente da quantidade de irradiação solar que atinge a área da célula solar.

Neste estudo aborda-se a questão crítica da maximização da produção de energia em parques fotovoltaicos, com foco essencial para o efeito de “soiling” - acumulação de sujidade - nos painéis solares. A pesquisa inicia-se com uma análise profunda dos dados fornecidos do parque fotovoltaico (FV) em questão, sendo estes valores de Potência do inversor, temperatura ambiente, irradiação incidente numa célula suja e irradiação incidente numa célula limpa. Estes valores oferecem insights valiosos para a obtenção de um método que permita contrariar a perda de eficiência do parque fotovoltaico.

Partindo da base de conhecimento adquirida, propõe-se a criação de uma metodologia com recurso a uma base de dados que realize a modelação entre a potência dos inversores, a irradiação medida na célula limpa e a irradiação medida na célula suja, e a sujidade. Vai ser elaborado um modelo preditivo da potência produzida e será comparada com a potência real. Com isto é necessário realizar a comparação da Potência de saída do inversor em dois períodos de tempo distintos para a mesma irradiação solar. Esta comparação visa explicar o efeito de “soiling”. O algoritmo em estudo terá como objetivo determinar para que casos é que a Potência de saída do inversor para a célula fotovoltaica suja apresenta perdas superiores a 3% em relação à célula fotovoltaica limpa (Potência de saída 3% menor).

Palavras-chave: Parque fotovoltaico, painel fotovoltaico, soiling, célula fotovoltaica, potência do inversor, algoritmo.

Abstract

The soiling effect can be characterized as one of the major causes of the low efficiency of photovoltaic systems. However, this effect remains largely ignored throughout the world. The energy output of a photovoltaic panel depends significantly on the amount of solar irradiation that reaches the solar cell area.

This study addresses the critical issue of maximizing the energy production in photovoltaic parks, with an essential focus on the "soiling" effect on solar panels. The research begins with an in-depth analysis of the data provided by the photovoltaic park (PV) in question, these being the inverter's power, ambient temperature, solar irradiance on a dirty cell and solar irradiance on a clean cell. These values offer valuable insights for obtaining a method to counteract the loss of efficiency in the photovoltaic park.

Based on the knowledge base acquired, it is proposed to create an algorithm using a database that models the inverter's power, clean and dirty irradiance and soiling. A predictive model of the power produced will be produced and compared with real power output. This means comparing the inverter's output power in two different time periods for the same solar irradiation. This comparison aims to explain the soiling effect. The purpose of the algorithm under study is to determine in which cases the inverter's output power for the dirty photovoltaic cell shows losses of more than 3 per cent compared to the clean photovoltaic cell (3 per cent lower output power).

Keywords: Photovoltaic Park, photovoltaic panel, soiling, photovoltaic cell, inverter power, algorithm.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas

A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável foi adotada por todos os Estados-Membros das Nações Unidas em 2015, com o intuito de promover um futuro mais sustentável e equitativo, definindo as prioridades e aspirações do desenvolvimento sustentável global para 2030 e procurando mobilizar esforços globais à volta de um conjunto de objetivos e metas comuns.

São 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) que representam um apelo à ação de todos países para uma parceria global e que abordam os principais desafios presentes na humanidade, tal como a pobreza, desigualdade, crise climática, degradação ambiental, vida animal, educação, paz e justiça.

O presente trabalho, que visa a maximização da produção de energia fotovoltaica através do controlo do nível da sujidade dos painéis, relaciona-se e enquadra-se em vários desses objetivos (ODS), contribuindo, por conseguinte, significativamente, para a promoção da sustentabilidade. Concretizando, passa a apresentar-se os objetivos em questão, as suas metas e os indicadores correspondentes.

Identificação dos ODS

- Objetivo 7: Energias Renováveis e Acessíveis - Garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos.

Meta 7.2 - Aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global. A melhoria da viabilidade dos sistemas fotovoltaicos contribui para intensificar a opção por este meio de produção de energia e, assim, e reforçar as energias renováveis no sector de energia global.

Indicador e métrica a utilizar: Produção de energia. Percentual de aumento na produção de energia fotovoltaica após a implementação das técnicas de limpeza.

Meta 7.3 - Duplicar a taxa global de melhoria de eficiência energética. Ao maximizar a produção de energia de um sistema fotovoltaico, através da redução da sujidade, o projeto contribui diretamente para a eficiência energética. Painéis mais limpos produzem mais energia, minimizando a demanda de fontes não renováveis.

Indicador e métrica a utilizar: Eficiência energética. Percentual de aumento na eficiência energética dos painéis solares após limpeza dos mesmos.

- Objetivo 9: Indústria, Inovação e Infraestruturas - Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação.

Meta 9.4 - Modernizar as infraestruturas e reabilitar as indústrias para torná-las sustentáveis, com maior eficiência no uso de recursos e maior adoção de tecnologias e processos industriais limpos e ambientalmente corretos. A implementação de tecnologias avançadas de monitorização e limpeza de painéis fotovoltaicos contribui para a modernização das infraestruturas e para a adoção de processos sustentáveis.

Indicador e métrica a utilizar: Emissões de CO₂ por unidade de valor acumulado. Redução nas emissões de CO₂ devido ao aumento da produção de energia limpa.

Objetivo 11: Cidades e Comunidades Sustentáveis - Tornar as cidades e comunidades inclusivas, seguras, resilientes e sustentáveis.

Meta 11.6 - Reduzir o impacto ambiental negativo per capita nas cidades, incluindo prestar especial atenção à qualidade do ar, à gestão dos resíduos municipais e de outros resíduos. Tanto a utilização de energia limpa como a manutenção adequada do sistema fotovoltaico ajuda na melhoria da qualidade do ar e na gestão de resíduos, promovendo cidades mais sustentáveis.

Indicador e métrica a utilizar: Nível médio anual de partículas inaláveis nas cidades (ex: com diâmetro inferior a 2,5 μm e 10 μm). Aumento da qualidade do ar nas áreas onde a energia solar substitui as fontes de energia fóssil.

Objetivo 13: Ação Climática - Adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos.

Meta 13.2 -Integrar medidas relacionadas com alterações climáticas nas políticas, estratégias e planos nacionais. A produção de energia limpa, aliada à menor dependência de combustíveis fósseis favorece na mitigação dos efeitos das mudanças climáticas.

Indicador e métrica a utilizar: Emissões totais de gases de efeito estufa por ano. Percentual de descida da quantidade de gases poluentes e prejudiciais emitidos para a atmosfera.

A análise deste projeto sob a perspetiva dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável evidencia o seu potencial para a promoção da sustentabilidade de uma forma significativa. Ao melhorar a eficiência e a exequibilidade dos sistemas fotovoltaicos, este estudo não só contribui para a produção de energia limpa, como também apoia o desenvolvimento de tecnologias inovadoras e a diminuição do impacto ambiental.

Este projeto, alinhado com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, vê reforçado o seu papel e configura-se como um incentivo para mudanças positivas, posicionando-se como um contributo importante para um futuro mais sustentável e equitativo.

Agradecimentos

A realização desta dissertação de Mestrado contou com importantes apoios de algumas pessoas a quem não posso deixar de manifestar o meu sincero agradecimento.

Ao Professor José Rui Ferreira, pela sua orientação, pelas opiniões e críticas e por toda a colaboração no esclarecimento de dúvidas no decurso da realização deste trabalho.

Ao Professor Cláudio Monteiro que, apesar de não ter sido o meu orientador principal, foi fundamental e incansável no seu apoio constante, paciência, disponibilidade, nos conhecimentos que me transmitiu e na contribuição decisiva para a solução de problemas surgidos durante a dissertação.

Ao Engenheiro Pedro Martins, pela oportunidade e confiança depositada em mim para tratar e estudar um assunto pelo qual tem especial interesse e agrado.

À minha família, por todo o apoio e suporte ao longo de todo o curso, em especial neste último semestre.

Por fim, mas não menos importante, um agradecimento especial a todos os meus colegas e professores que fizeram parte do meu percurso na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, em especial ao Guilherme Ribeiro, Pedro Dias e Tiago Cruz, que me acompanharam em todas as unidades curriculares e áreas de estudo de início ao fim.

Índice

RESUMO.....	IV
ABSTRACT.....	VI
OBJETIVOS DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (ODS) DAS NAÇÕES UNIDAS	VII
IDENTIFICAÇÃO DOS ODS.....	VII
AGRADECIMENTOS.....	X
ÍNDICE	XII
1 INTRODUÇÃO.....	19
1.1 OBJETIVO DO TRABALHO.....	20
1.2 APRESENTAÇÃO DA EMPRESA	20
1.3 ESTRUTURA	21
2 SISTEMAS E COMPONENTES FOTOVOLTAICOS	22
2.1 EFEITO FOTOVOLTAICO	22
2.2 A CÉLULA FOTOVOLTAICA	22
2.2.1 <i>Parâmetros operacionais da célula fotovoltaica</i>	<i>23</i>
2.2.2 <i>Curva Característica I-V</i>	<i>24</i>
2.3 COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	25
2.4 MÓDULOS FV.....	25
2.4.1 <i>Ligação em Série.....</i>	<i>26</i>
2.4.2 <i>Ligação em Paralelo</i>	<i>27</i>
2.4.3 <i>Estrutura do Módulo FV.....</i>	<i>27</i>
2.5 INVERSOR SOLAR DC-AC.....	28
2.5.1 <i>Algoritmo MPPT</i>	<i>29</i>
2.6 FATORES EXTERNOS QUE AFETAM A EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS FV	29
2.7 EFEITO DO SOMBREAMENTO NOS MÓDULOS FV	30
2.7.1 <i>Díodo ByPass</i>	<i>31</i>
3 O “SOILING” E O SEU IMPACTO NOS CAMPOS DE INVESTIGAÇÃO.....	33
3.1 “SOILING” E AS SUAS CAUSAS.....	33
3.2 ESTADO DA ARTE.....	34
3.2.1 <i>Impacto da Sujidade na Produção de Energia</i>	<i>34</i>
3.2.2 <i>Impacto Económico da Sujidade e da Limpeza.....</i>	<i>35</i>
3.2.3 <i>Melhoria da Eficiência dos Painéis Solares</i>	<i>35</i>

4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	37
4.1	PRIMEIRA ABORDAGEM	42
4.2	SEGUNDA ABORDAGEM	45
4.2.1	<i>Introdução à regressão linear</i>	<i>46</i>
5	APLICAÇÃO AO CASO DE ESTUDO	51
5.1	PRIMEIRA ABORDAGEM	52
5.2	SEGUNDA ABORDAGEM.....	64
6	CONCLUSÕES.....	76
7	REFERÊNCIAS.....	79

Lista de Figuras

Figura 1 - Construção básica de uma célula fotovoltaica com recursos para aumento de desempenho [2]	22
Figura 2 - O circuito equivalente de uma célula PV [3]	23
Figura 3 - Características típicas I-V e P-V da célula fotovoltaica [6].....	25
Figura 4 - Os elementos básicos dos sistemas fotovoltaicos são as células, os módulos e os painéis [7]	26
Figura 5 - Ligação em série entre módulos [8].....	26
Figura 6 - Ligação em paralelo entre módulos PV [8].....	27
Figura 7 - Os 6 componentes principais utilizados na construção de um painel [9].....	28
Figura 8 - Influência da irradiância e da temperatura da célula nas características de uma célula FV. (a)Irradiância solar. (b) Temperatura da célula [14]	30
Figura 9 - Curvas I-V e P-V de um modulo fotovoltaico quando as células estão sombreadas sem díodos bypass [16].....	31
Figura 10 - Configuração dos díodos ByPass sob a condição de sombreamento [16].....	32
Figura 11 - Causa da acumulação de poeiras na superfície dos painéis solares [22]	33
Figura 12 - Fluxograma da metodologia	37
Figura 13 - Dual RC18 series PV	38
Figura 14 - Exemplo de 2 dias de março com erro nos sensores de irradiância	39
Figura 15 - Fluxograma da primeira abordagem	42
Figura 16 - Fluxograma da segunda abordagem	45
Figura 17 - Regressão linear	46
Figura 18 - Exemplo do gráfico de linhas da regressão linear para o inversor 3_1	50
Figura 19 - Organização e sincronização dos dados recolhidos para o mês de abril	51
Figura 20 - Irradiância para dois dias exemplares de abril.....	52
Figura 21 - Organização e sincronização dos dados recolhidos para o mês de maio	52
Figura 22 - Produções para o inversor 1_1 ao longo do mês de abril.....	53
Figura 23 - Produções para o inversor 1_1 em três dias de abril.....	53
Figura 24 - Produções para o inversor 1_2 ao longo do mês de abril.....	54
Figura 25 - Produções para o inversor 1_2 em três dias de abril.....	54
Figura 26 - Produções para o inversor 2_1 ao longo do mês de abril.....	54

Figura 27 - Produções para o inversor 2_1 em três dias de abril.....	54
Figura 28 - Produções para o inversor 2_2 ao longo do mês de abril	55
Figura 29 - Produções para o inversor 2_2 em três dias de abril.....	55
Figura 30 - Produções para o inversor 3_1 ao longo do mês de abril	55
Figura 31 - Produções para o inversor 3_1 em três dias de abril.....	55
Figura 32 - Produções para o inversor 3_2 ao longo do mês de abril	56
Figura 33 - Produções para o inversor 3_2 em três dias de abril.....	56
Figura 34 - Produções para o inversor 4_1 ao longo do mês de abril	56
Figura 35 - Produções para o inversor 4_1 em três dias de abril.....	56
Figura 36 - Produções para o inversor 4_2 ao longo do mês de abril	57
Figura 37 - Produções para o inversor 4_2 em três dias de abril.....	57
Figura 38 - Produções para o inversor 5_1 ao longo do mês de abril	57
Figura 39 - Produções para o inversor 5_1 em três dias de abril.....	57
Figura 40 - Produções para o inversor 5_2 ao longo do mês de abril	58
Figura 41 - Produções para o inversor 5_2 em três dias de abril.....	58
Figura 42 - Produções para o inversor 1_1 ao longo do mês de maio.....	58
Figura 43 - Produções para o inversor 1_1 em três dias de maio	58
Figura 44 - Produções para o inversor 1_2 ao longo do mês de maio.....	59
Figura 45 - Produções para o inversor 1_2 em três dias de maio	59
Figura 46 - Produções para o inversor 2_1 ao longo do mês de maio.....	59
Figura 47 - Produções para o inversor 2_1 ao longo do mês de maio.....	59
Figura 48 - Produções para o inversor 2_2 ao longo do mês de maio.....	60
Figura 49 - Produções para o inversor 2_2 ao longo do mês de maio.....	60
Figura 50 - Produções para o inversor 3_1 ao longo do mês de maio.....	60
Figura 51 - Produções para o inversor 3_1 ao longo do mês de maio.....	60
Figura 52 - Produções para o inversor 3_2 ao longo do mês de maio.....	61
Figura 53 - Produções para o inversor 3_2 ao longo do mês de maio.....	61
Figura 54 - Produções para o inversor 4_1 ao longo do mês de maio.....	61
Figura 55 - Produções para o inversor 4_1 ao longo do mês de maio.....	61
Figura 56 - Produções para o inversor 4_2 ao longo do mês de maio.....	62

Figura 57 - Produções para o inversor 4_2 ao longo do mês de maio	62
Figura 58 - Produções para o inversor 5_1 ao longo do mês de maio	62
Figura 59 - Produções para o inversor 5_1 ao longo do mês de maio	62
Figura 60 - Produções para o inversor 5_2 ao longo do mês de maio	63
Figura 61 - Produções para o inversor 5_2 ao longo do mês de maio	63
Figura 62 - Tabela exemplificativa para o inversor 1_1 - 2ª abordagem.....	64
Figura 63 - Correlação inversor 1_1	65
Figura 64 - Correlação inversor 1_2	65
Figura 65 - Correlação inversor 2_1	65
Figura 66 - Correlação inversor 2_2	65
Figura 67 - Correlação inversor 3_1	65
Figura 68 - Correlação inversor 3_2	65
Figura 69 - Correlação inversor 4_1	65
Figura 70 - Correlação inversor 4_2	65
Figura 71 - Correlação inversor 5_1	65
Figura 72 - Correlação inversor 5_2	65
Figura 73 - Dados organizados para aplicação de regressão linear	67
Figura 74 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 1_1	67
Figura 75 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 1_2	67
Figura 76 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 2_1	68
Figura 77 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 2_2	68
Figura 78 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 3_1	68
Figura 79 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 3_2	68
Figura 80 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 4_1	69
Figura 81 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 4_2	69
Figura 82 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 5_1	69
Figura 83 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 5_2	69
Figura 84 - Produções com anomalias no dia 11 de abril - inversor1_1	70
Figura 85 - Produções com anomalias no dia 11 de abril - inversor1_2	70
Figura 86 - Produções com anomalias no dia 11 de abril - inversor2_1	70

Figura 87 - Produções com anomalias no dia 30 de maio - inversor 4_1	71
Figura 88 - Produções em 5 dias de maio - inversor 1_1	71
Figura 89 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 1_1	72
Figura 90 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 1_2	72
Figura 91 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 2_1	72
Figura 92 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 2_1	73
Figura 93 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 2_2	73
Figura 94 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 3_1	73
Figura 95 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 3_2	73
Figura 96 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 4_1	74
Figura 97 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 4_2	74
Figura 98 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 5_1	74
Figura 99 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 5_2	74

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	Alternated Current
CFD	Computational Fluid Dynamics
DC	Direct Current
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Eqs	Equações
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Fig	Figura(s).
FV	Fotovoltaico/a
MPP	Ponto de Potência Máxima
MT	Média Tensão
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
RNA	Rede Neuronal Artificial
STC	Standard Test Conditions

1 Introdução

As energias renováveis desempenham um papel cada vez mais importante no mundo em que vivemos, que procura combater os impactos negativos das alterações climáticas e reduzir a dependência dos combustíveis fósseis. Estes são poluentes e nocivos para a atmosfera e põem em causa a atual questão do desenvolvimento sustentável.

O desenvolvimento sustentável é um conceito que visa equilibrar os aspetos económicos, sociais e ambientais, a fim de proporcionar um futuro melhor para todos. Trata-se de garantir que estes aspetos são independentes e se reforçam mutuamente. Segundo a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento das Nações Unidas, no Relatório Brundtland, desenvolvimento sustentável é definido como *"Desenvolvimento que satisfaz as necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem suas próprias necessidades."*

As energias renováveis desempenham, por conseguinte, um papel crucial neste desenvolvimento, uma vez que melhoram significativamente o cabaz energético mundial.

Uma das principais fontes de produção de energia renovável que está em constante investigação é a energia solar. A energia solar, que provém diretamente do sol sob a forma de irradiação solar, pode ser convertida em eletricidade através da tecnologia fotovoltaica (FV).

Assim, o papel dos parques fotovoltaicos tem sido uma resposta vital na procura de recursos sustentáveis. O desenvolvimento contínuo da tecnologia fez com que a eficiência na produção de energia solar se tornasse uma área crítica de investigação. No entanto, existem alguns fatores que afetam negativamente esta eficiência, e nomeadamente o *"soiling"*, que é representado pela sujidade acumulada nos painéis fotovoltaicos.

Este é um problema que muitas empresas de construção e/ou produção de energia estão a tentar contrariar, procurando encontrar uma forma de reduzir as perdas na produção de energia e, conseqüentemente, aumentar a eficiência. Num parque fotovoltaico, quanto maior for a sujidade, teoricamente maiores serão as perdas.

Uma das tecnologias em constante desenvolvimento no domínio da energia solar é a tecnologia da célula solar fotovoltaica (FV). A célula fotovoltaica produz eletricidade com base na quantidade de irradiação solar que incide sobre a célula, funcionando através do princípio fotovoltaico. É, portanto, essencial identificar os parâmetros que atuam como obstáculos entre os fótons de luz e a superfície da célula, o que, conseqüentemente, reduz radicalmente a sua eficiência.

1.1 Objetivo do Trabalho

O principal objetivo do presente trabalho consiste na criação de um algoritmo que ajuda na maximização da produção de energia em função dos níveis de sujidade dos painéis. O trabalho trata da criação de uma metodologia para mitigar os efeitos da sujidade na eficiência de conversão da energia solar, com a ajuda do Excel.

Além disso, foi realizada a aplicação da metodologia num caso prático real, sendo ele o caso de estudo. Através de análises e comparações dos dados em questão foi possível tirar mais do que uma conclusão.

1.2 Apresentação da Empresa

O Grupo CJR foi fundado em 1970 por Cândido José Rodrigues. A sua atividade principal era o aluguer de equipamentos dedicados às atividades de construção. Em 1993, a empresa tornou-se ativa no negócio da construção, sobretudo em reabilitação urbana, estradas, infraestruturas, projetos ambientais e desportivos.

Em 2002, o Grupo CJR entrou no mercado da energia eólica, através da CJR Renewables (como é conhecida atualmente), com o seu primeiro parque eólico em Portugal.

Até ao momento, o Grupo passou por um período de crescimento sustentável e expansão internacional. Atualmente presente em mais de 25 países, distribuído por quatro continentes, o Grupo CJR tem mantido, desde a sua implementação, um modelo de negócio sustentável e de constante crescimento, baseado na sua experiência (que tem vindo a aumentar a cada novo projeto), no seu conhecimento (que emerge de uma equipa bem equilibrada cujas características individuais criam um fluxo de trabalho e uma sinergia de grupo únicos) e finalmente, a sua dedicação (o selo do Grupo e sua imagem de marca).

Atualmente, a empresa conta com mais de 11 GW implementados em todo o mundo, distribuídos por sistemas eólicos e fotovoltaicos. No que se refere a serviços para projetos

solares de grande escala a empresa fornece soluções chave na mão, que incluem o design, engenharia, fornecimento, construção, gestão de projetos, operações e manutenção.

1.3 Estrutura

A tese encontra-se dividida em seis capítulos.

O primeiro capítulo (“Introdução”), trata do enquadramento e apresentação do projeto, com a descrição sumária do tema que foi proposto desenvolver e da breve apresentação da empresa com a qual foi estabelecida uma parceria de colaboração, que é uma empresa de energias renováveis.

O segundo capítulo (“Sistemas e Componentes Fotovoltaicos”), faz uma descrição mais detalhada sobre alguns conceitos teóricos dentro da energia solar.

No terceiro capítulo (“O Soiling e o seu impacto nos campos de investigação”) é apresentado o parâmetro principal do problema em estudo (a sujidade), a sua origem e as suas causas. Refere, ainda, a existência na Literatura de informação relativa à sujidade nos painéis fotovoltaicos.

No quarto capítulo (“Metodologia Apresentada”) são descritos processos de cálculo, indicando os passos e as fórmulas necessários para a aplicar a metodologia do estudo em causa em qualquer ferramenta, através de recurso a fluxogramas.

No quinto capítulo (“Aplicação ao Caso de Estudo”) são feitas análises em concreto para o caso de estudo, no qual se aplica a metodologia a um parque fotovoltaico situado em Valpaços, que conta com uma instalação de cerca de 40 MWp.

O sexto capítulo (“Conclusões”) contém a conclusão do trabalho realizado.

No final, indicam-se as referências bibliográficas e em Anexo constam informações suplementares.

2 Sistemas e Componentes Fotovoltaicos

2.1 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura de um material semicondutor (geralmente utiliza-se o silício), produzido pela absorção da luz solar. Os materiais semicondutores têm uma banda de valência completamente cheia de eletrões e uma banda de condução vazia. A separação entre estas duas bandas de energia é designada por “energy gap”. Os fotões na gama da luz visível com uma energia superior à dos “energy gaps” podem excitar os eletrões da banda de valência para a banda de condução. Ao juntar duas pastilhas de silício puro, forma-se uma junção pn (por exemplo, um díodo). Nesta junção, os eletrões livres do lado *n* migram para o lado *p*, o que resulta numa diminuição de eletrões do lado *n*, e num aumento de eletrões do lado *p*. Se a junção for exposta a fotões com uma energia superior à “energy gap”, são gerados vários pares eletrão-lacuna, dando origem a uma corrente elétrica. Estamos, assim, na presença de uma célula fotovoltaica.

Temos então o efeito fotovoltaico: produção de eletricidade por irradiação solar sobre uma célula fotovoltaica. [1]

2.2 A Célula Fotovoltaica

Como se referiu anteriormente, as células fotovoltaicas são as principais responsáveis pelo efeito fotovoltaico. A figura 1 mostra um exemplo da construção de uma célula fotovoltaica, assim como o circuito elétrico equivalente apresentado na figura 2.

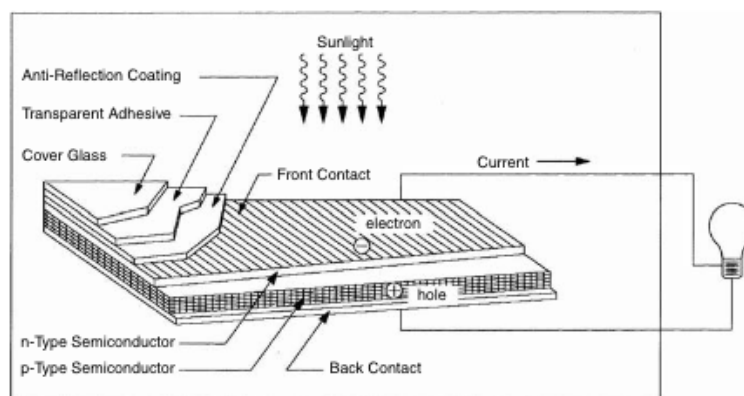


Figura 1 - Construção básica de uma célula fotovoltaica com recursos para aumento de desempenho [2]

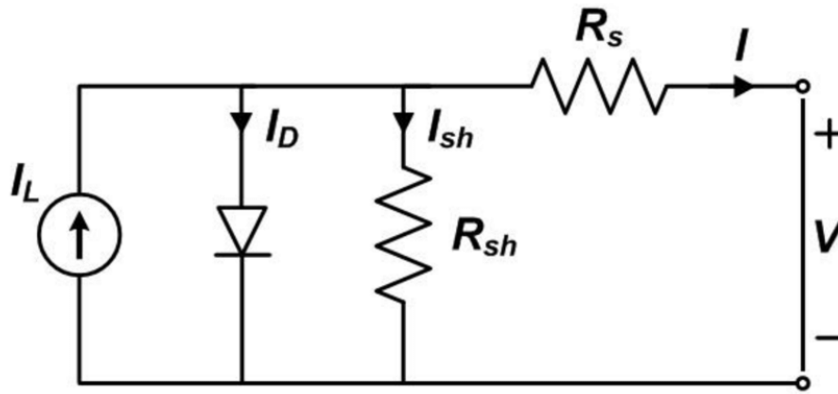


Figura 2 - O circuito equivalente de uma célula PV [3]

2.2.1 Parâmetros operacionais da célula fotovoltaica

2.2.1.1 Tensão de Circuito Aberto

V_{oc} : É a tensão medida nos terminais de um modulo PV quando não existe fluxo de corrente, e corresponde à tensão máxima que o módulo pode produzir.

2.2.1.2 Corrente de Curto-Circuito

I_{sc} : É a corrente medida quando a tensão dos terminais do módulo/célula é zero, e representa a corrente máxima que pode ser obtida.

2.2.1.3 Potência Máxima

Potência máxima, como o nome indica, é o valor máximo de potência que uma célula PV pode produzir. O ponto de tensão e corrente no ponto máximo de potência são chamados de tensão de potência máxima, V_{MAX} , e da intensidade de corrente da potência máxima, I_{MAX} , respetivamente [4]. O valor de P_{MAX} pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$P_{MAX} = I_{MAX} * V_{MAX} \quad (2.1)$$

2.2.1.4 Fator de Forma

O fator de forma corresponde ao valor do quociente entre a potência máxima da célula fotovoltaica e o produto da intensidade da corrente de curto-circuito pela tensão de circuito aberto. Podemos também definir este fator como o quociente entre a potência máxima

produzida e a potência considerada ideal, permitindo assim avaliar a qualidade da célula fotovoltaica [4]. É definido pela seguinte expressão:

$$FF = \frac{V_{MAX} * I_{MAX}}{V_{oc} * I_{SC}} = \frac{P_{MAX}}{V_{oc} * I_{SC}} \quad (2.2)$$

2.2.1.5 Eficiência

A eficiência das células fotovoltaicas, também conhecida como o rendimento, é o parâmetro mais utilizado quando se pretende comparar células fotovoltaicas entre si, ou quando se pretende avaliar o desempenho da própria célula na conversão de energia solar em energia elétrica. Pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{irradiance} * A_{cell}} \quad (2.3)$$

Onde:

- P_{out} - Potência de saída da célula
- $P_{irradiance}$ - Irradiância incidente na célula
- A_{cell} - Área da célula

2.2.2 Curva Característica I-V

Uma das formas de determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é através do gráfico da sua curva I-V. Para cada ponto da curva I-V, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para a mesma condição de funcionamento. É de salientar que existe um ponto em que o produto da corrente (I_{MPP}) pela potência (V_{MPP}) resulta no ponto de potência máxima (P_{MPP}), que representa o ponto de funcionamento ótimo para a utilização mais eficiente do módulo.

Outros pontos importantes representados na curva são a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}).

Estes pontos referidos, I_{MPP} , V_{MPP} , P_{MPP} , V_{oc} , I_{SC} são os cinco parâmetros que especificam o módulo PV para as várias condições de irradiância e temperatura. [5]

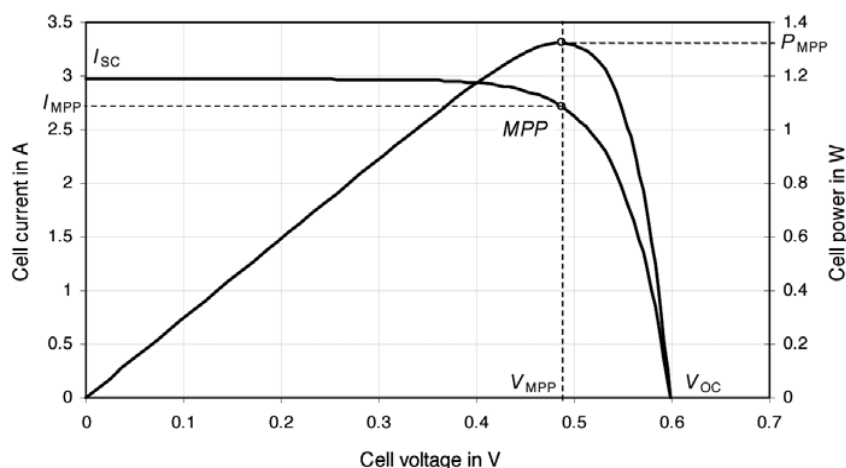


Figura 3 - Características típicas I-V e P-V da célula fotovoltaica [6]

A potência máxima atingida por uma célula fotovoltaica ocorre num ponto da curva I-V conhecido como ponto de potência máxima (MPP), que pode ser encontrado nos pontos de tensão e corrente designados por V_{MPP} e I_{MPP} .

Geralmente, estes parâmetros são fornecidos na folha de características pelos fabricantes de uma determinada célula ou módulo fotovoltaico. Quando a célula fotovoltaica é ligada a uma carga externa, as características elétricas da carga determinam o ponto real da curva I-V em que a célula opera. [6]

2.3 Componentes do Sistema Fotovoltaico

Para que os sistemas fotovoltaicos funcionem de forma otimizada, são necessários os seguintes componentes:

- Módulo e célula fotovoltaica - Responsáveis pela conversão da irradiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico.
- Inversor Solar - Responsável pela transformação da corrente contínua (DC) em corrente alternada (AC) para que possa ser utilizada pela rede elétrica.

2.4 Módulos FV

A potência máxima que pode ser atingida apenas com uma única célula fotovoltaica, geralmente não ultrapassa os 3W, o que é claramente insuficiente para a maioria das aplicações

reais. Por esta razão, as células fotovoltaicas são normalmente agrupadas (ligadas em série) para formar módulos fotovoltaicos, como mostra a figura 4.

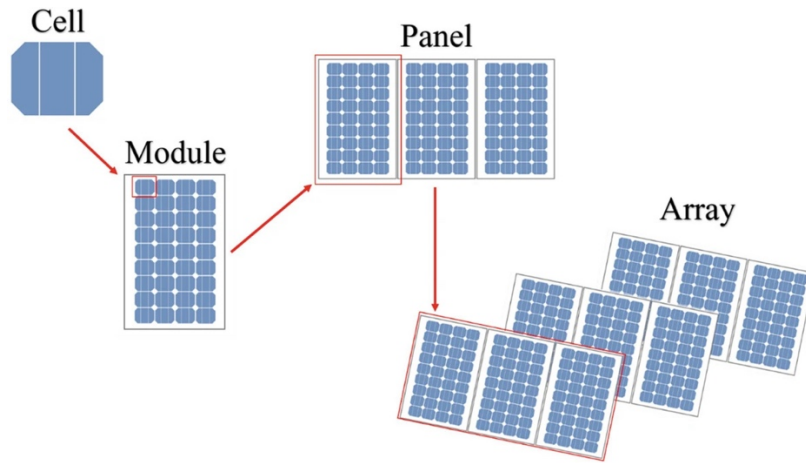


Figura 4 - Os elementos básicos dos sistemas fotovoltaicos são as células, os módulos e os painéis [7]

Os módulos fotovoltaicos devem ser conectados para aumentar a potência máxima de um painel fotovoltaico. Para tal, existem duas formas de os conectar: a ligação em série ou a ligação em paralelo.

2.4.1 Ligação em Série

A ligação em série de módulos fotovoltaicos é uma prática que permite obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada para o mesmo módulo [1]. Esta é feita quando o polo positivo de um painel é conectado ao polo negativo do painel seguinte.

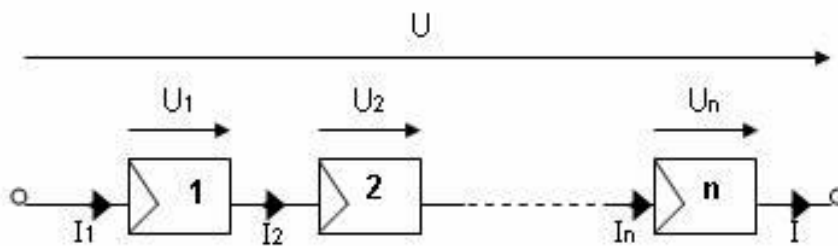


Figura 5 - Ligação em série entre módulos [8]

Como podemos observar:

$$U_T = U_1 + U_2 + \dots + U_n = n * U \quad (2.4)$$

$$I_T = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (2.5)$$

2.4.2 Ligação em Paralelo

O acoplamento em paralelo leva a valores de corrente mais elevados, mantendo a tensão estipulada para o módulo [1].

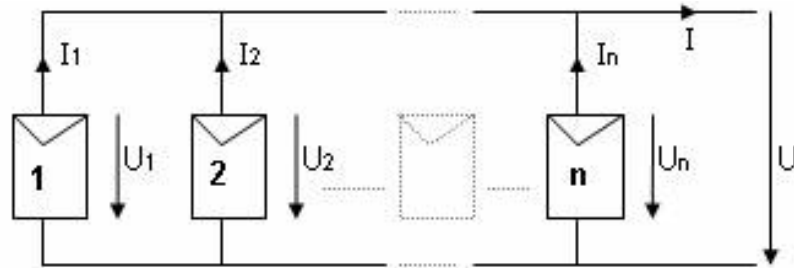


Figura 6 - Ligação em paralelo entre módulos PV [8]

Neste caso verifica-se o seguinte:

$$U_T = U_1 = U_2 = \dots = U_n \quad (2.6)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n * I \quad (2.7)$$

2.4.3 Estrutura do Módulo FV

O modulo fotovoltaico é constituído por 6 componentes principais, nomeadamente [9]:

1. Estrutura de alumínio - Desempenha um papel fundamental ao proteger a borda da secção laminada que contém as células e fornece uma estrutura sólida para montar o painel solar em posição.
2. Vidro temperado - A folha de vidro frontal protege as células fotovoltaicas das más condições climáticas, e do impacto de granizo ou detritos transportados pelo ar. O vidro é tipicamente um vidro temperado de alta resistência e é concebido para resistir a cargas mecânicas e a mudanças extremas de temperatura.
3. Película EVA- Película de Ethylene Vinyl Acetate é uma camada de polímero altamente transparente (plástico) especialmente concebida para encapsular as células e mantê-las em posição durante o fabrico. O material EVA deve ser extremamente durável e tolerante a temperaturas e humidades extremas.
4. Backsheet - Camada mais recuada dos painéis solares normais, que atua como barreira à humidade e contém um revestimento externo final para proporcionar a proteção mecânica e isolamento elétrico. O material é feito de vários polímeros ou plásticos que oferecem diferentes níveis de proteção, estabilidade térmica e resistência aos raios UV a longo prazo.

5. Caixa de Junção - Pequeno invólucro à prova de água situado na parte traseira do painel. É essencial para fixar com segurança os cabos necessários para interligar os painéis.

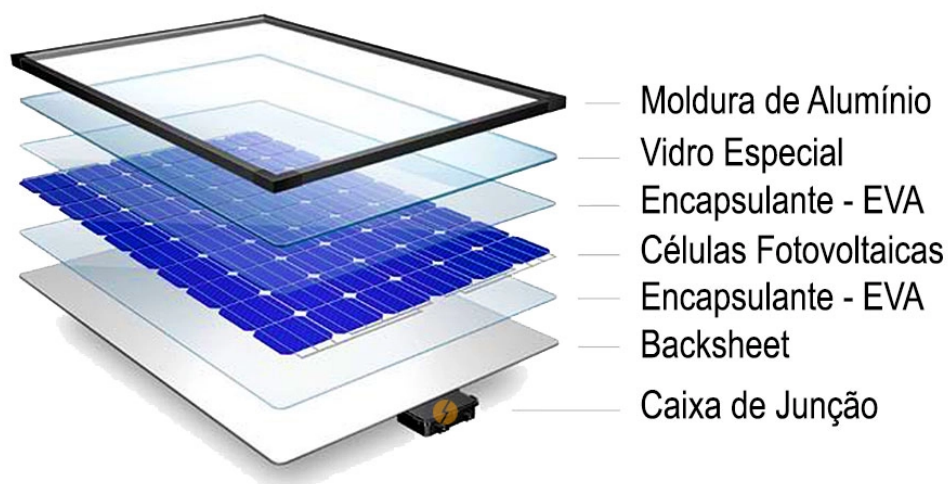


Figura 7 - Os 6 componentes principais utilizados na construção de um painel [9]

2.5 Inversor Solar DC-AC

Até aos dias de hoje, a produção de energia elétrica em DC tem sido alvo de discussão, mas a realidade é que a distribuição e utilização de energia elétrica é realizada em AC, sendo assim obrigatório a introdução de um inversor entre os painéis fotovoltaicos e a linha.

Os inversores solares são componentes essenciais em qualquer sistema de energia solar fotovoltaica, desempenhando várias funções críticas além da simples conversão de energia. Os inversores modernos possuem controladores MPPT (Maximum Power Point Tracking), sendo estes algoritmos integrados nos inversores que maximizam a eficiência dos painéis solares. São responsáveis por ajustar a carga elétrica de forma que a produção de energia seja sempre otimizada, mantendo os painéis a operar no ponto de potência máxima. Muitos deles são também equipados com sistemas de monitorização que registam e extraem a produção de energia, eficiência e outros parâmetros críticos do sistema [3].

Existem variados tipos de inversores, desde:

- Inversores de string - conectados a uma série de painéis e com a função de converter a energia de todos os painéis em conjunto;

- Microinversores - conectados individualmente ao painel, convertendo a energia no nível do painel;
- Inversores Híbridos - combinam as funções de inversores solares tradicionais com a capacidade de gerir sistemas de armazenamento de energia (baterias).

A conversão da corrente contínua num sinal de corrente alternada padrão pode resultar em perdas relativamente pouco significativas. A eficiência do sistema inversor com MPPT é dada pela eq 2.8. [10]:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{(V_{MAX} * I_{MAX})_{DC}} \Leftrightarrow \frac{\text{Potência de saída AC}}{\text{Potência de entrada DC}} \quad (2.8)$$

2.5.1 Algoritmo MPPT

De um modo geral, os sistemas FV adotam o algoritmo MPPT para otimizar a sua potência. Tendo em conta que a tensão e corrente gerada por um painel FV são afetadas de forma não linear com a irradiância e a temperatura, pretende-se que o sistema fotovoltaico consiga operar sempre na máxima potência gerada pelo painel ou conjunto de painéis.

Deste modo, o algoritmo MPPT é usado para extrair a máxima potência disponível no painel durante todo o tempo de geração de energia [3]. O algoritmo MPPT é aplicado, normalmente, no controlo do conversor CC/CC de forma a controlar o duty cycle do mesmo e operar sob a corrente I_{MPP} e a tensão V_{MPP} .

2.6 Fatores externos que afetam a eficiência dos módulos FV

Na utilização de módulos fotovoltaicos, estes são afetados por várias condições ambientais [11].

Consequentemente, os parâmetros de funcionamento de uma célula solar podem variar em função de dois fatores: a irradiância solar que incide sobre a célula e a temperatura a que a célula é colocada. Considerando a curva I-V, podemos analisar de que forma cada um destes fatores afeta os parâmetros de funcionamento da célula [11].

A potência de saída instantânea de um conjunto fotovoltaico depende da irradiância solar global no plano do conjunto fotovoltaico (G_t), e da temperatura ambiente (T_c). A influência destes dois parâmetros nas características da célula é mostrada na Figura 8, na qual se pode

observar que a tensão de circuito aberto aumenta logaritmicamente com o aumento da irradiância solar, e a corrente de curto-circuito aumenta linearmente (Figura 8a), enquanto o principal efeito do aumento da temperatura da célula é na tensão de circuito aberto, que diminui linearmente com a temperatura da célula, pelo que a corrente de curto-circuito aumenta ligeiramente com o aumento da temperatura da célula, como mostra a Figura 8b.

Assim, ocorre uma diminuição na eficiência da célula [12]. Esta mudança frequente nas características da célula leva a uma mudança frequente na posição do ponto de potência máxima, como mostra a Figura 8. Deste modo, para obter a potência máxima de saída do gerador fotovoltaico, é preferível um inversor equipado com um sistema MPPT. Por conseguinte, o pressuposto neste modelo é que o gerador fotovoltaico só produz energia no ponto de potência máxima na curva I-V [13].

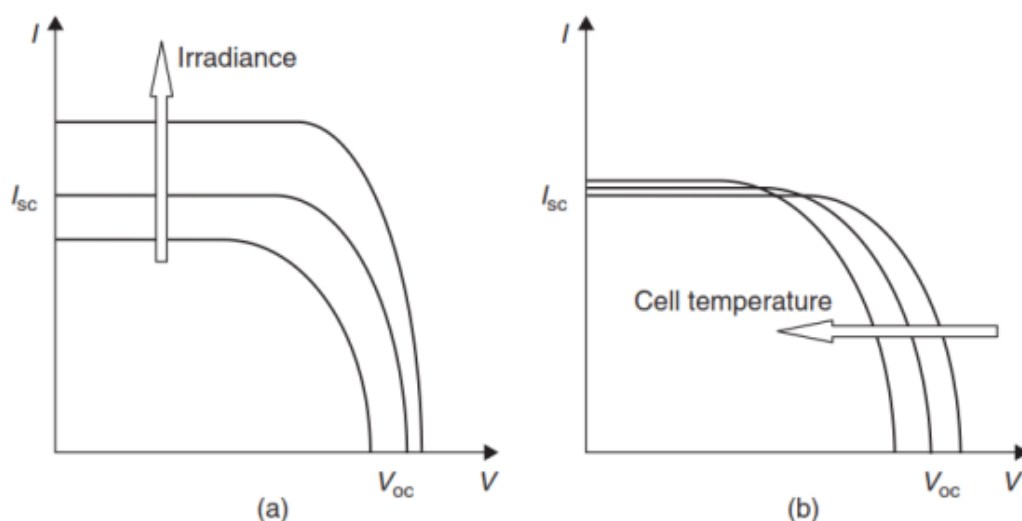


Figura 8 - Influência da irradiância e da temperatura da célula nas características de uma célula FV. (a) Irradiância solar. (b) Temperatura da célula [14]

2.7 Efeito do Sombreamento nos Módulos FV

Um módulo fotovoltaico é uma *string* de células ligadas em série, e todas as células devem conduzir a mesma quantidade de corrente. Num eventual acontecimento de sombreamento, mesmo que apenas em algumas células, estas são forçadas a conduzir a mesma quantidade de corrente das células que não estão em sombreamento. Por conseguinte, as células sombreadas podem tornar-se polarizadas de forma inversa. Nesta situação, as células sombreadas comportam-se como cargas e dissipam a energia das células totalmente iluminadas [15]. O sombreamento parcial pode causar distorções na curva I-V (corrente vs tensão) e P-V (potência vs tensão) dos módulos, como é ilustrado na figura 9, não considerando díodos *bypass* [16].

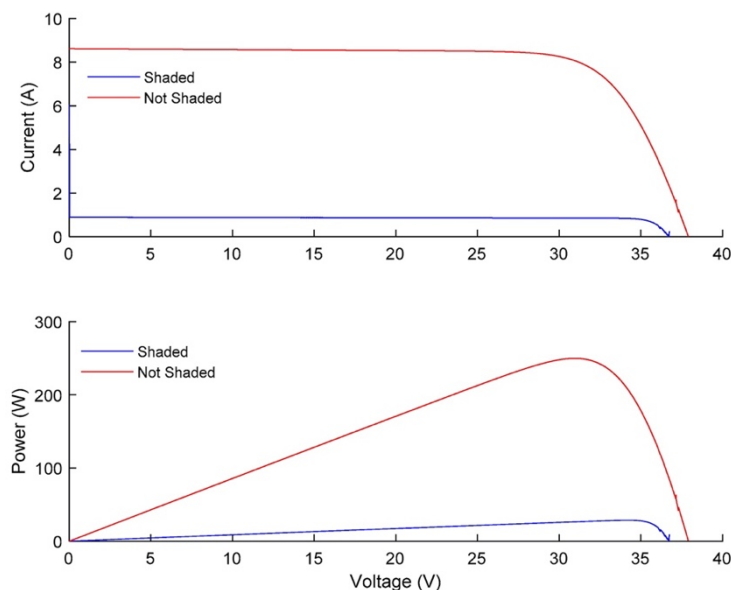


Figura 9 - Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico quando as células estão sombreadas sem diodos bypass [16]

Devido à natureza das características elétricas das células solares, as perdas de energia não são proporcionais às áreas sombreadas, mas sim maiores [17]. Assim, apenas algumas partes de sombreamento podem diminuir drasticamente o desempenho de todo o sistema FV. Considerando pequenas centrais fotovoltaicas, onde existem poucas ou nenhuma ligações em paralelo, uma pequena porção de sombreamento pode resultar em perdas substanciais de energia ou na falha de todo o sistema [18].

Para além das perdas de potência, o comportamento em polarização inversa pode levar ao sobreaquecimento da célula solar. Neste enquadramento, e caso o módulo fotovoltaico não tenha proteção, pode surgir a falha de *hotspot* e, em casos extremos, o painel pode ficar permanentemente danificado.

Uma falha de *hotspot* é uma condição caracterizada pelo facto de uma parte da célula ou do módulo FV indicar uma temperatura mais elevada do que aquela que se encontra à sua volta. Normalmente, um *hotspot* surge devido à dissipação de energia numa célula FV com polarização inversa [19].

2.7.1 Díodo *ByPass*

Com o objetivo de evitar as consequências do sombreamento, os fabricantes incluíram um ou mais diodos nos painéis fotovoltaicos comerciais. Os diodos *bypass* (BP) são ligados em antiparalelo entre os terminais de saída positivo e negativo de uma *string* de células solares, e são geralmente utilizados para um pequeno grupo de células em série [20].

Se uma célula for polarizada de forma inversa, irá polarizar diretamente o diodo *bypass*. Os diodos *bypass* desempenham a função de fornecer um caminho alternativo para o fluxo de corrente. À medida que o sombreamento é removido, a célula regressa tipicamente ao estado de polarização positiva e o diodo regressa ao estado de polarização inversa. Assim, a energia gerada pelas células iluminadas não será afetada pelo sombreamento de outras células [16].

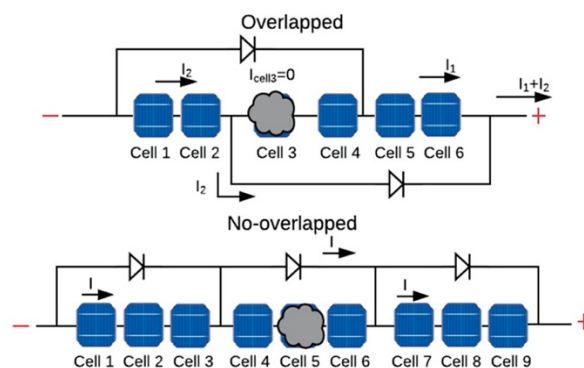


Figura 10 - Configuração dos diodos ByPass sob a condição de sombreamento [16]

Este capítulo proporcionou uma visão abrangente dos componentes e sistemas que fazem parte de um parque fotovoltaico. A compreensão do efeito fotovoltaico e dos elementos que influenciam a eficiência dos módulos FV é fundamental para maximizar a produção de energia.

A integração eficaz de células fotovoltaicas, módulos, algoritmos MPPT e inversores, juntamente com a consideração de fatores ambientais, são essenciais para a operação de sistemas fotovoltaicos eficientes. Este conhecimento é a base para explorar soluções que visam a otimização da produção de energia em parques fotovoltaicos, sendo este o tema central do presente estudo.

3 O “Soiling” e o seu impacto nos campos de investigação

3.1 “Soiling” e as suas causas

“Soiling”, comumente designado como sujidade é o fenómeno de deposição de poeira na superfície dos painéis solares, que resulta na atenuação da irradiação solar recebida e provoca uma redução da eficiência de conversão dos módulos [21].

Existem essencialmente dois parâmetros interdependentes que se destacam no processo de acumulação de sujidade nos módulos fotovoltaicos: o ambiente local e as propriedades do solo. O primeiro é responsável pela definição da taxa de contaminação da superfície do painel, e está diretamente relacionado com a intensidade dos processos de poluição e com a natureza das atividades predominantes. O segundo refere-se às propriedades do solo, que variam em função das características geográficas e atmosféricas do local, como o vento, a humidade, a temperatura ou a pressão atmosférica, etc. [21].

A figura 11 ilustra de forma detalhada os vários fatores ambientais, tipos de poeira e fatores de localização e instalação que contribuem para a acumulação de poeira nos painéis fotovoltaicos.

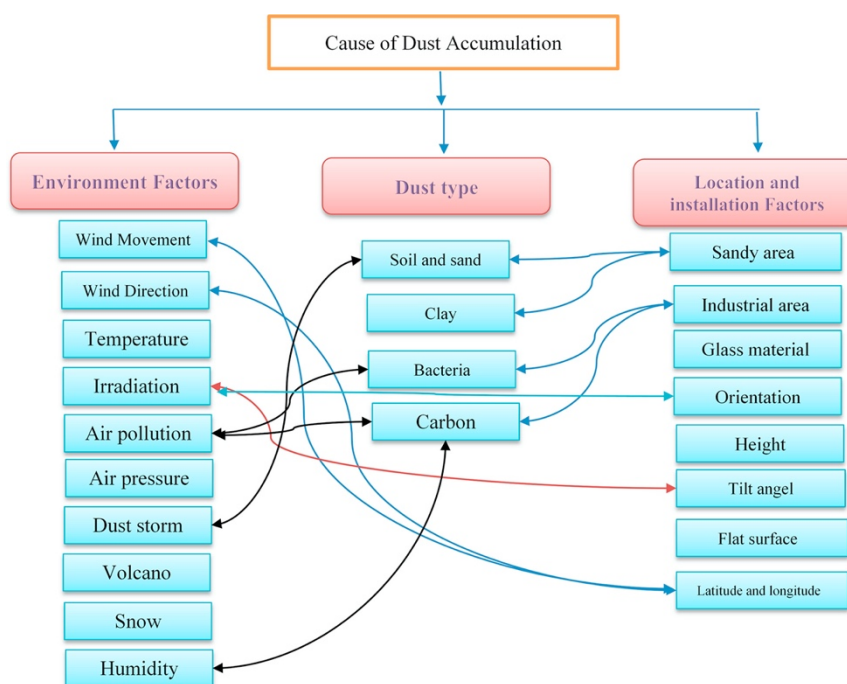


Figura 11 - Causa da acumulação de poeiras na superfície dos painéis solares [22]

3.2 Estado da Arte

3.2.1 Impacto da Sujidade na Produção de Energia

No domínio da energia solar, o rácio da sujidade é um parâmetro adimensional utilizado para quantificar o impacto da sujidade no desempenho ótico de qualquer conversão solar, comparando os estados limpo e sujo de uma propriedade ótica, normalmente a transmitância para os módulos FV [22].

Vários casos de estudo em diferentes regiões do mundo mostram variações significativas na perda de eficiência devido à sujidade. Por exemplo, a acumulação de poeira em regiões desérticas pode levar a uma redução de até 50% na produção de energia dos painéis solares [23].

Presentemente, a investigação sobre a sujidade em sistemas de energia solar é de importância primordial, uma vez que a sujidade tem um impacto direto nos custos de investimento, principalmente associados à limpeza [24][25] e degradação ótica por abrasão superficial [26]. As análises típicas efetuadas sobre o efeito de sujidade dizem respeito às medições e à avaliação do efeito da deposição de partículas num determinado local [27][28]. Esta área de investigação está em constante evolução e crescimento, uma vez que as centrais de energia solar estão a ser cada vez mais instaladas em todo o mundo.

Atualmente, a literatura tem-se debruçado mais sobre a modelação da sujidade. No início da excitação pela energia solar e da primeira investigação, a maioria dos modelos foi desenvolvida utilizando correlações entre fatores ambientais, como a irradiação em STC (Standard Test Conditions) e a temperatura da célula [29]. Posteriormente, foram estabelecidos alguns modelos físicos e semiempíricos [30]. No que diz respeito ao FV, foi efetuada uma modelização adicional para avaliar a relação entre o ângulo de inclinação opcional e a deposição de poeiras [31][32].

No entanto, a maioria dos modelos analíticos não apresenta resultados satisfatórios, razão pela qual foram utilizadas outras técnicas, como as redes neurais artificiais (RNA) [33][34] e Dinâmica de Fluidos Computacional (CFD) [35]. Existem também estudos recentes que tentam evitar o efeito de sujidade, com propostas de novos métodos para atenuar os efeitos da sujidade num painel FV [36].

3.2.2 Impacto Económico da Sujidade e da Limpeza

3.2.2.1 Análise de Custo-Benefício

A análise económica da limpeza de painéis solares recorre à avaliação do custo de manutenção *versus* a perda de eficiência causada pela sujidade. A implementação de um programa de limpeza eficiente pode resultar num aumento significativo na produção de energia, compensando os custos de limpeza. Um estudo abrangente que foi realizado sobre esta matéria mostrou que a limpeza regular pode ser economicamente viável, particularmente em regiões com alta deposição de poeira [37].

3.2.2.2 Modelos de Previsão Económica

Os modelos de previsão económica ajudam a determinar qual a frequência ideal de limpeza com base na taxa de deposição de sujidade (varia de acordo com a localização geográfica, condições climáticas e fontes de poluição), custos de limpeza (incluem custo de mão de obra, água, produtos de limpeza e manutenção de equipamentos de limpeza) e perda de eficiência. Estes modelos incluem variáveis como condições climáticas, tipo de sujidade e características específicas do parque fotovoltaico [38]. Modelos precisos levam em conta a correlação entre a taxa de deposição de sujidade e a perda de eficiência ao longo do tempo.

3.2.3 Melhoria da Eficiência dos Painéis Solares

3.2.3.1 Tecnologia dos Painéis

Os avanços tecnológicos na área dos painéis fotovoltaicos, bem como a utilização de células monocristalinas, têm representado um aumento na eficiência de conversão de energia. Estas células são fabricadas a partir de um único cristal de silício, o que permite uma estrutura mais uniforme e uma eficiência maior em comparação com as células policristalinas. Os valores de eficiência das células monocristalinas podem chegar a ultrapassar os 22%, enquanto o valor das células policristalinas ronda os 15-20%. Painéis de alta eficiência são mais vantajosos em instalações com espaço limitado, pois produzem mais energia por unidade de área [39].

3.2.3.2 Tecnologia de Otimização

Os micro inversores são dispositivos que convertem a corrente contínua em corrente alternada (AC), gerada por um único módulo FV. Ao contrário dos inversores centrais ou de *string*, que são aplicados a vários painéis, estes operam individualmente em cada painel, permitindo que cada um opere no seu ponto de potência máxima (MPPT).

Além dos microinversores, existem os otimizadores de potência, que funcionam de maneira semelhante, ajustando continuamente a carga de cada painel para otimizar a produção. São instalados individualmente em cada painel e trabalham simultaneamente com um inversor central, permitindo que cada painel opere no seu MPPT. Alguns estudos indicam que os otimizadores de potência podem aumentar a produção de energia até cerca de 25% em sistemas onde o sombreamento parcial é uma preocupação [40].

4 Metodologia Proposta

Neste capítulo será indicada a metodologia adotada para a realização deste estudo. O objetivo é fornecer uma descrição clara e detalhada dos processos de cálculo e densificar, desdobrando a fundo, cada etapa metodológica. Desta forma, permite-se que outros pesquisadores possam replicar este estudo, utilizando outras ferramentas para além do Excel. A metodologia inclui a recolha, pré-processamento, análise com duas abordagens, bem como a interpretação dos resultados.

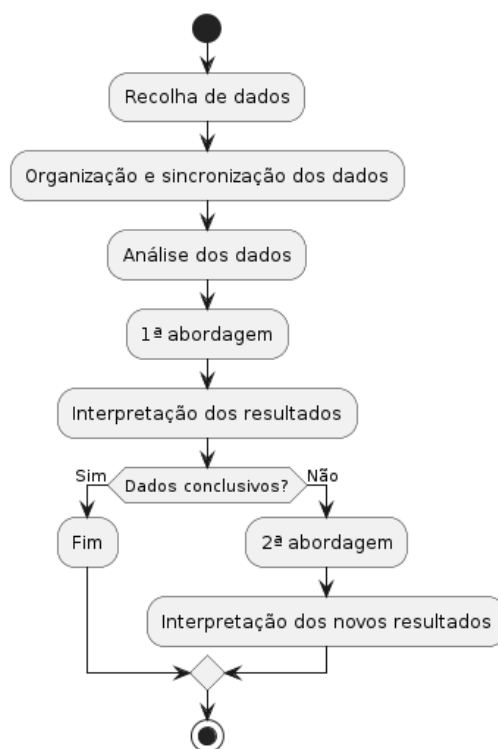


Figura 12 - Fluxograma da metodologia

No fluxograma representado na figura 12, são apresentados os passos essenciais a serem seguidos para a melhor compreensão e realização da metodologia.

A primeira parte do trabalho (“Recolha de dados”), foi realizada na central fotovoltaica de Valpaços, que é uma das maiores instalações de energia solar no norte de Portugal, com a capacidade instalada de cerca de 40 MWp potência DC, e uma potência AC de cerca de 34 MVA, alojada numa área de 49 hectares. Tem mais de 70.000 painéis solares (Longi Hi-Mo 5 LR5-72HPH - cfr. anexo 1) conectados com a subestação de elevação de tensão de 30 kV para 60 kV, estando em produção e ligada à rede MT da E-Redes de 60 kV. Os painéis estão sob uma estrutura fixa com um tilt de 20° (ângulo de elevação) e um azimuth médio de 5° (medida angular que indica a direção do sol em relação ao norte).

Este parque solar é capaz de fornecer energia limpa e renovável a mais de 10.000 casas e permite evitar a emissão de cerca de 65.000 toneladas de CO₂ por ano.

O parque conta com 10 inversores, sendo a sua potência unitária de 3,437 MVA. Os valores dos dados de potência DC medida são realizados por cada inversor em tempo real (otimizada pelo MPPT), e que fazem parte do inversor central (Sungrow SG6250HV-MV - cfr. anexo 2). A potência DC instalada em todas as strings por inversor consta da seguinte tabela:

Tabela 1 - Potência DC instalada em cada inversor

Inversor	Potência DC instalada (kWp)
Inversor1_1	4761,12
Inversor1_2	3585,01
Inversor2_1	3414,97
Inversor2_2	4137,64
Inversor3_1	4132,70
Inversor3_2	4418,70
Inversor4_1	5019,30
Inversor4_2	3331,90
Inversor5_1	4038,45
Inversor5_2	3102,71

O sensor de temperatura usado é o THIES 1.1005.54 (cfr. anexo 3) e o sensor de precipitação é o EM ARG314 (cfr. anexo 4).

Para a medição da irradiância foi utilizado um sensor de irradiação calibrado e montado numa estação meteorológica que funciona também como célula (dual RC18 series PV - cfr. anexo 5) que, para este caso, conta com uma célula limpa e uma célula suja, como podemos observar na figura 13. As medições são efetuadas por um circuito microcontrolador bastante preciso, que apresenta um output analógico e digital.



Figura 13 - Dual RC18 series PV

Os dados foram recolhidos a partir de agosto de 2023, com incidência nos meses de março, abril e maio de 2024, uma vez que só a partir de 10 de março é que foram recolhidos os dados referentes à potência de entrada do MPPT do inversor. Sucede que os dados recolhidos no mês de março apresentavam vários erros de leitura do sensor da irradiância, pois o mesmo tinha uma avaria, como pode ver-se da amostra dos dias 12 e 13 de março de 2024, que se junta a título exemplificativo, e que consta do seguinte gráfico:

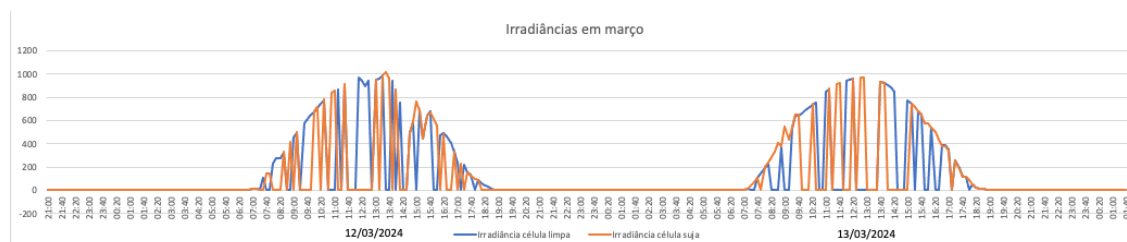


Figura 14 - Exemplo de 2 dias de março com erro nos sensores de irradiância

A figura 14 mostra que ao longo do dia e, designadamente, das horas solares, o valor da irradiância lido pelo sensor é zero, com uma frequência acima do que seria normal. O valor até poderia atingir zero, mas não com tanta frequência, nem com o desfasamento que se verifica entre ambas as medições (na célula limpa e na célula suja). Daqui pode concluir-se que esse resultado só pode ter ocorrido por erro no sensor, porquanto se fosse devido a uma causa natural (vg. nuvens) o valor de zero seria obtido em ambas as células em simultâneo, o que não se verifica.

Nesta conformidade, os dados considerados para efeito do presente estudo reportam-se apenas aos meses de abril e maio de 2024, por serem os únicos meses em que foi facultada a informação completa necessária e em que não ocorreram erros na leitura dos sensores com uma frequência comprometedora.

No mês de abril, em Valpaços, as temperaturas máximas sobem em 2°C, de 16°C a 18°C, raramente caindo abaixo de 10°C ou ultrapassando 25°C; as temperaturas mínimas sobem em 2°C de 7°C a 8°C, raramente caindo abaixo de 3°C ou ultrapassando 13°C.

A nebulosidade, nesse mês, permanece basicamente constante; a percentagem de tempo em que o céu fica encoberto ou quase encoberto é de cerca de 50% ao longo do mês.

No mês de maio, em Valpaços, as temperaturas máximas sobem em 5°C, de 18°C a 23°C, raramente caindo abaixo de 12°C ou ultrapassando 30°C; as temperaturas mínimas sobem em 3°C de 9°C a 12°C, raramente caindo abaixo de 5°C ou ultrapassando 16°C.

A nebulosidade, no mês de maio, decresce gradualmente; a percentagem de tempo em que o céu fica encoberto ou quase encoberto diminui de 49% para 41%.

A fonte das condições meteorológicas características, em abril e maio, em Valpaços, foi retirada do site *pt.weatherspark.com*, que indica como fonte dos dados uma análise estatística de relatórios horários históricos e reconstruções de modelo de 1 de janeiro de 1980 a 31 de dezembro de 2016.

Os dados recolhidos foram registados num documento fornecido pela empresa que, utilizando equipamentos e sensores próprios de um parque fotovoltaico, consegue exportar para um Excel os seguintes dados (de 10 em 10 minutos):

- Data e hora;
- Temperatura ambiente, em graus;
- Precipitação, em milímetros;
- Irradiância incidente medida numa célula limpa, em Watts por metro quadrado;
- Irradiância incidente medida numa célula suja, em Watts por metro quadrado;
- Potência em tempo real medida pelo inversor x, em KW que também é caracterizada como sendo a produção real para o inversor x.

Os dados apresentados no documento constam, inicialmente, num estado bruto e desestruturado, com pouca aptidão para trabalho direto, tendo exigido um processo de organização e sincronização antes da sua utilização.

A sincronização dos dados é fundamental ao analisar a produção de energia fotovoltaica (FV) por várias razões, posto que os dados recolhidos são variados, e cada um deles influencia a produção de energia.

Em primeiro lugar, quanto à temperatura e produção de energia, considerando que a temperatura ambiente afeta diretamente a temperatura da célula FV e esta afeta a eficiência da conversão de luz solar em eletricidade (células mais quentes geralmente produzem menos eletricidade para a mesma quantidade de luz solar), se os dados de temperatura não estiverem sincronizados com os dados de produção de energia, será difícil determinar o impacto real da temperatura na produção de energia.

Em segundo lugar, quanto à irradiância e produção de energia, a irradiância é diretamente proporcional à produção de energia pelo que, para calcular a eficiência e a produtividade

corretamente, os dados de irradiância precisam de estar alinhados com os dados de produção de energia. Qualquer desvio temporal pode levar a erros significativos na análise.

Em terceiro lugar, no que diz respeito à variabilidade diária, a irradiância solar muda continuamente ao longo do dia, desde o nascer ao pôr do sol; para entender como essa variável influencia a produção de energia ao longo do dia, é necessário que esses dados estejam sincronizados temporalmente, o que permite a criação de gráficos precisos e a deteção de padrões diários.

Em quarto lugar, a irradiância medida na célula limpa e na célula suja deve ser comparada em condições idênticas de luz e temperatura, para se perceber a perda de eficiência causada pela sujidade.

Por último, esta segunda etapa da metodologia (“Organização e sincronização dos dados”) assegura que a análise seja precisa e que os efeitos das diferentes variáveis possam ser corretamente correlacionados, o que permite a criação de modelos de produção fotovoltaica confiáveis, facilitando a deteção de padrões e “outliers”, e garante ainda que as decisões baseadas nesses dados sejam bem fundamentadas.

Assim, procedendo-se à organização e sincronização dos dados, os dados são apresentados com a seguinte estruturação:

Tabela 2 - Sincronização dos dados

Data e hora (dd/mm/yyyy hh:mm)	Precipitação (mm)	Temperatura ambiente (°C)	Irradiância medida na célula suja (W/m ²)	Irradiância medida na célula limpa (W/m ²)	Potência real medida no inversor x (kW)
:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:

Cumprir notar que os dados fornecidos se reportam a um mês completo. Ou seja, para cada mês organizam-se os dados pela tabela acima, e realiza-se uma análise para o mês em questão.

Antes de se iniciar a análise propriamente dita, é essencial garantir que os dados estejam devidamente organizados e sincronizados, conforme ilustrado na tabela 1. Esta organização inclui a verificação da integridade dos dados, a identificação e correção de “outliers” (valores atípicos), provenientes de qualquer erro de que possa ter sido alvo, e a harmonização dos diferentes conjuntos de dados para assegurar a coerência temporal e espacial.

Passa-se, de seguida, à terceira etapa (“Análise dos dados”). Esta constitui uma etapa crucial na metodologia de qualquer estudo, sendo responsável pela transformação dos dados brutos em informações significativas. Esta fase envolve a aplicação de técnicas estatísticas, a utilização de ferramentas de software e a interpretação de resultados de forma a responder às questões de pesquisa estabelecidas.

Para a base de dados em questão, começa-se por identificar e remover os valores mais erráticos, como foi explicado acima para justificar a não consideração dos dados obtidos no mês de março.

Para o período abrangido pelo estudo (abril e maio), removeu-se os valores de irradiância que apresentavam erro na medição (NAN - Not a Number) e que surgem no ficheiro de Excel com o valor exato 0 (e apenas esses). Com efeito, durante os períodos sem luz solar, a leitura dos sensores resultou em valores muito próximos de 0 (por exemplo, 0,02187 ou até -0,01243) e esses resultados foram tidos em conta na análise, por se aproximar do valor real de irradiância 0, e não configurar um erro do sensor.

4.1 Primeira abordagem

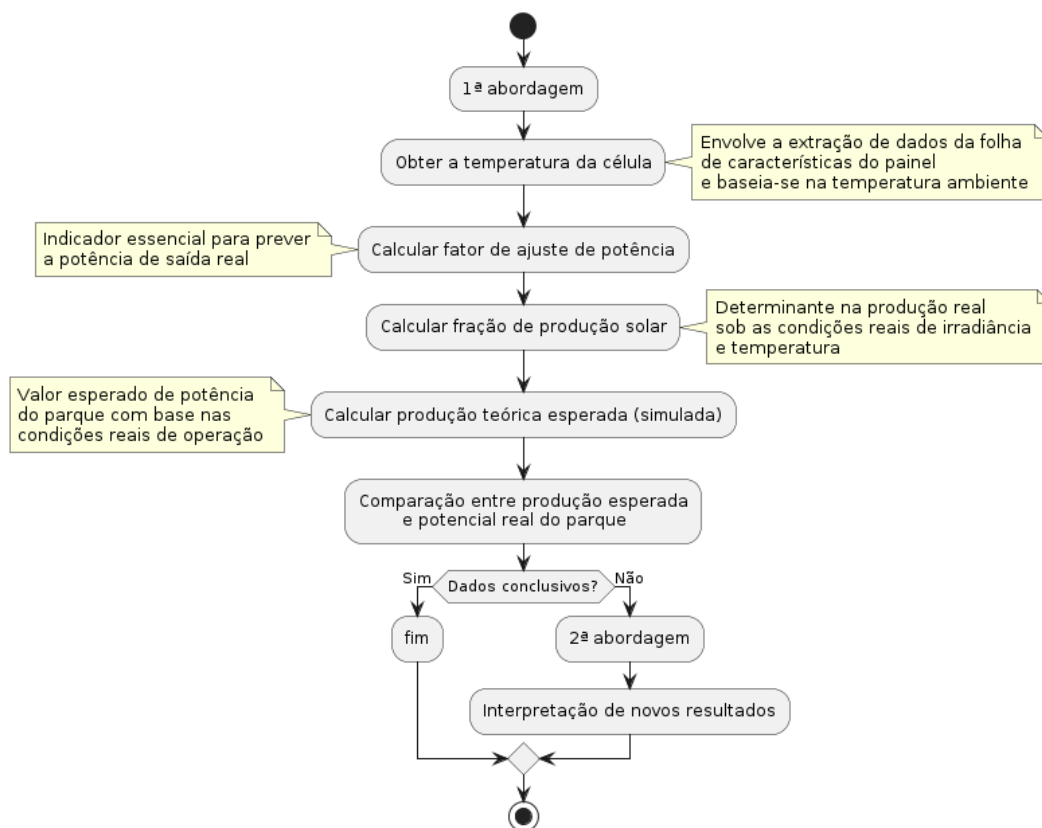


Figura 15 - Fluxograma da primeira abordagem

Após a análise prévia do conjunto de dados e com estes sincronizados, a primeira abordagem neste estudo foi o cálculo da potência teórica produzida convertida pelo inversor (produção esperada), para a irradiância medida na célula suja e temperatura ambiente respetivas. Esta abordagem irá indicar qual a potência esperada para as condições reais de irradiância do parque a cada instante. Este cálculo tem em conta algumas propriedades próprias dos painéis, e também a potência DC instalada inicialmente no inversor do parque fotovoltaico (tabela 1). Desta forma, é possível obter a potência teórica produzida através do conjunto das seguintes fórmulas (eqs 4.1 e eqs 4.2):

$$T_{Cel_{suja}} = T_{amb_t} + G_{suja} * \frac{NOCT - 20}{800} \quad (4.1)$$

$$T_{Cel_{limpa}} = T_{amb_t} + G_{limpa} * \frac{NOCT - 20}{800} \quad (4.2)$$

Sendo que para as expressões 4.1 e 4.2, a T_{Cel} é a temperatura da célula, limpa ou suja, em graus, para uma temperatura ambiente de T_{amb_t} , em graus, G é a irradiância de operação (uma para a suja e outra para a limpa), em W/m^2 , e $NOCT$ (Nominal Operating Cell Temperature) é o valor da temperatura nominal de funcionamento da célula, em graus, que pode ser extraído da folha de características do painel (cfr. anexo 1). $NOCT$ é definido como sendo a temperatura atingida pelas células em circuito aberto num módulo nas condições abaixo indicadas:

- Irradiância na superfície da célula = $G_{NOCT} = 800 W/m^2$
- Temperatura ambiente = $20^\circ C$
- Velocidade do vento = $1 m/s$

Os valores de $20^\circ C$ e $800 W/m^2$, representados nas equações 4.1 e 4.2, são os parâmetros base das condições $NOCT$, que representam a condição padrão usada para medir e comparar o desempenho de painéis solares em condições de operação reais, em vez de condições de laboratório.

De seguida, calcula-se um ajuste de potência para o painel conforme a temperatura da célula, com base nas seguintes expressões:

$$Ajuste Potência_{sujo} = 1 - \%T_c P_{MAX} * (T_{cel_{suja}} - 25) \quad (4.3)$$

$$Ajuste Potência_{limpo} = 1 - \%T_c P_{MAX} * (T_{cel_{limpa}} - 25) \quad (4.4)$$

Os módulos fotovoltaicos são geralmente classificados para uma potência máxima P_{MAX} a uma temperatura de $25^\circ C$ [temperatura referência usada para condições padrão de teste (STC)]. A

eficiência dos módulos, habitualmente, diminui à medida que a temperatura da célula aumenta, sendo este efeito quantificado pelo coeficiente de temperatura de potência máxima ($\%T_c P_{MAX}$), valor extraído da folha de características do painel.

O fator de ajuste de potência é essencial para prever a saída real de um módulo fotovoltaico sob diferentes condições de temperatura. Ao subtrair a percentagem de ajuste de 1 (100% da potência nominal), obtemos um fator multiplicativo que reduz (ou aumenta, se aplicável) a potência nominal de acordo com a variação da temperatura. Isto permite calcular a potência teórica esperada em condições reais de operação.

Dando continuidade ao cálculo da potência teórica, é necessário agora calcular a fração de produção. Esta determina a fração de produção de energia de um painel solar, pela célula suja ou pela célula limpa, em relação às condições padrão, multiplicando a percentagem da irradiância solar recebida pelo módulo, em comparação com as condições ideais, com o ajuste da potência devido à temperatura. Por outras palavras, é a fração de potência de saída ajustada de um painel solar sob condições reais de irradiância e temperatura, retratada nas seguintes expressões:

$$Fração\ Produção_{suja} = \frac{G_{tsuja}}{G_{STC}} * Ajuste\ Potência \quad (4.5)$$

$$Fração\ Produção_{limpa} = \frac{G_{tlimpa}}{G_{STC}} * Ajuste\ Potência \quad (4.6)$$

Em que:

- G_{tsuja} - Irradiância em tempo real medida pela célula suja para o instante t
- G_{STC} - Irradiância solar em condições de teste (STC) = 1000 W/m²
- G_{tlimpa} - Irradiância em tempo real medida pela célula limpa para o instante t

Com isto, é possível agora calcular a potência teórica esperada para o inversor, para cada instante, que é traduzida na produção “suja” ou “limpa” estimada. Esta é obtida através da seguinte expressão:

$$Prod_{simulada_{suja}} = P_{DC_{instalada}} * Fração\ Produção_{suja} \quad (4.7)$$

$$Prod_{simulada_{limpa}} = P_{DC_{instalada}} * Fração\ Produção_{limpa} \quad (4.8)$$

Em que:

- $P_{DC_{instalada}}$ - Potência DC total instalada por inversor, como referido anteriormente.

Importa sublinhar que os cálculos acima referidos foram efetuados para calcular a produção teórica com base tanto na irradiância incidente na célula suja como na irradiância incidente na célula limpa. Isto vai ser importante na comparação entre a produção de energia esperada produzida quer pela célula limpa quer pela célula suja. Desde logo, esta comparação poderia fornecer alguma informação sobre a sujidade, com base na diferença de produção entre ambas.

Após estes passos, realiza-se uma comparação entre a produção suja simulada, a produção limpa simulada e a produção real medida pelo inversor, através de um gráfico de linhas. Esta observação permite que se consiga avaliar e interpretar os resultados com insights valiosos, podendo ajudar o agente de decisão na ação seguinte.

No seguimento desta metodologia, passa-se, então, à quarta e última fase (“Interpretação dos Resultados”). Era expectável que a produção suja simulada se aproximasse mais da produção real, e, por outro lado, que a produção limpa simulada apresentasse uma discrepância, significativa ou não, com a produção real, devido ao fator da sujidade. No entanto, como será explicado e aprofundado pormenorizadamente no capítulo adiante, neste concreto caso de estudo, tal não aconteceu, o que fez com que esta primeira abordagem não fosse conclusiva. Tal determinou a necessidade de encontrar uma nova abordagem ao tema.

4.2 Segunda abordagem

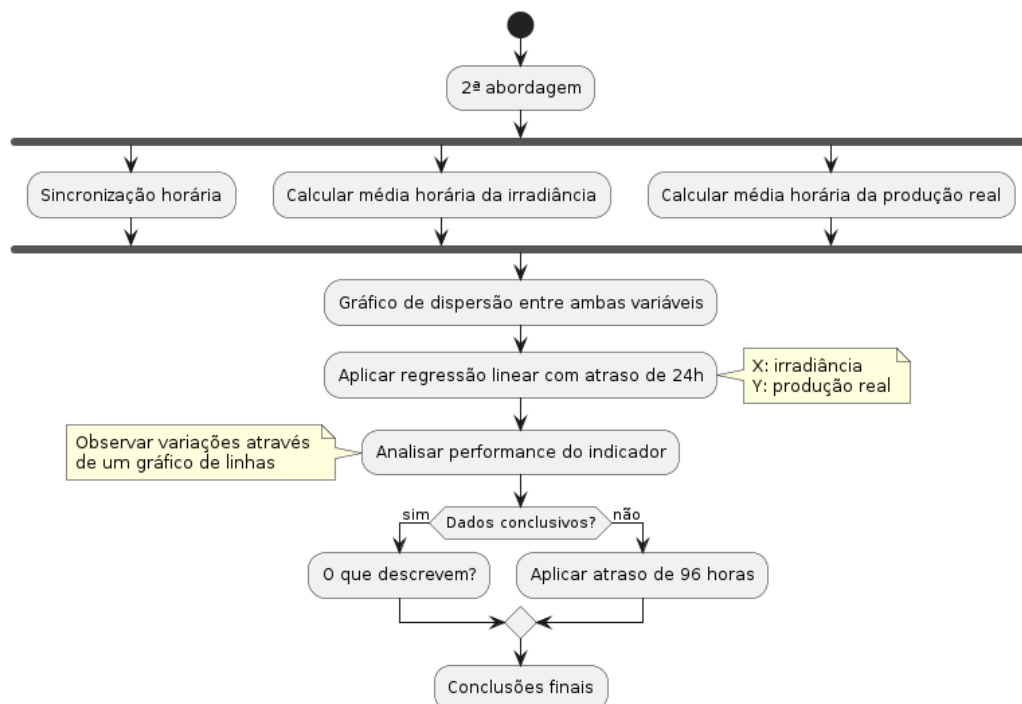


Figura 16 - Fluxograma da segunda abordagem

Embora a primeira abordagem tenha fornecido algumas informações relevantes sobre a produção da energia no parque fotovoltaico, os resultados obtidos não foram suficientemente conclusivos para conseguir resolver o tema em questão: “*Maximização da produção de energia num parque fotovoltaico com base no nível da sujidade dos painéis*”. Desta forma, foi necessário desenvolver uma nova abordagem para superar as limitações encontradas, tais como inconsistências nos dados e falta de precisão nas medições, e alcançar resultados mais robustos.

A nova abordagem foi desenvolvida com o objetivo de incorporar novos fatores de análise, e conseguir responder à relação entre a produção de energia e a irradiância. Atendendo a que os resultados da produção simulada suja e limpa não foram perentórios, recorreu-se à técnica de regressão linear como um dos principais métodos de análise de dados para investigar a relação entre o nível de sujidade dos painéis e a produção fotovoltaica.

4.2.1 Introdução à regressão linear

A regressão linear é uma técnica amplamente utilizada em estudos científicos e de engenharia devido à sua simplicidade e eficácia em revelar relações lineares entre variáveis. Este método define um conjunto vasto de técnicas estatísticas usadas para modelar, através de uma reta, relações entre variáveis e prever o valor de uma ou mais variáveis dependentes (ou de resposta) - neste caso, a produção de energia - a partir de um conjunto de variáveis independentes (ou preditoras) - neste caso, a irradiância. A esta reta dá-se o nome de reta de regressão. No caso em apreço só existe uma variável independente, pelo que estamos perante um modelo de regressão linear simples.

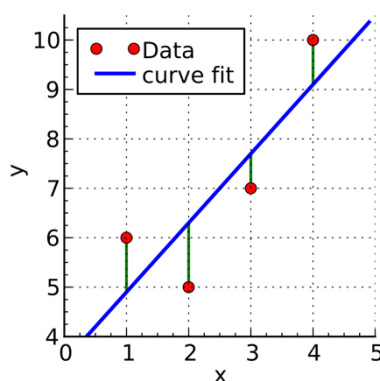


Figura 17 - Regressão linear

A equação básica da regressão linear simples é a seguinte:

$$y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon \quad (4.9)$$

Em que:

- y - Variável de resposta ou dependente
- β_0 e β_1 - Parâmetros da regressão desconhecidos (a estimar)
- X - Variável independente ou preditora
- ε - Termo de erro que representa as variações em y não explicadas pela relação linear com x .

Após uma pequena introdução ao modelo de regressão linear, esta segunda parte do capítulo serve para demonstrar os passos para esta abordagem alternativa. Seguindo a mesma ordem de ideias da primeira abordagem, procedeu-se à organização e sincronização dos dados. No entanto, os mesmos foram organizados segundo a seguinte tabela:

Tabela 3 - Organização atualizada dos dados

Data	Hora	Média horária da Irradiância medida na	Média horária da Potência real medida no
	(hh)	célula suja (W/m^2)	inversor x (kW)
:	:	:	:
:	:	:	:

Uma vez que os dados são recolhidos de 10 em 10 minutos, a *hora* representa a hora do dia (00 às 23 com steps de 1 hora), para a qual é realizada a média dos valores de irradiância, bem como a média dos valores da potência real. Ou seja, das hh:00 até as hh:50, é realizada uma média aritmética para os valores de irradiância e potência respetivos, como é apresentado no exemplo seguinte:

Tabela 4 - Exemplo de dados antes do cálculo da média

Data	Hora (hh:mm)	Irradiância medida na célula suja (W/m^2)	Potência real medida no inversor x (kW)
:	00:00	x_1	y_1
:	00:10	x_2	y_2
:	00:20	x_3	y_3
:	00:30	x_4	y_4
:	00:40	x_5	y_5
:	00:50	x_6	y_6

Com os dados organizados como apresentados na tabela 4, os mesmos são preparados realizando as médias da seguinte forma:

Tabela 5 - Procedimento para a realização da média

Data	Hora	Média horária da Irradiância medida na	Média horária da Potência real medida no
	(hh)	célula suja (W/m^2)	inversor x (kW)
:	00	$\frac{x1 + x2 + x3 + x4 + x5 + x6}{6}$	$\frac{y1 + y2 + y3 + y4 + y5 + y6}{6}$
:	01	:	:

Para esta abordagem, apenas é utilizada a irradiância medida na célula suja e a produção real. Por um lado, a irradiância medida na célula suja é a que melhor se aproxima da simulação da produção supondo os painéis com uma sujidade mais realista. Por outro lado, a produção real é a resposta dependente às variações de irradiância. Com isto, aplica-se um gráfico de dispersão entre as duas variáveis para se obter, visualmente, a correlação entre ambas.

Com os dados já prontos para realizar uma análise através da regressão linear, aplica-se a reta de equação com um atraso de 24 horas. Ou seja, a análise é focada no dia anterior (últimas 24 horas) para conseguir fornecer previsões de curto prazo (interpretação da resposta da produção com a variação da irradiância), o que também permite uma avaliação atualizada das condições solares e ambientais (sujidade), e a sua influência direta na produção.

Para modelar a relação entre a irradiância (variável independente, X) e a produção real (variável dependente, y) aplicou-se a função LINEST (do Excel) a partir da primeira hora do segundo dia do mês até ao último dia do segundo mês, com base nos dados das últimas 24 horas. A função LINEST é uma ferramenta de regressão linear que calcula os coeficientes da equação da linha de melhor ajuste.

Com base na equação 4.8 (regressão linear):

- y - Média horária da produção real
- X - Média horária da irradiância medida na célula suja
- β_0 e β_1 - Parâmetros resultantes da equação da reta de melhor ajuste.

O objetivo desta análise é conseguir perceber de que forma é que a produção real varia com a irradiância. Traçando um gráfico de linhas ao longo de todos os valores β_1 da equação da reta, é possível analisar a performance de dia para dia. Variações mais bruscas no gráfico podem representar algum tipo de anomalia.

O coeficiente angular (β_1) representa a taxa de variação de y em relação a x . Especificamente:

- $\beta_1 > 0$ - Relação positiva entre X e y ; à medida que X aumenta, y também tende a aumentar;
- $\beta_1 = 0$ - Não existe relação linear entre X e y ;
- $\beta_1 < 0$ - Relação negativa entre X e y ; à medida que X aumenta, y tende a diminuir.

Variações em β_1 :

- Picos: um aumento súbito no valor de β_1 pode indicar um período em que a variável dependente (produção) responde de forma mais acentuada à variável independente (irradiância), sendo que um pico pode representar um período de alta eficiência.
- Vales: uma diminuição no valor de β_1 pode indicar um período em que a variável dependente é menos reativa à variável independente, possivelmente devido a problemas ou ineficiências no sistema.

Tendências:

- Tendência ascendente: se os valores de β_1 aumentam consistentemente ao longo do tempo, isso poderá indicar uma melhoria gradual na relação entre as variáveis, como um aumento na eficiência.
- Tendência descendente: uma queda contínua nos valores de β_1 poderá representar uma anomalia na relação entre as variáveis, talvez devido ao desgaste do sistema ou devido à sujidade.

Estabilidade:

- Valores estáveis: Valores de β_1 que permanecem relativamente constantes sugerem uma relação estável entre as variáveis ao longo do tempo.
- Valores flutuantes: Flutuações significativas podem indicar variabilidade na eficiência ou outros fatores (vg. sujidade) que afetam a relação entre as variáveis.

Tendo em conta que a análise para as últimas 24 horas não foi totalmente conclusiva em relação à sujidade, como será exposto, com mais detalhe, no próximo capítulo, procedeu-se à realização da mesma análise, alterando o atraso para 96 horas (4 dias anteriores). Deste modo, o gráfico de linhas apresentará, ou não, variações mais suaves, representando tendências ascendentes ou descendentes, que podem ser justificadas pela sujidade.

O atraso de 24 horas explica se a irradiância de um dia tem um efeito diferido na produção de energia do dia seguinte. Isso torna-se relevante em contextos em que a resposta do sistema FV não é imediata e pode ser influenciada por condições acumuladas ou fatores externos.

Em suma, resumidamente, o foco principal desta abordagem foi conseguir perceber o seguinte: se, no início do mês, uma irradiância de $X \text{ W/m}^2$ foi responsável pela produção de $y \text{ kW}$, depois de determinado período, dentro dos dois meses, qual seria a produção esperada y para a mesma irradiância X ?

Através do gráfico de linhas da regressão linear (figura 18), é possível observar a resposta esperada da produção à variação da variável independente, neste caso, a irradiância. No caso de uma linha descendente contínua, pode afirmar-se que a principal causa é a sujidade. No entanto, como veremos no capítulo 5, tal não acontecerá de forma acentuada. Com efeito, é apresentado um exemplo do gráfico de linhas da regressão linear para o inversor 3_1, escolhido aleatoriamente:

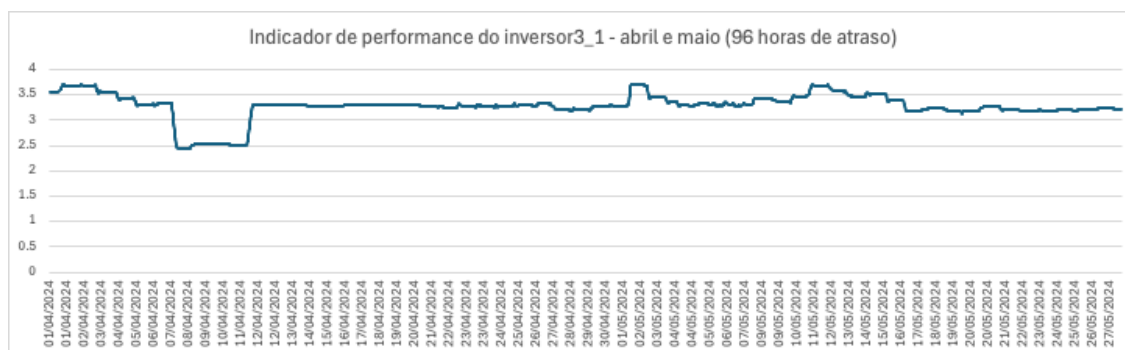


Figura 18 - Exemplo do gráfico de linhas da regressão linear para o inversor 3_1

5 Aplicação ao Caso de Estudo

Neste capítulo apresenta-se a aplicação da metodologia desenvolvida no capítulo 4 ao caso de estudo em apreço. O objetivo deste capítulo é demonstrar a viabilidade das abordagens teóricas quando aplicadas num contexto prático e analisar os resultados obtidos.

Iniciar-se-á por relembrar os principais aspetos do caso de estudo e a preparação dos dados para a análise. De seguida, será detalhada a aplicação de cada uma das abordagens metodológicas, discutindo os cálculos realizados e os resultados obtidos. O capítulo será concluído com uma comparação crítica entre as abordagens, destacando as respetivas vantagens e limitações, e discutindo as implicações dos resultados para a prática e a pesquisa futura.

Como já referido, parque fotovoltaico de Valpaços, localizado no norte de Portugal, possui uma capacidade instalada de cerca de 40 MWp em potência DC e 34 MVA em potência AC, distribuída por mais de 70.000 painéis solares. O parque utiliza 10 inversores, com uma potência unitária de 3,437 MVA, e, com base num inversor central, realiza leituras e medições internas otimizadas de potência (MPPT) a cada 10 minutos.

O estudo foi realizado nos meses de abril e maio de 2024, e os dados recolhidos foram apresentados e explicados no capítulo anterior. Com base nisso, seguindo a metodologia da figura 12, após a recolha de dados, procede-se à sua organização e sincronização, como mostra a figura seguinte:

Data e hora	Data	Hora	Precipitação (mm)	Temperatura ambiente (°C)	Irradiância célula suja (W/m2)	Irradiância célula limpa (W/m2)	Produção Inversor 1_1	...	Produção Inversor 5_2
01/04/2024 00:00	01/04/2024	00:00	0.4	4.248	-0.016725	-0.071766	0	...	0
01/04/2024 00:10	01/04/2024	00:10	0.4	4.248	0.063131	-0.071764	0	...	0
01/04/2024 00:20	01/04/2024	00:20	0.2	4.215	-0.016724	0.0090238	0	...	0
01/04/2024 00:30	01/04/2024	00:30	0	4.273	-0.096574	-0.071761	0	...	0
01/04/2024 00:40	01/04/2024	00:40	0	4.273	-0.016722	-0.071756	0	...	0
01/04/2024 00:50	01/04/2024	00:50	0	4.24	-0.016721	-0.07175	0	...	0
01/04/2024 01:00	01/04/2024	01:00	0	4.24	-0.09656	-0.071751	0	...	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
01/04/2024 10:00	01/04/2024	10:00	1770	5.613	476.085	488.069	943.144	...	933.751
01/04/2024 10:10	01/04/2024	10:10	1492	6.819	306.831	309.023	1006.13	...	974.949
01/04/2024 10:20	01/04/2024	10:20	1532	7.171	51.8202	52.4515	631.818	...	176.441
01/04/2024 10:30	01/04/2024	10:30	1280	7.508	124.883	125.535	338.765	...	349.531

Figura 19 - Organização e sincronização dos dados recolhidos para o mês de abril

Note-se que a linha de intervalo representada na figura 19 por “:” foi introduzida em substituição dos dados das horas em falta, devendo ser lido como indicando os dados sincronizados de 10 em 10 minutos.

Atendendo a que os valores dos dados de precipitação, temperatura ambiente, irradiância medida na célula suja e irradiância medida na célula limpa são coerentes para todo o parque,

para se efetuar uma análise precisa e concreta da potência real dos inversores, é necessário recorrer à sincronização dos valores de potência DC, medidos por cada inversor, uma vez que são estes que representam a produção.

Como também podemos observar na figura, existem alguns valores de irradiância negativos (que podem implicar erros de medição e calibração ou erros de processamento). Contudo, como foi abordado no capítulo anterior, estes valores aproximam-se muito de 0 e aparecem em alturas do dia onde não há, efetivamente, irradiação solar. Donde, estes valores sejam na mesma considerados para o estudo, posto que não interferem na avaliação nem observação gráfica, como é mostrado na figura seguinte:



Figura 20 - Irradiância para dois dias exemplares de abril

Como pode observar-se na figura, as horas em que a irradiância aparece com valor negativo são representadas por 0.

Foi seguido o mesmo procedimento para o mês de maio, cujos resultados constam da figura 21.

Data e hora	Data	Hora	Precipitação (mm)	Temperatura ambiente (°C)	Irradiância célula suja (W/m²)	Irradiância célula limpa (W/m²)	Produção inversor 1	...	Produção inversor 5
01/05/2024 00:00	01/05/2024	00:00	0	5.775	-0.016711	-0.07171	0	...	0
01/05/2024 00:10	01/05/2024	00:10	0	5.775	0.06308	-0.071707	0	...	0
01/05/2024 00:20	01/05/2024	00:20	0	5.568	0.063082	-0.071709	0	...	0
01/05/2024 00:30	01/05/2024	00:30	0	5.568	-0.016714	-0.07172	0	...	0
01/05/2024 00:40	01/05/2024	00:40	0	5.446	-0.016717	-0.071736	0	...	0
01/05/2024 00:50	01/05/2024	00:50	0	5.292	-0.016721	-0.07175	0	...	0
01/05/2024 01:00	01/05/2024	01:00	0	4.948	-0.016719	-0.071747	0	...	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
01/05/2024 10:00	01/05/2024	10:00	1562	7.519	991.295	1003.97	943.144	...	2999.328
01/05/2024 10:10	01/05/2024	10:10	1446	7.977	287.053	288.951	1006.13	...	950.195
01/05/2024 10:20	01/05/2024	10:20	1423	7.172	203.721	205.65	631.818	...	754.554
01/05/2024 10:30	01/05/2024	10:30	1532	6.968	891.596	903.432	338.765	...	3001.865
01/05/2024 10:40	01/05/2024	10:40	1532	6.968	873.47	885.411	594.126	...	2992.558

Figura 21 - Organização e sincronização dos dados recolhidos para o mês de maio

5.1 Primeira abordagem

Após a sincronização dos dados e feito o enquadramento com as condições reais de operação, é possível desencadear os procedimentos necessários à primeira abordagem. Nesse âmbito, o primeiro passo a efetuar é o cálculo da temperatura da célula limpa e suja com base na temperatura ambiente (eqs 4.1 e 4.2). De seguida, calcula-se o fator de ajuste de potência

(eqs 4.3 e 4.4), a fração de produção suja e limpa (eqs 4.5 e 4.6) e, finalmente, a produção teórica (eqs 4.7 e 4.8). Esta última é calculada individualmente para cada inversor, uma vez que depende do valor da potência instalada (tabela 1). Estes valores são todos calculados para o mês completo simultaneamente.

Conseguindo obter o parâmetro desejado para esta abordagem (produção teórica), procede-se à comparação entre a produção teórica suja e limpa *versus* produção real ou, por outras palavras, potência esperada suja e limpa *versus* potência real. Esta análise foi feita com base num gráfico de linhas que, ao longo do mês, conseguiu espelhar, de forma plausível, o funcionamento de cada inversor.

Os gráficos obtidos nesta primeira abordagem retratam, para cada inversor, os meses de abril e maio, e para melhor apreensão e perceção, excertos de três dias de cada um deles. Para o mês de abril utilizaram-se, a título exemplificativo, os dias 14, 15 e 16; para o mês de maio, optou-se pelos dias 5, 6 e 7.

Estes excertos retirados de cada gráfico e apresentados imediatamente a seguir ao mesmo visam demonstrar, com mais clareza, as diferenças entre as linhas de produção real (cor azul), produção suja (cor laranja) e produção limpa (cor verde), dado que no gráfico do mês completo não são tão visíveis e suficientemente perceptíveis.

→ Abril:

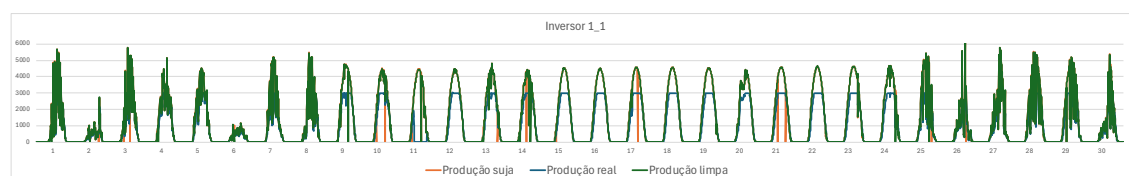


Figura 22 - Produções para o inversor 1_1 ao longo do mês de abril

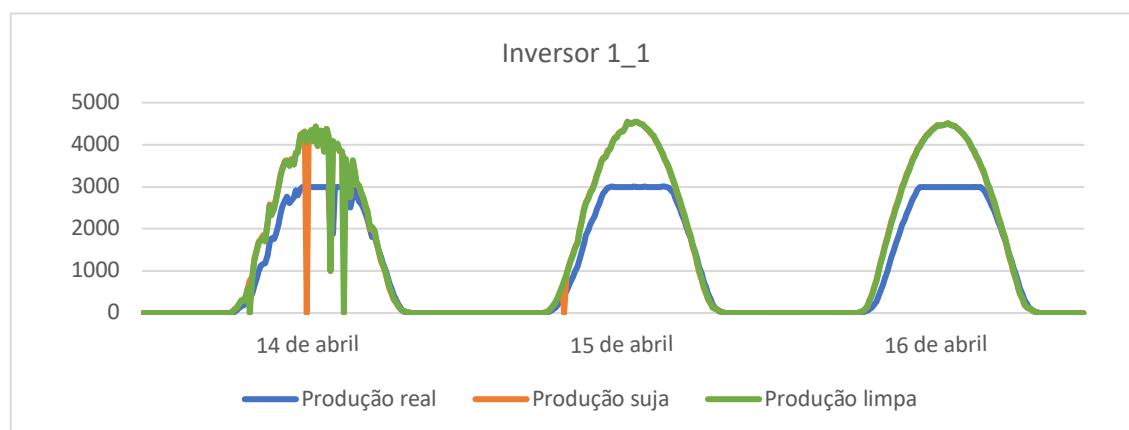


Figura 23 - Produções para o inversor 1_1 em três dias de abril

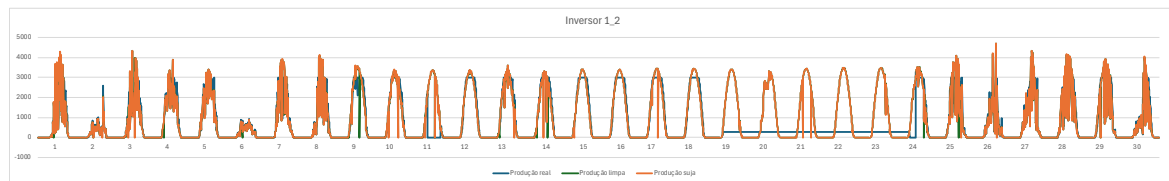


Figura 24 - Produções para o inversor 1_2 ao longo do mês de abril

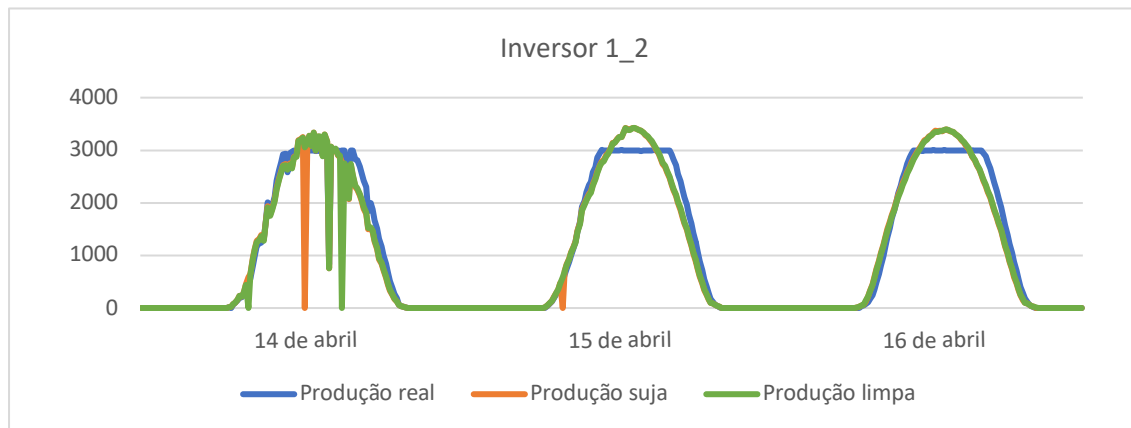


Figura 25 - Produções para o inversor 1_2 em três dias de abril

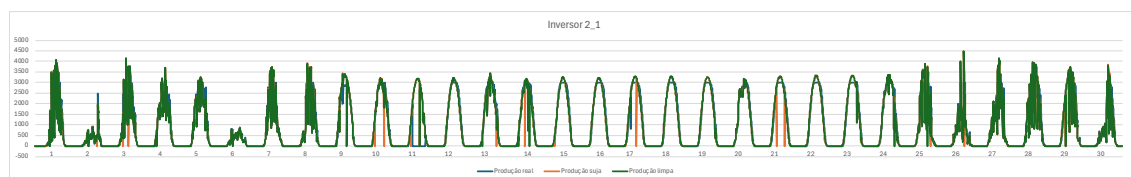


Figura 26 - Produções para o inversor 2_1 ao longo do mês de abril

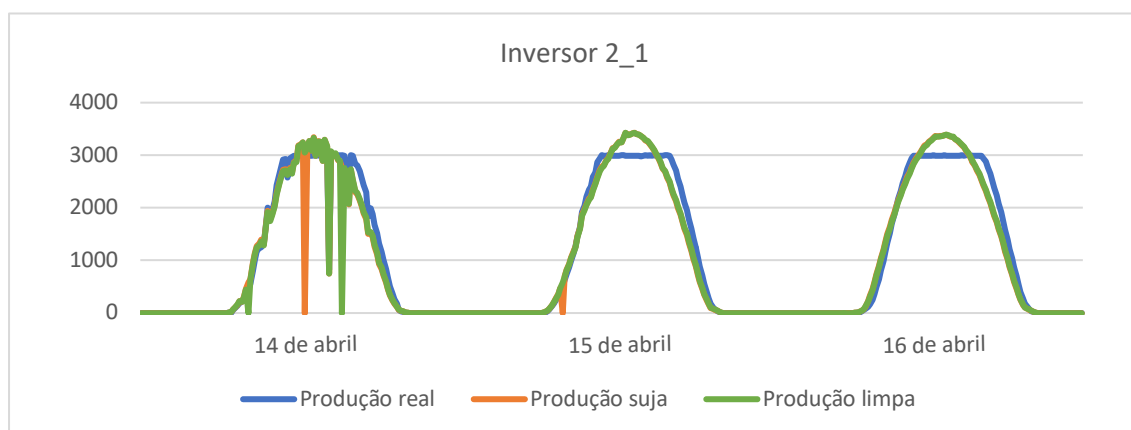


Figura 27 - Produções para o inversor 2_1 em três dias de abril

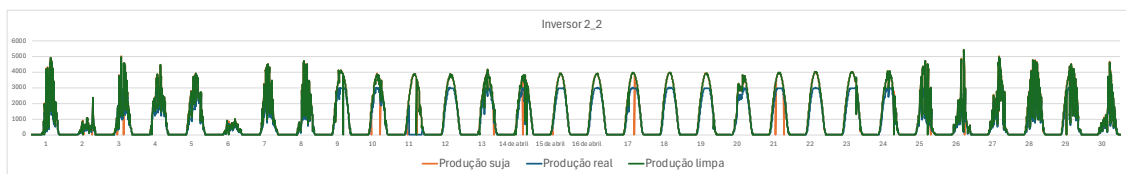


Figura 28 - Produções para o inversor 2_2 ao longo do mês de abril

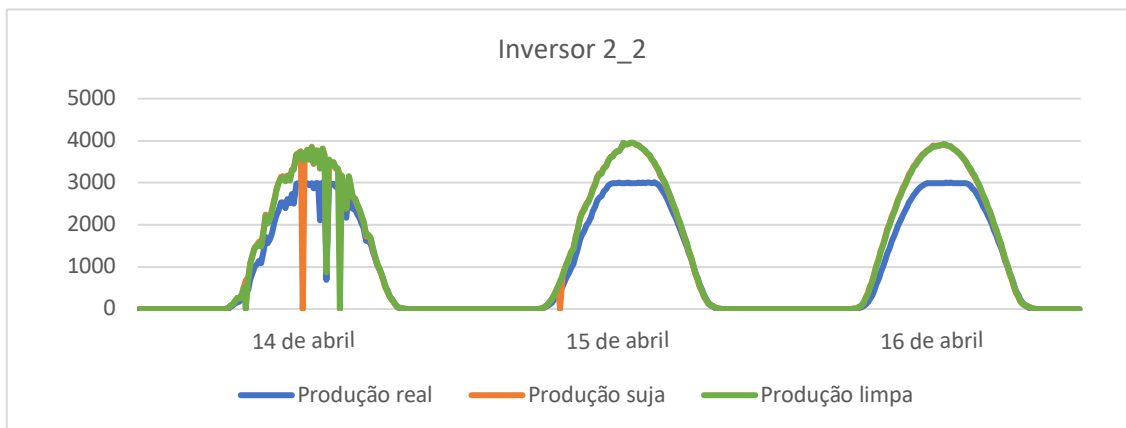


Figura 29 - Produções para o inversor 2_2 em três dias de abril

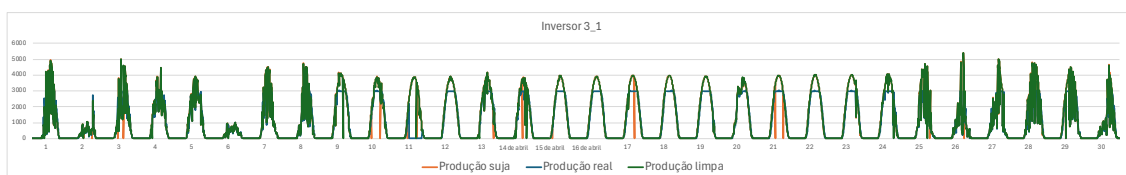


Figura 30 - Produções para o inversor 3_1 ao longo do mês de abril

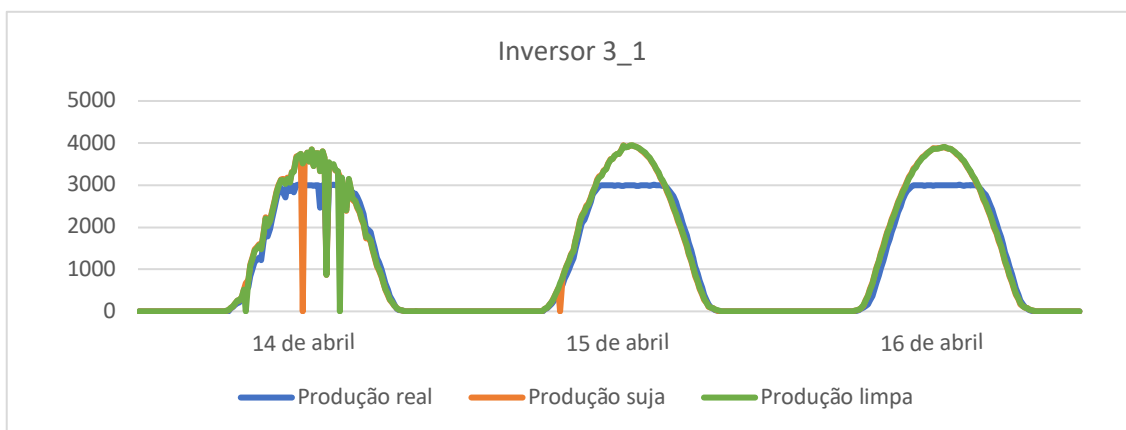
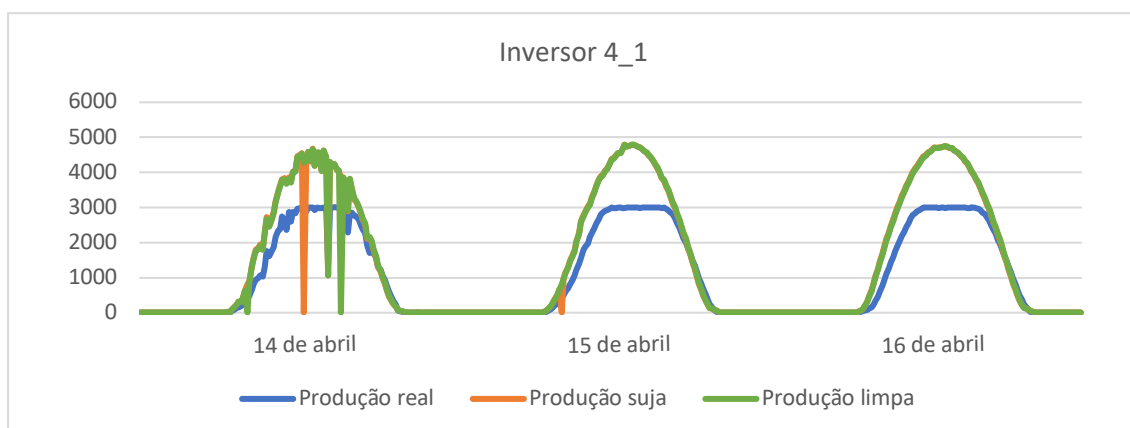
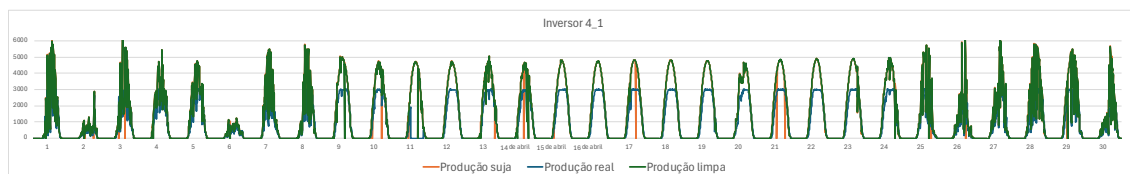
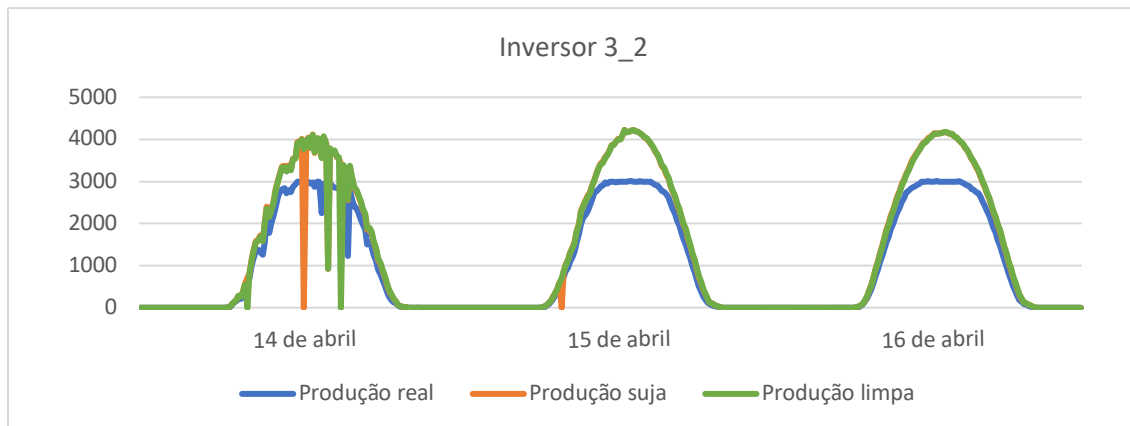
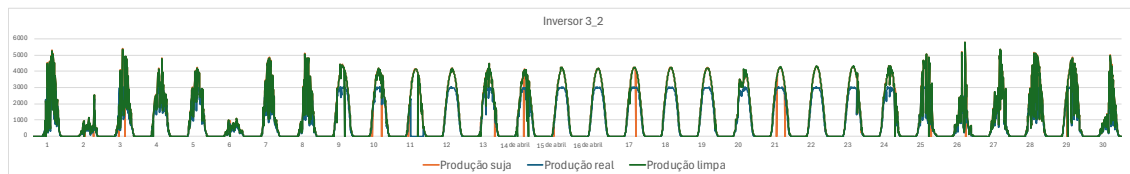


Figura 31 - Produções para o inversor 3_1 em três dias de abril



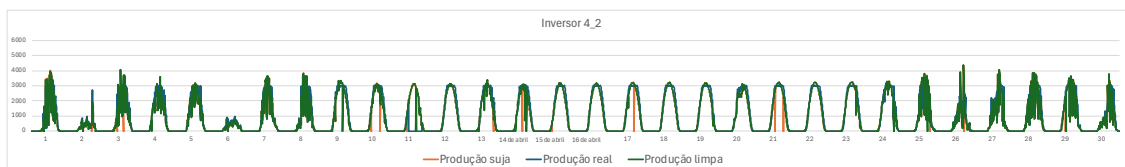


Figura 36 - Produções para o inversor 4_2 ao longo do mês de abril

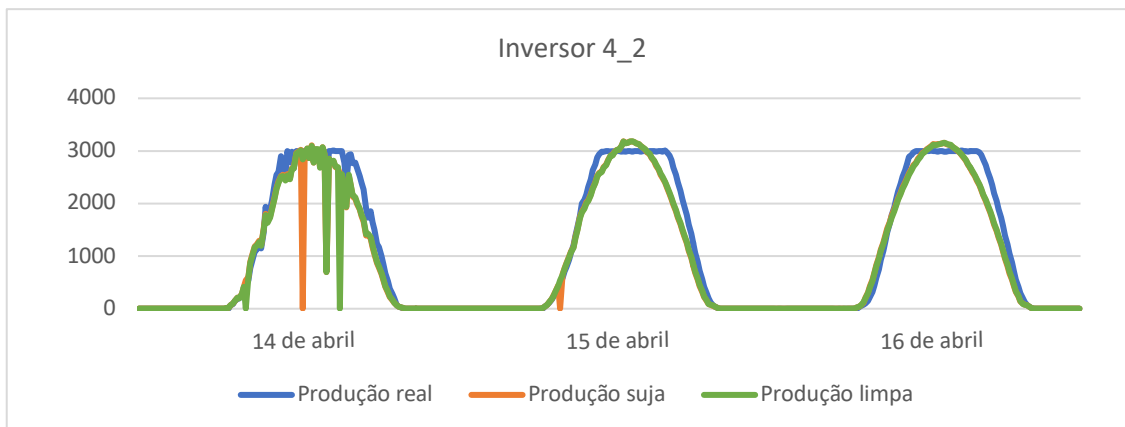


Figura 37 - Produções para o inversor 4_2 em três dias de abril

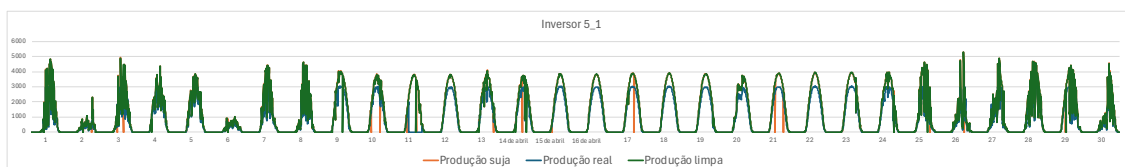


Figura 38 - Produções para o inversor 5_1 ao longo do mês de abril

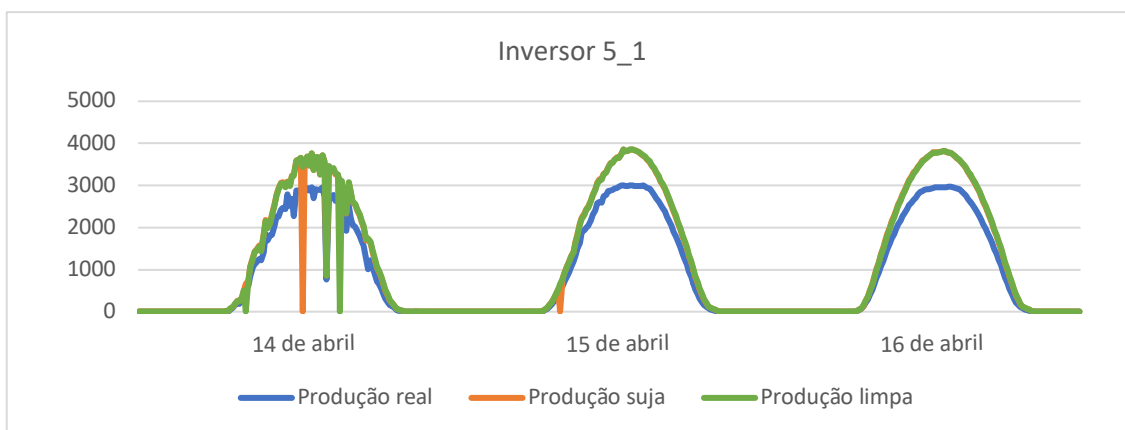
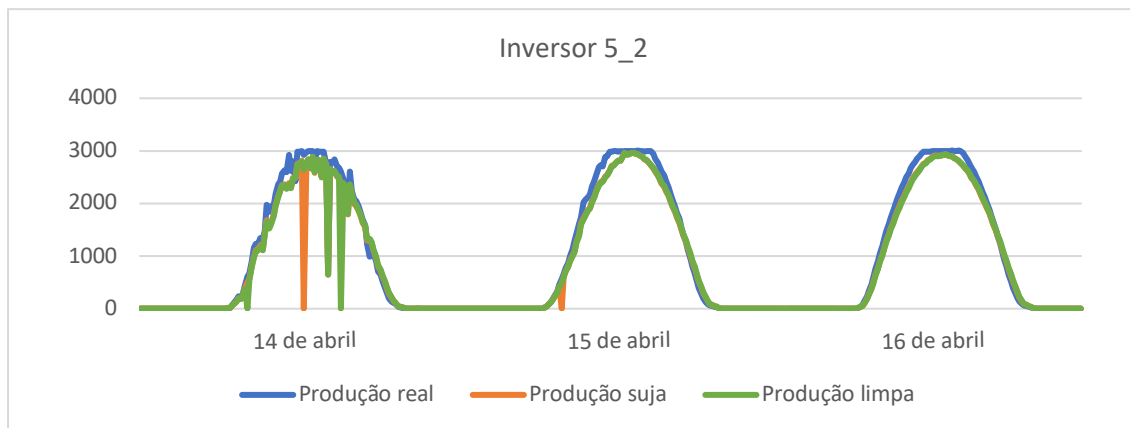
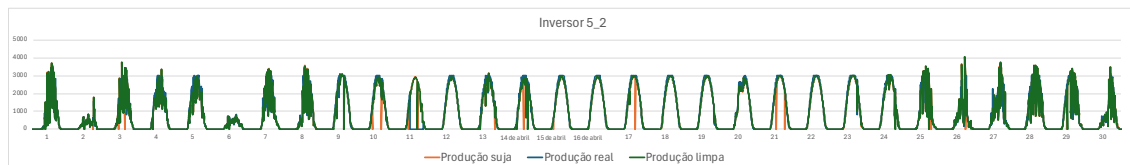
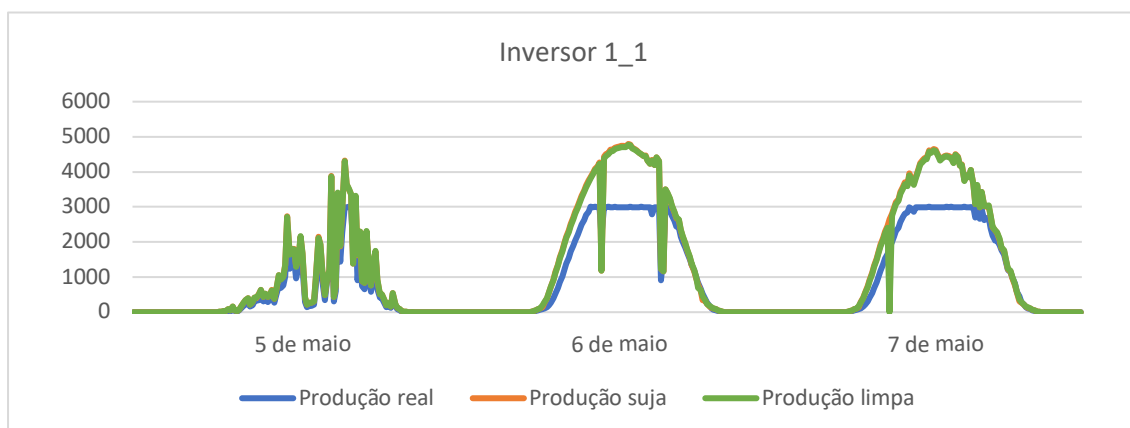
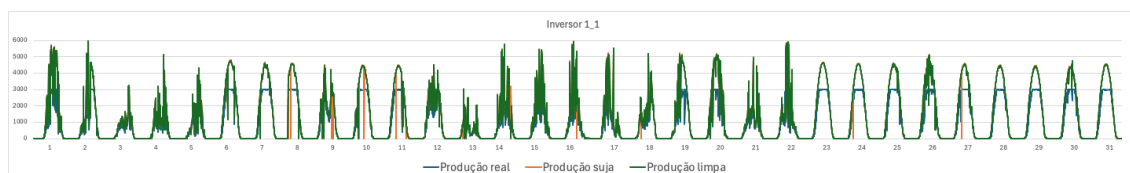


Figura 39 - Produções para o inversor 5_1 em três dias de abril



→ Maio:



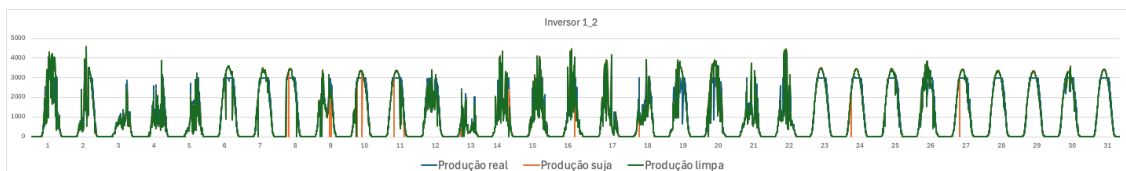


Figura 44 - Produções para o inversor 1_2 ao longo do mês de maio

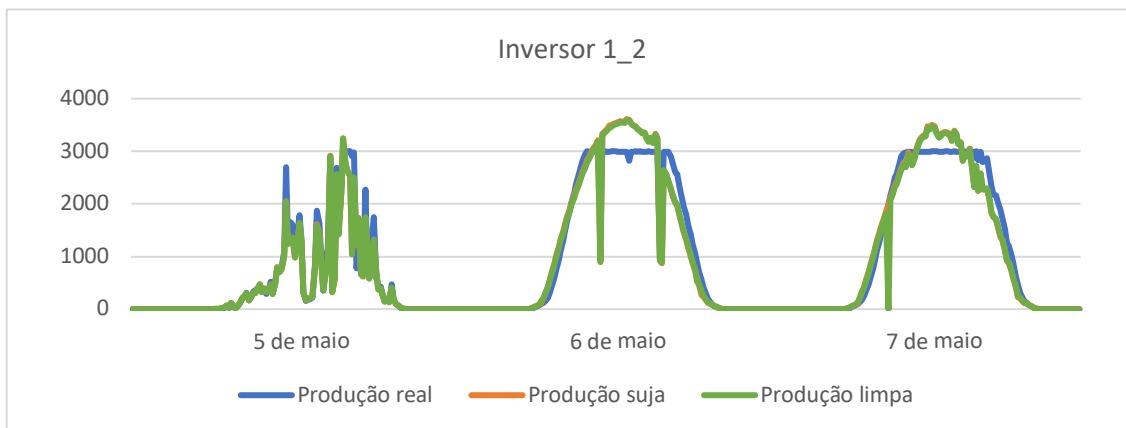


Figura 45 - Produções para o inversor 1_2 em três dias de maio

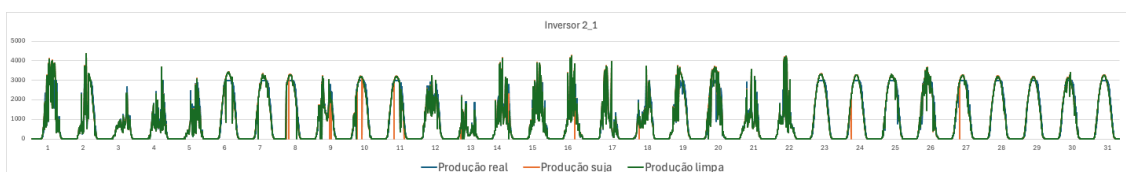


Figura 46 - Produções para o inversor 2_1 ao longo do mês de maio

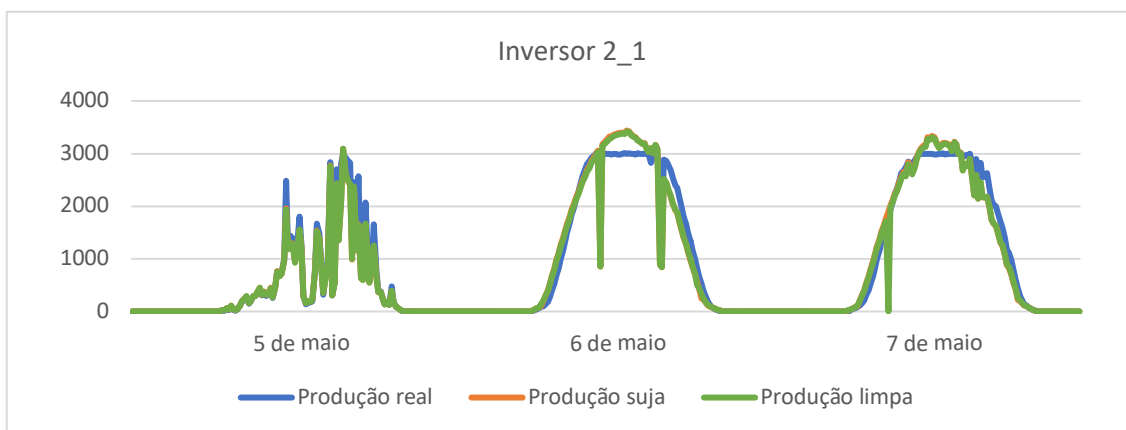


Figura 47 - Produções para o inversor 2_1 ao longo do mês de maio

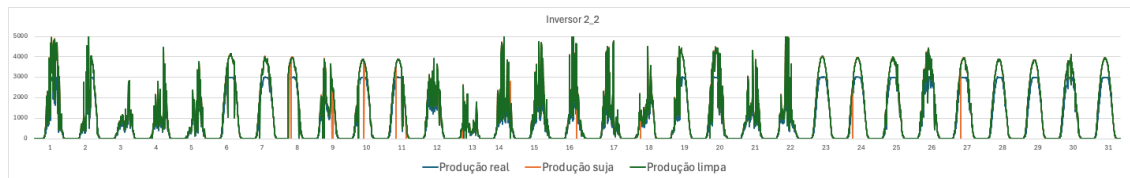


Figura 48 - Produções para o inversor 2_2 ao longo do mês de maio

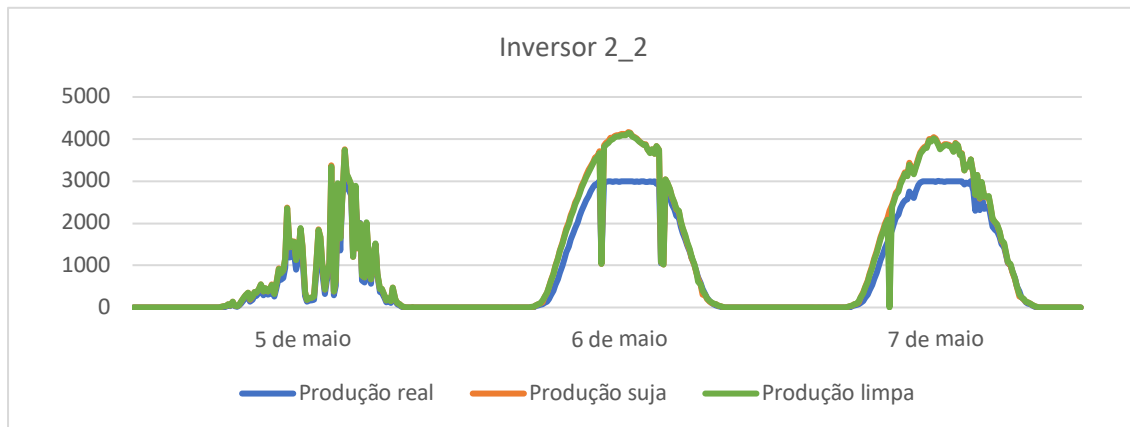


Figura 49 - Produções para o inversor 2_2 ao longo do mês de maio

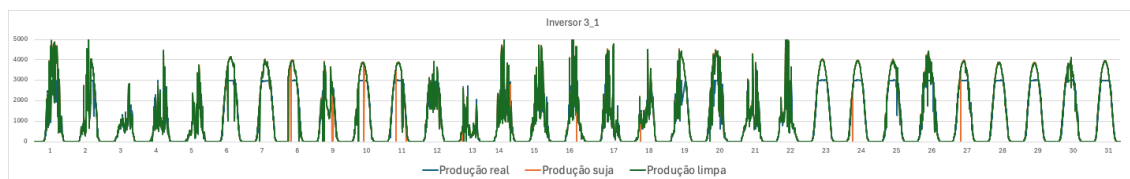


Figura 50 - Produções para o inversor 3_1 ao longo do mês de maio

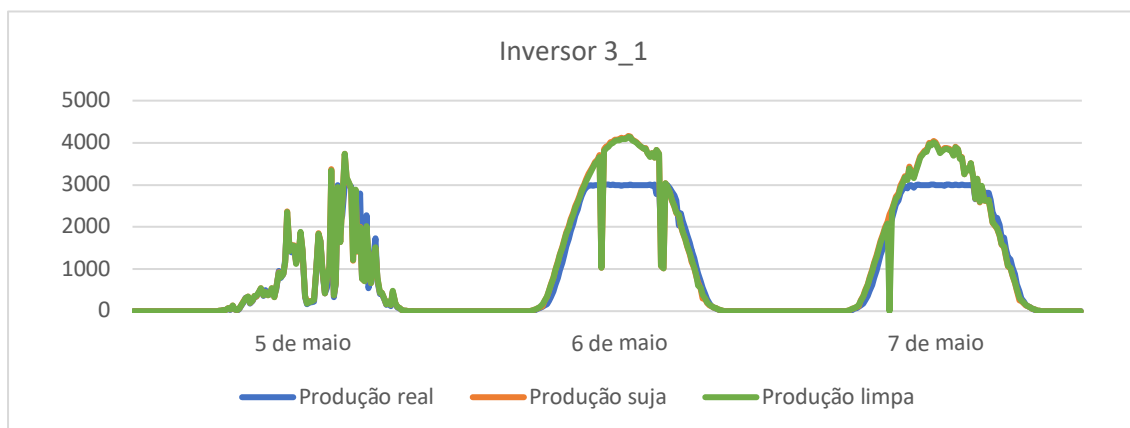


Figura 51 - Produções para o inversor 3_1 ao longo do mês de maio

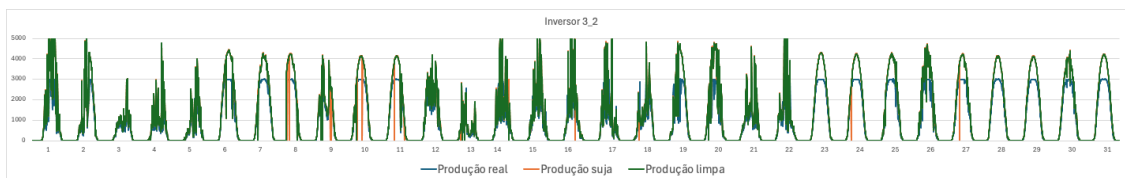


Figura 52 - Produções para o inversor 3_2 ao longo do mês de maio

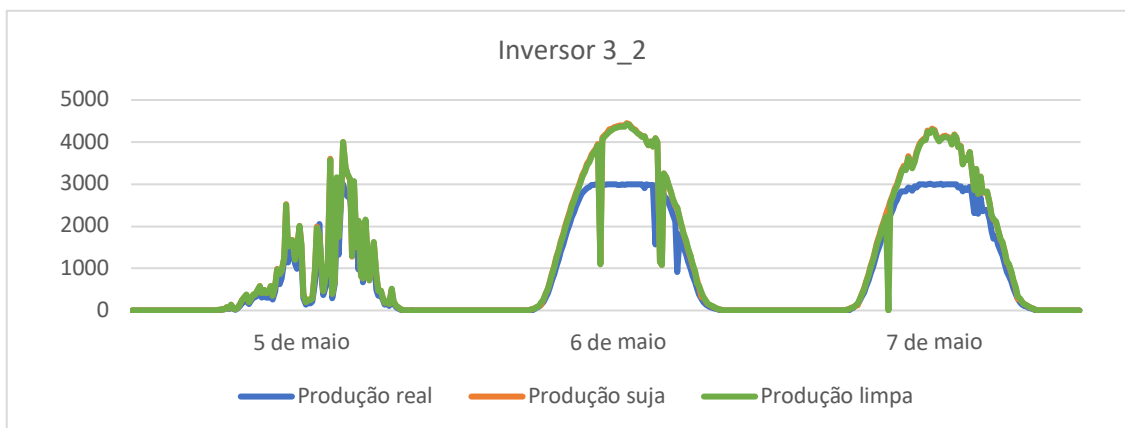


Figura 53 - Produções para o inversor 3_2 ao longo do mês de maio

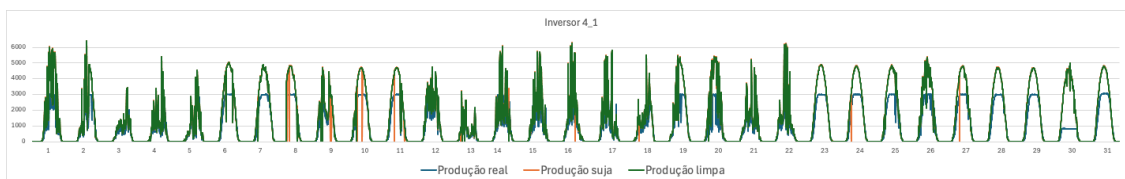


Figura 54 - Produções para o inversor 4_1 ao longo do mês de maio

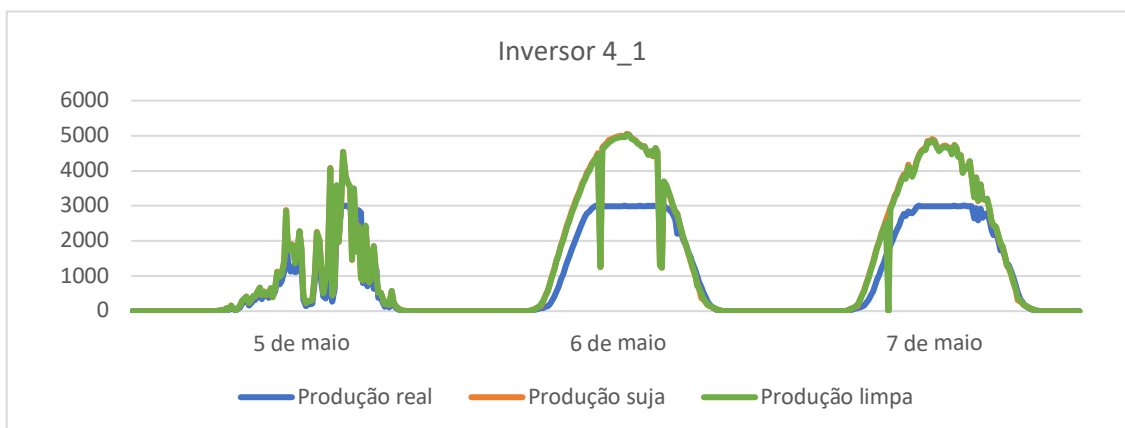


Figura 55 - Produções para o inversor 4_1 ao longo do mês de maio

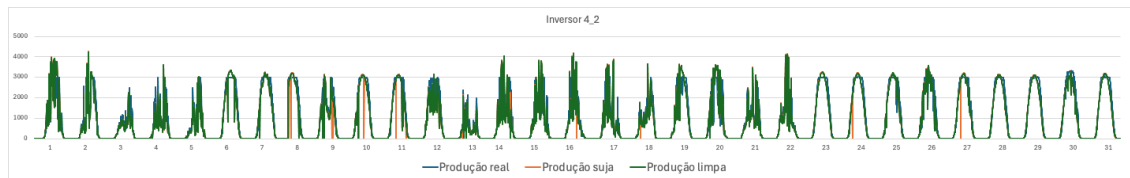


Figura 56 - Produções para o inversor 4_2 ao longo do mês de maio

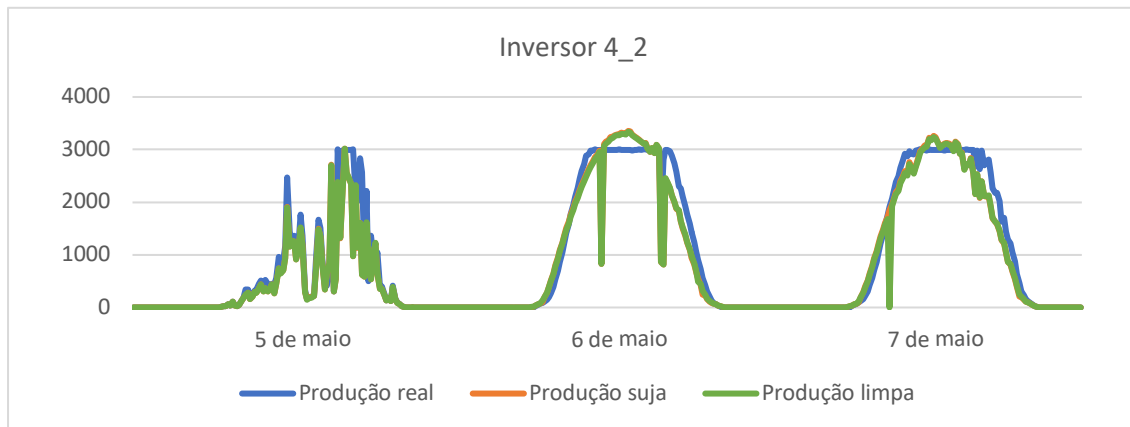


Figura 57 - Produções para o inversor 4_2 ao longo do mês de maio

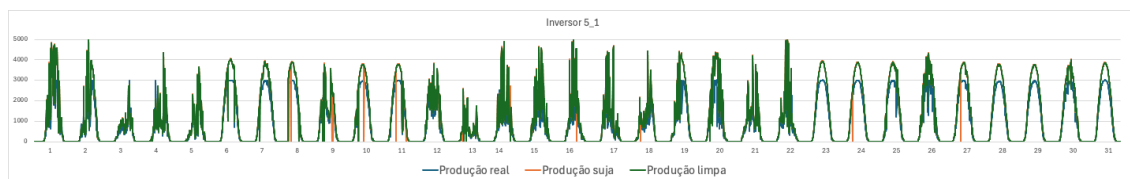


Figura 58 - Produções para o inversor 5_1 ao longo do mês de maio

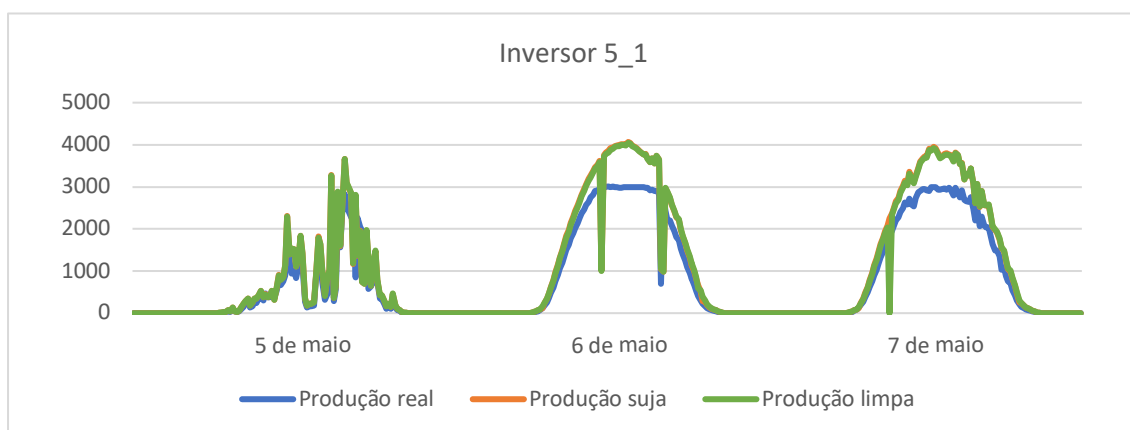


Figura 59 - Produções para o inversor 5_1 ao longo do mês de maio

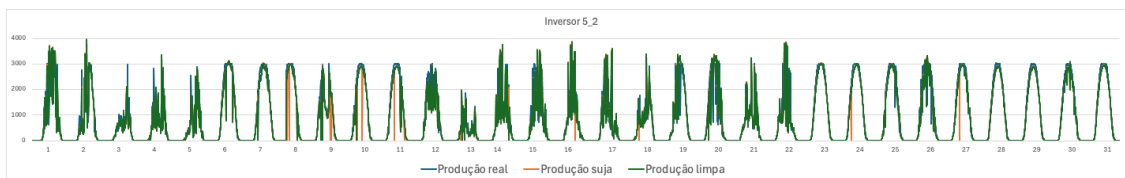


Figura 60 - Produções para o inversor 5_2 ao longo do mês de maio

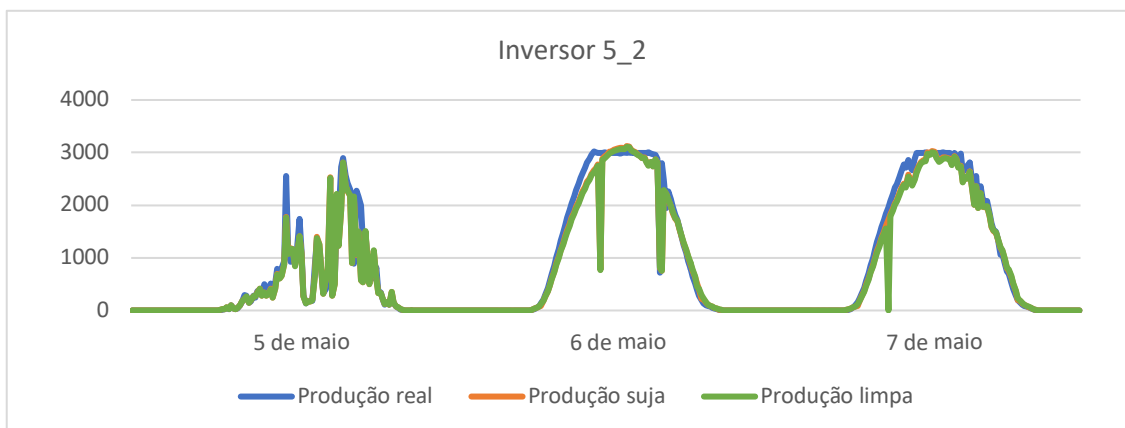


Figura 61 - Produções para o inversor 5_2 ao longo do mês de maio

Note-se que para cada gráfico, o eixo x representa uma série temporal (horas ao longo do mês), enquanto o eixo y representa o valor da potência em MW.

Estes gráficos permitem concluir que a produção suja simulada não se aproxima da produção real, mas sim da produção limpa simulada, o que acontece devido ao facto de a medição dos valores de irradiância não apresentar grandes discrepâncias entre a célula limpa e a célula suja. Deste modo, pouco ou nada se pode concluir quanto à influência do fator da sujidade na produção do parque.

Por outro lado, como é possível observar, com mais rigor e pormenor, nos excertos de 3 dias, em ambos os meses, a produção simulada, quer suja ou limpa, consegue retratar bastante bem a produção real ao longo do dia, com exceção dos dias em que a potência teórica atinge valores superiores a 3 MW. É que a potência dos inversores está limitada a 3 MW por imposição da e-redes; por esse motivo, não se consegue extrair conclusões esclarecedoras quanto à diferença entre a produção teórica e a produção real, através desta abordagem, e, portanto, quanto ao impacto ou influência da sujidade na produção fotovoltaica.

5.2 Segunda Abordagem

Para a segunda abordagem é necessário organizar os dados recolhidos de uma forma diferente da que foi utilizada na primeira abordagem.

Neste contexto, têm-se em consideração os dados organizados de acordo com o vertido da seguinte tabela:

	Hora	Média irradiância suja	Média produção real
01/04/2024	0	-0.058295533	0
01/04/2024	1	-0.0582885	0
01/04/2024	2	-0.098675333	0
01/04/2024	3	-0.071781167	0
01/04/2024	4	-0.044821817	0
01/04/2024	5	-0.071745	0
01/04/2024	6	-0.058289167	0
01/04/2024	7	4.076691667	6.411
01/04/2024	8	23.63989333	63.75383333
01/04/2024	9	153.3476	491.5073333
01/04/2024	10	248.0619167	872.2256667
01/04/2024	11	370.6451833	1190.025833
01/04/2024	12	394.4405	1310.375667
01/04/2024	13	804.747	2222.869
01/04/2024	14	1020.230167	2735.541833
01/04/2024	15	687.4803333	2467.070667
01/04/2024	16	559.3025	2036.6055
01/04/2024	17	380.0273333	1778.993
01/04/2024	18	202.2277333	1134.210667
01/04/2024	19	28.38783333	160.3581667
01/04/2024	20	0.5200191	1.891333333
01/04/2024	21	-0.0717263	0
01/04/2024	22	-0.0851925	0
01/04/2024	23	-0.058279983	0

Figura 62 - Tabela exemplificativa para o inversor 1_1 - 2ª abordagem

Apresenta-se, como exemplo, os dados do inversor 1_1 recolhidos no dia 1 de abril. Para a sincronização horária, procedeu-se ao cálculo da média horária da irradiância medida na célula suja e ao cálculo da média horária da produção real para cada inversor e para todos os dias dos dois meses (abril e maio). A análise foi feita para cada inversor, durante os dois meses que constituem o período abrangido pelo estudo.

De seguida, para cada inversor, elaborou-se um gráfico de dispersão entre ambas as variáveis, a fim de conseguir perceber a correlação entre elas ao longo dos dois meses, como pode ver-se das figuras seguintes:

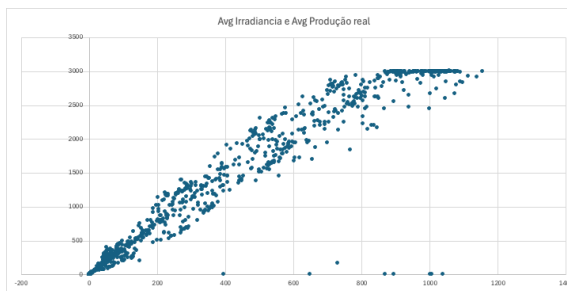


Figura 63 - Correlação inversor 1_1

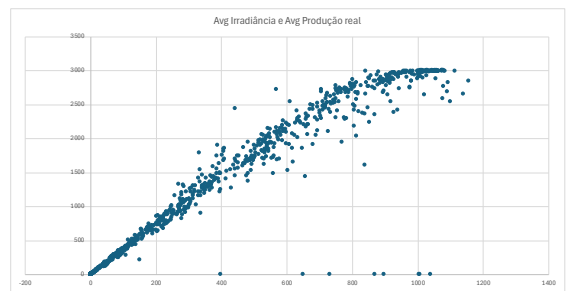


Figura 68 - Correlação inversor 3_2

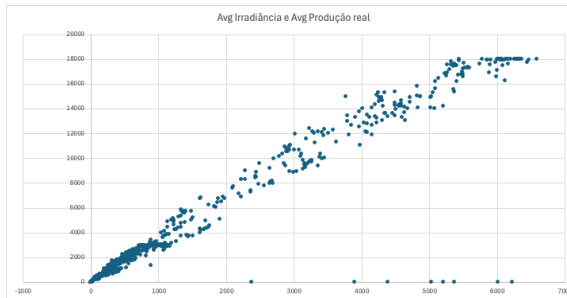


Figura 64 - Correlação inversor 1_2

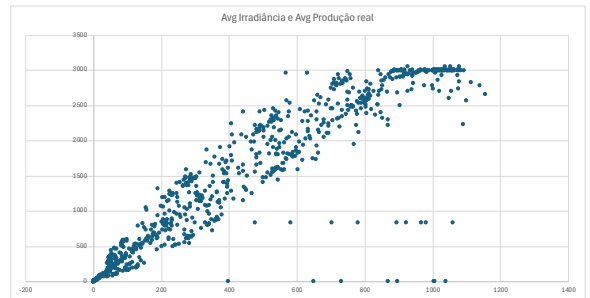


Figura 69 - Correlação inversor 4_1

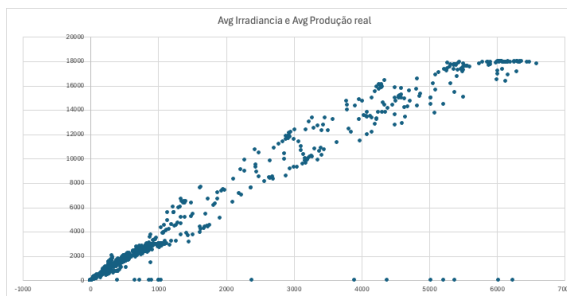


Figura 65 - Correlação inversor 2_1

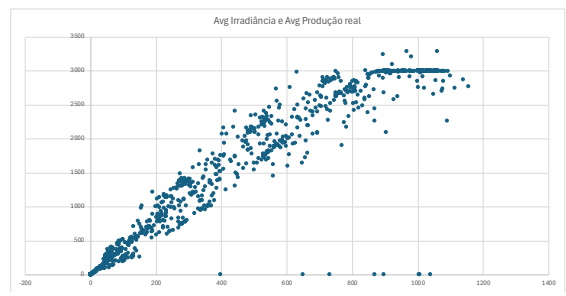


Figura 70 - Correlação inversor 4_2

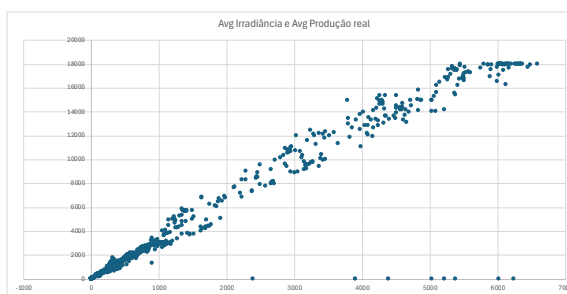


Figura 66 - Correlação inversor 2_2

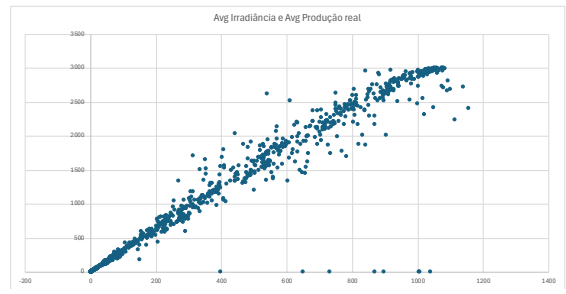


Figura 71 - Correlação inversor 5_1

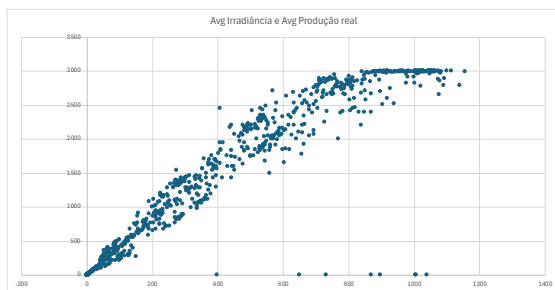


Figura 67 - Correlação inversor 3_1

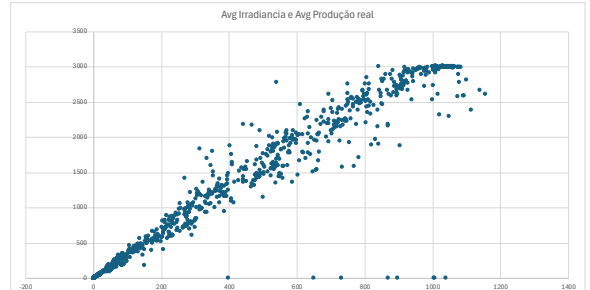


Figura 72 - Correlação inversor 5_2

No gráfico de dispersão, cada ponto representa um par de valores de irradiância (eixo x) e produção real (eixo y).

Observa-se que os pontos estão dispostos num padrão que segue uma linha crescente, indicando uma correlação positiva entre as duas variáveis, o que indicia que, à medida que a irradiância aumenta, a produção de energia também aumenta. A concentração de pontos ao longo dessa linha indica que a relação é consistente e que a variabilidade é relativamente baixa.

Existem poucos “outliers”, ou seja, pontos que se desviam significativamente da linha principal. Isso mostra que a maioria dos dados segue o padrão esperado. A existência de alguns “outliers” pode expressar períodos de eficiência reduzida ou anomalias no sistema de produção.

O gráfico de dispersão mostra uma clara correlação positiva entre a irradiância e a produção de energia. Deste modo, a realização subsequente de uma análise de regressão linear permite-nos quantificar essa relação, prever futuros comportamentos, identificar e corrigir ineficiências, e melhorar continuamente a performance do sistema fotovoltaico. Esta análise torna-se, assim, numa ferramenta essencial para a gestão e otimização de sistemas de energia solar.

Para este caso, começou-se por aplicar a regressão considerando um atraso de 24 horas. Tal significa que a produção real de um determinado dia é analisada em relação à irradiância solar do dia anterior e ajuda a entender melhor como a irradiância influencia a resposta da produção, com um dia de diferença, como exemplificado na figura abaixo que reproduz apenas uma parte da tabela que foi elaborada para este efeito:

	Hora	Média irradiação suja	Média produção real		
01/04/2024	0	-0.058295533	0		
01/04/2024	1	-0.0582885	0		
01/04/2024	2	-0.098675333	0		
01/04/2024	3	-0.071781167	0		
01/04/2024	4	-0.044821817	0		
01/04/2024	5	-0.071745	0		
01/04/2024	6	-0.058289167	0		
01/04/2024	7	4.076691667	6.411		
01/04/2024	8	23.63989333	63.75383333		
01/04/2024	9	153.3476	491.5073333		
01/04/2024	10	248.0619167	872.2256667		
01/04/2024	11	370.6451833	1190.025833		
01/04/2024	12	394.4405	1310.375667		
01/04/2024	13	804.747	2222.869		
01/04/2024	14	1020.230167	2735.541833		
01/04/2024	15	687.4803333	2467.070667		
01/04/2024	16	559.3025	2036.6055		
01/04/2024	17	380.0273333	1778.993		
01/04/2024	18	202.2277333	1134.210667		
01/04/2024	19	28.38783333	160.3581667		
01/04/2024	20	0.5200191	1.891333333		
01/04/2024	21	-0.0717263	0		
01/04/2024	22	-0.0851925	0		
01/04/2024	23	-0.058279983	0	$\beta_{1X} + \beta_2$	
02/04/2024	0	-0.085189333	0	3.15142762	0
02/04/2024	1	-0.071728333	0	3.15142762	0
02/04/2024	2	-0.085182333	0	3.15142762	0
02/04/2024	3	-0.098649833	0	3.15142762	0
02/04/2024	4	-0.098556033	0	3.15142761	0
02/04/2024	5	-0.0582132	0	3.15142761	0
02/04/2024	6	-0.05821615	0	3.15142761	0
02/04/2024	7	3.733366667	4.450333333	3.15142761	0
02/04/2024	8	23.29356667	67.47966667	3.15142726	0
02/04/2024	9	59.69618333	202.8413333	3.15146541	0
02/04/2024	10	119.8152167	404.1496667	3.15133785	0
02/04/2024	11	117.12932	479.742	3.14485437	0

Figura 73 - Dados organizados para aplicação de regressão linear

Seguidamente traçou-se um gráfico de linhas ao longo dos valores de β_1 para os dois meses. A linha traçada caracteriza-se como sendo o indicador de performance de cada inversor. Estes foram os gráficos observados, para cada um dos inversores:

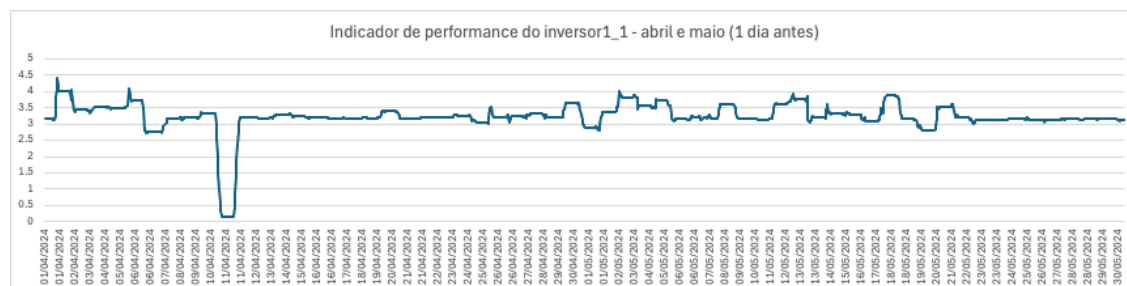


Figura 74 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 1_1

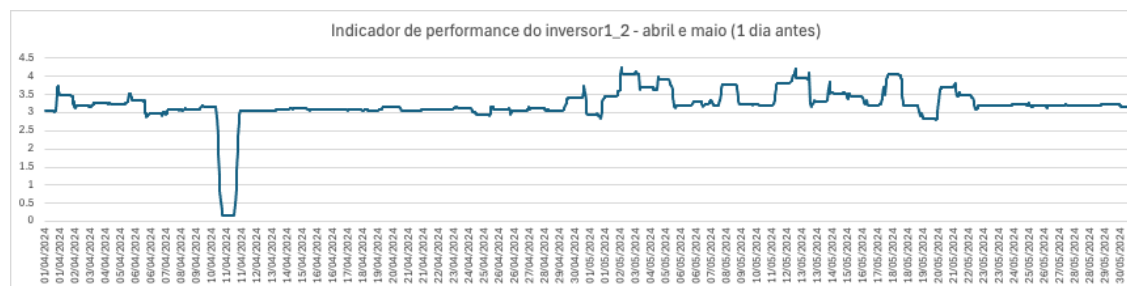


Figura 75 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 1_2

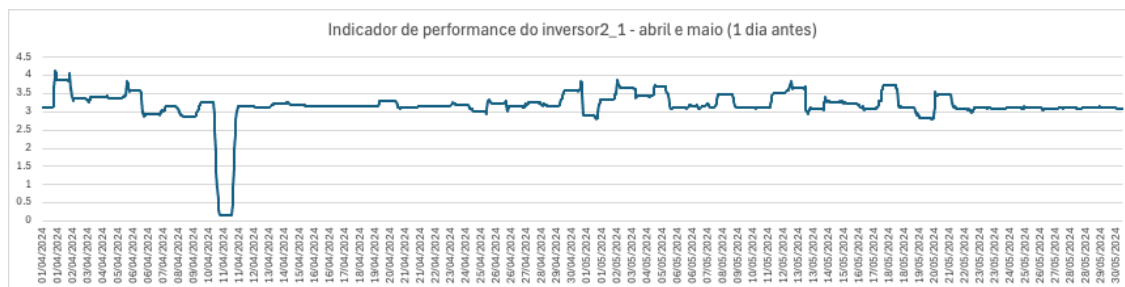


Figura 76 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 2_1

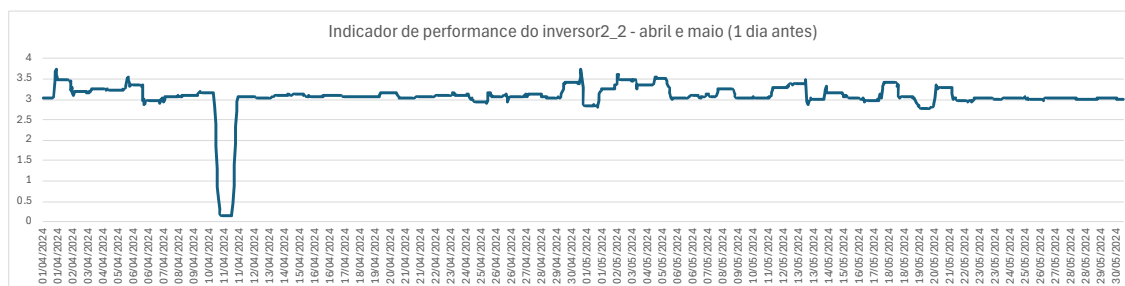


Figura 77 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 2_2

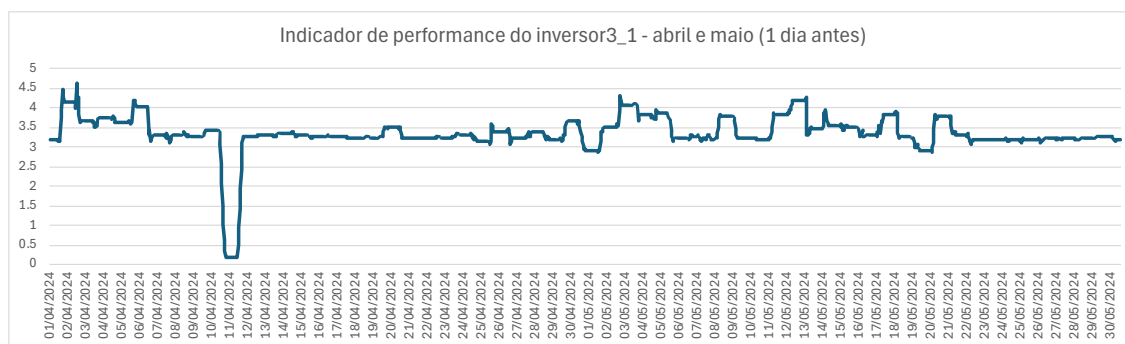


Figura 78 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 3_1

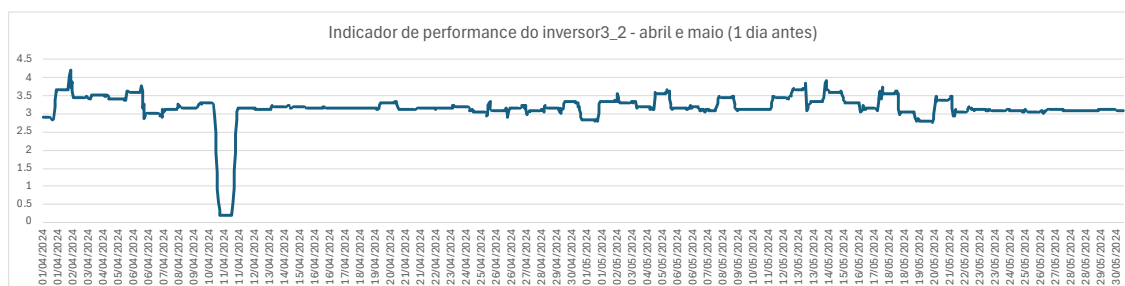


Figura 79 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 3_2

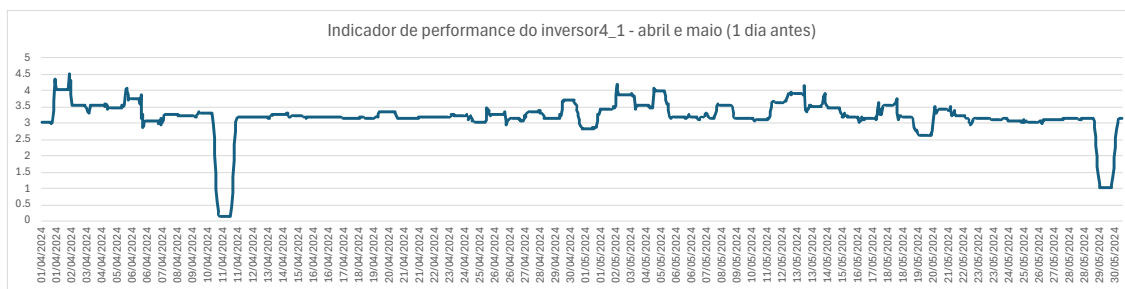


Figura 80 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 4_1

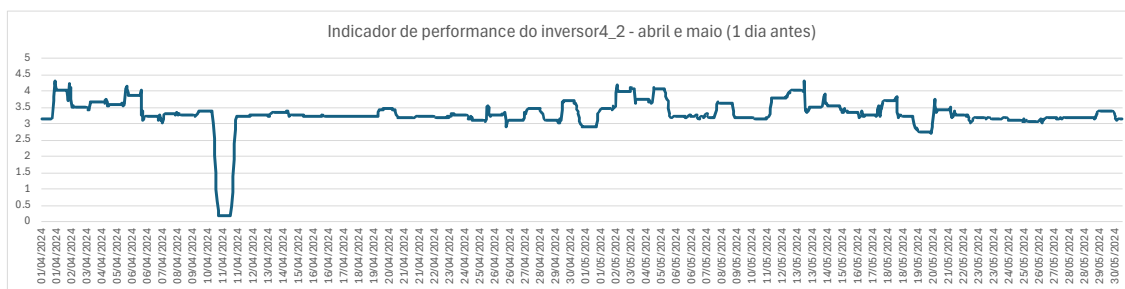


Figura 81 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 4_2

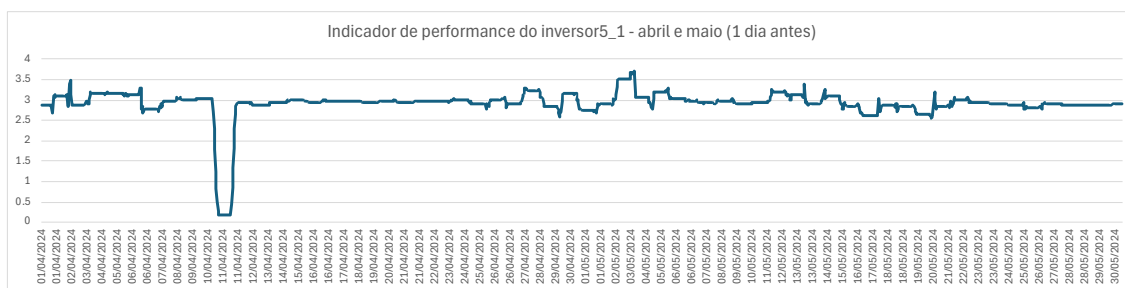


Figura 82 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 5_1

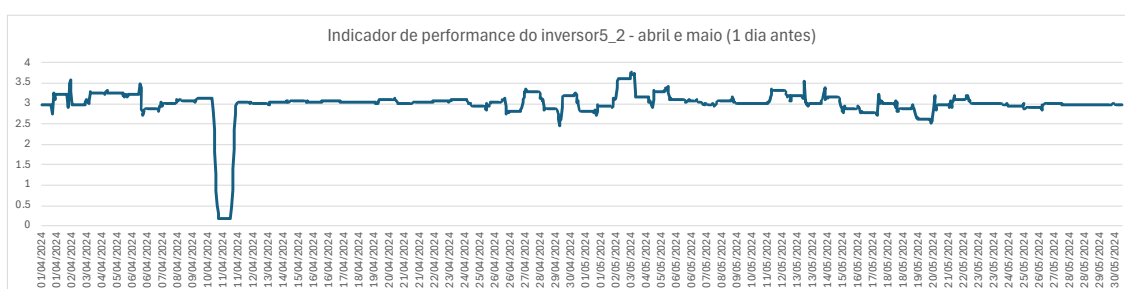


Figura 83 - Variação do indicador de performance (24 horas) - inversor 5_2

Nos gráficos apresentados pode observar-se que todos eles apresentam um vale pronunciado (queda bastante acentuada), especificamente no dia 11 de abril. Para conseguir encontrar a explicação para esta anomalia, fez-se uma análise mais rigorosa a partir de excertos de três dias de três inversores escolhidos aleatoriamente (os três primeiros). Estes são apresentados abaixo:

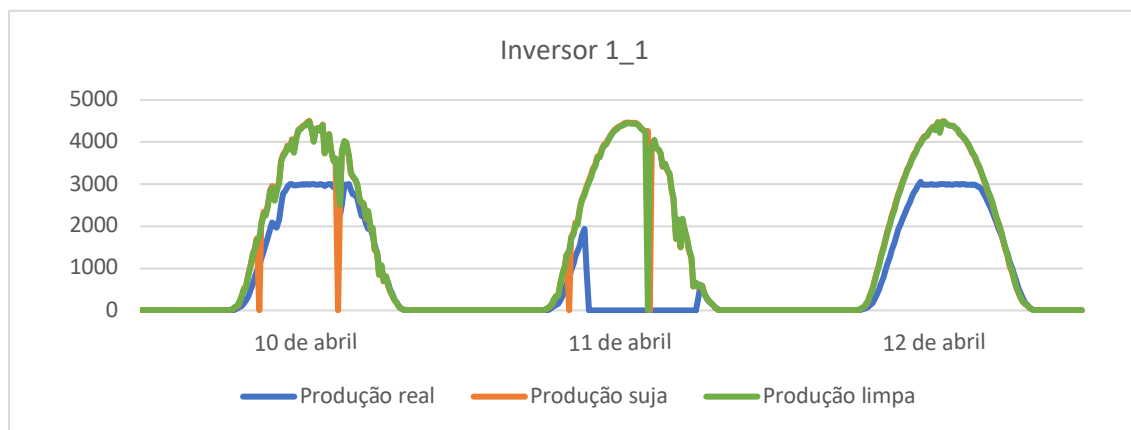


Figura 84 - Produções com anomalias no dia 11 de abril - inversor1_1

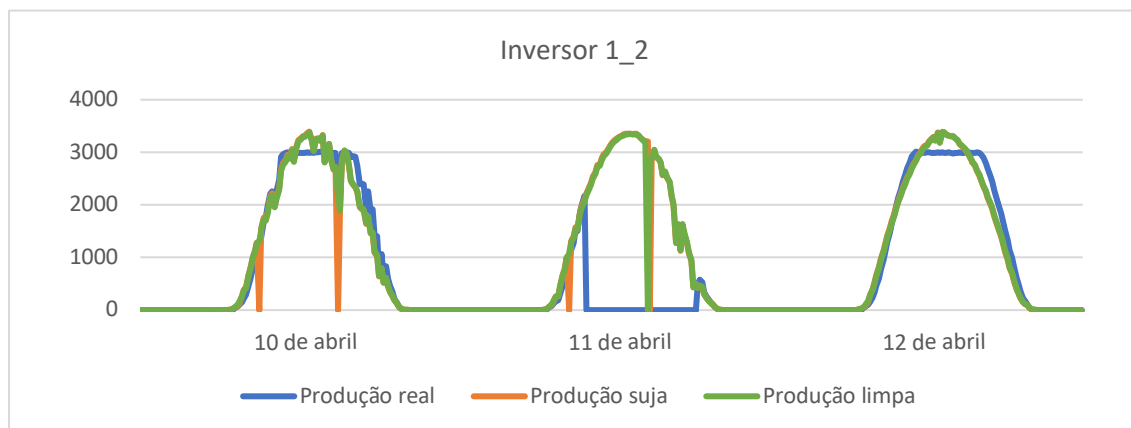


Figura 85 - Produções com anomalias no dia 11 de abril - inversor1_2

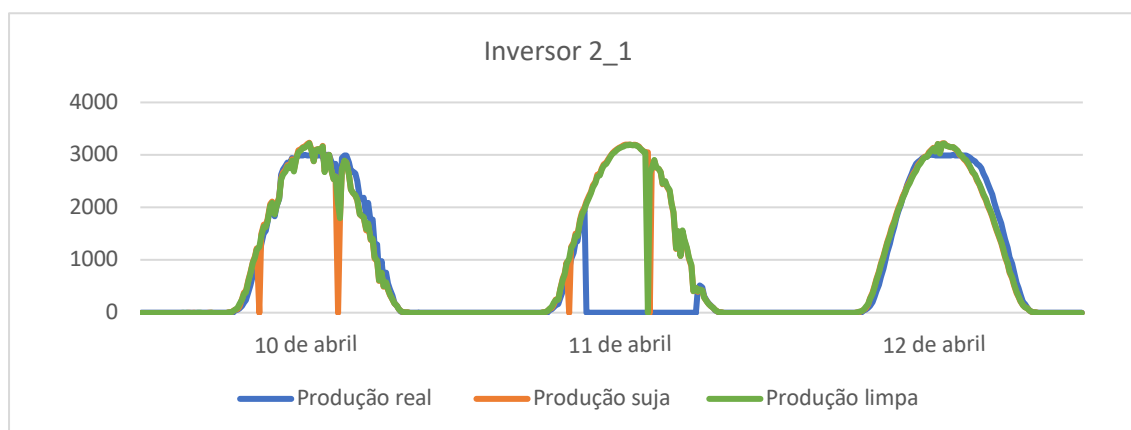


Figura 86 - Produções com anomalias no dia 11 de abril - inversor2_1

Com recurso às figuras 84, 85 e 86, é possível concluir que o vale acentuado ocorrido no dia 11 de abril é justificado por uma falha de todos os inversores ou, do inversor central, que deixou de fazer a sua função, nomeadamente a conversão de potência DC em AC, nas primeiras horas da manhã até ao final do dia, contribuindo, deste modo, para que não haja potência cedida.

Na figura 80, para o inversor 4_1 também se observa um vale entre os dias 29 e 30 de maio, que são visíveis e podem ser explicados também com recurso a um excerto do resultado obtido em três dias como um erro de desempenho deste inversor.

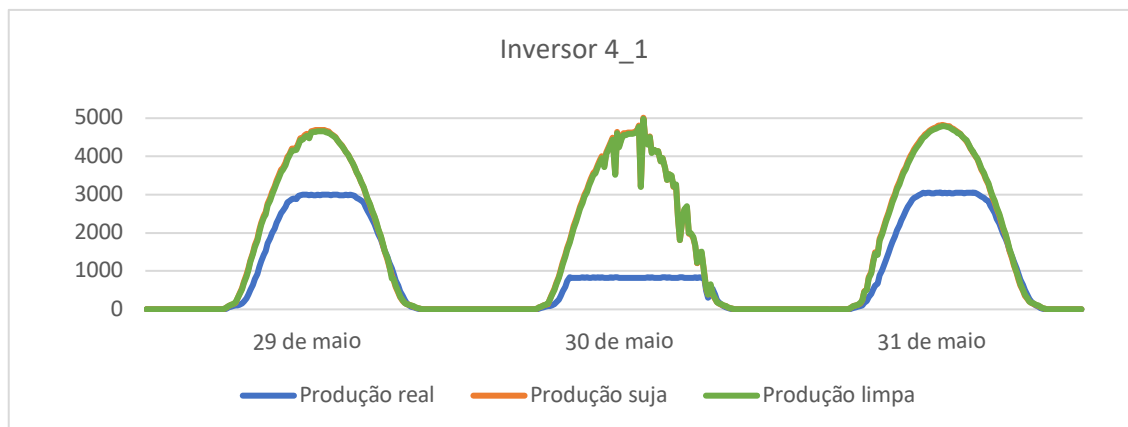


Figura 87 - Produções com anomalias no dia 30 de maio - inversor 4_1

Por outro lado, é possível detetar, de forma não tão acentuada como no dia 11 de abril, que se verificam picos tanto ascendentes, como descendentes em relação ao valor normal do indicador. Esses picos podem ser explicados, também, com base em excertos de dias que permitem obter a informação de forma mais explícita. Pode ver-se, na figura 74 (inversor 1_1), que ocorrem subidas (picos) nos dias 1, 2 e 3 de maio, e descidas (vales) nos dias 5, 6 e 7 de maio.

Ambos os acontecimentos são explicados adiante:

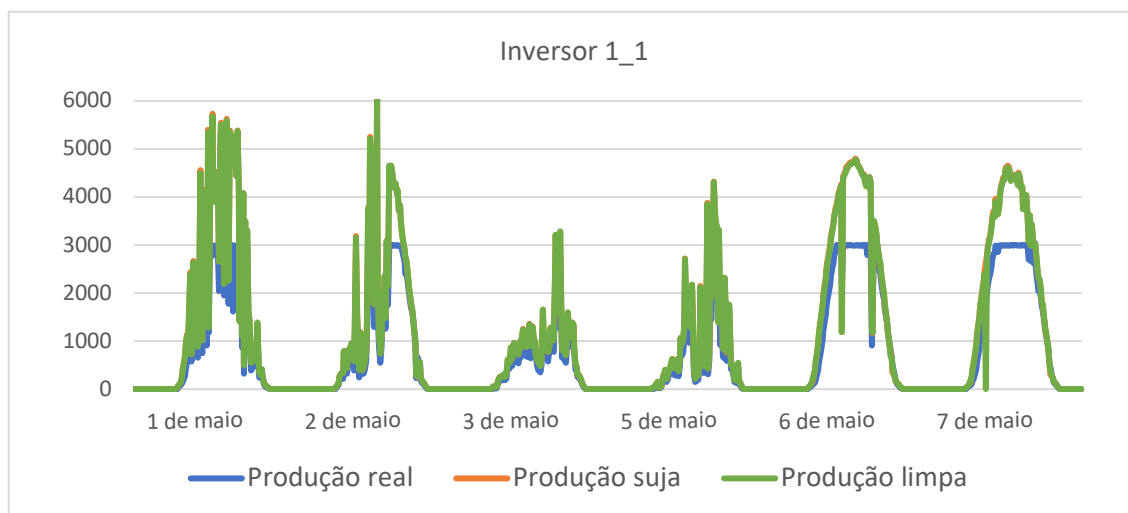


Figura 88 - Produções em 5 dias de maio - inversor 1_1

Entre os dias 2 e 3 de maio, o pico acontece visto que a produção teórica acompanha quase linearmente a produção real, ou seja, existe uma resposta coerente da produção real. No

entanto, entre os dias 5 e 7 de maio, o vale é justificado pela limitação do inversor. Isto é, a imposição do limite da potência dos inversores a 3 MW (E-redes) não permite que a produção real acompanhe a produção simulada, levando à “fraca” correlação entre ambas para estes casos em específico. Note-se que a produção simulada é calculada com base na irradiância medida, que é a variável que está a ser correlacionada com a produção real.

Todos estes picos e vales observados nos gráficos da regressão linear dos inversores com um atraso de 24 horas estão explicados pelo que se referiu no parágrafo anterior.

Seguidamente, recorreu-se à utilização da regressão linear, desta feita com um atraso de 96 horas (conforme *supra* se explicou), constando o resultado dos seguintes gráficos:

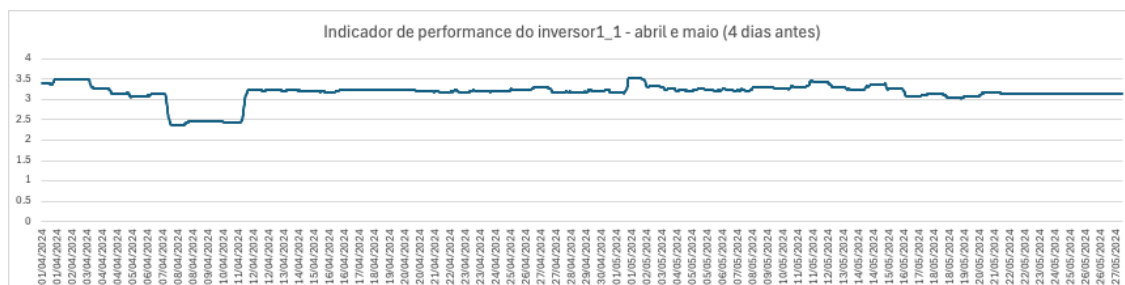


Figura 89 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 1_1

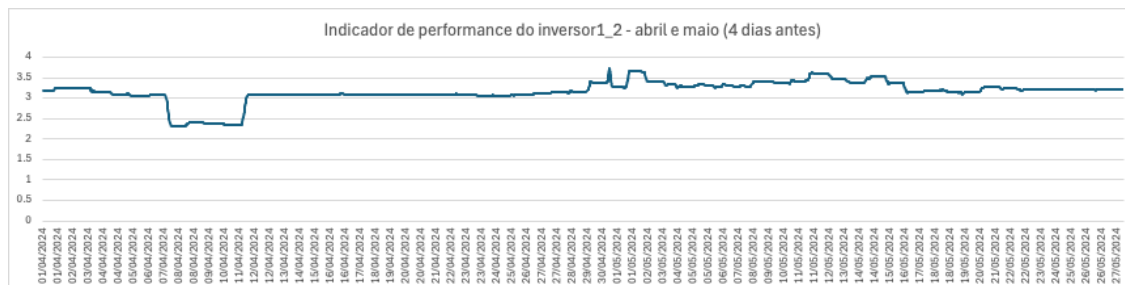


Figura 90 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 1_2

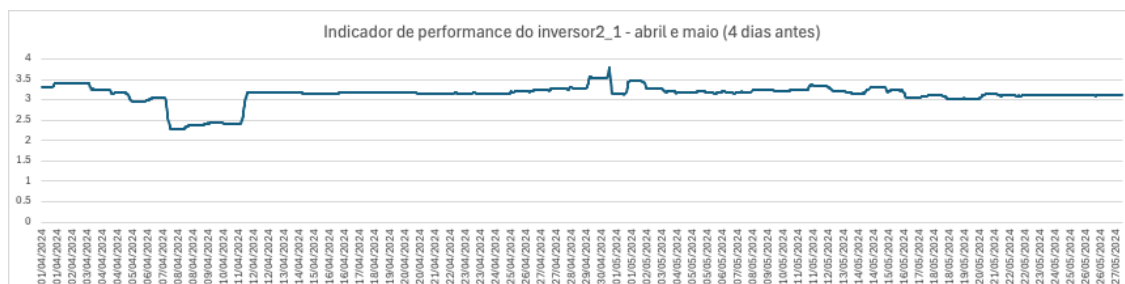


Figura 91 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 2_1

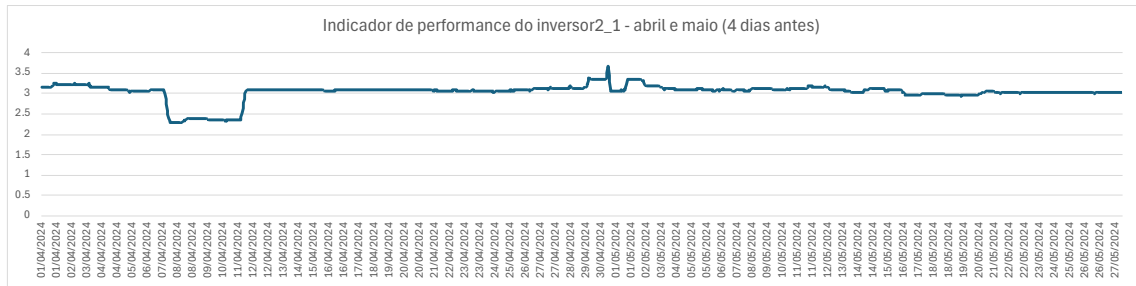


Figura 92 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 2_1

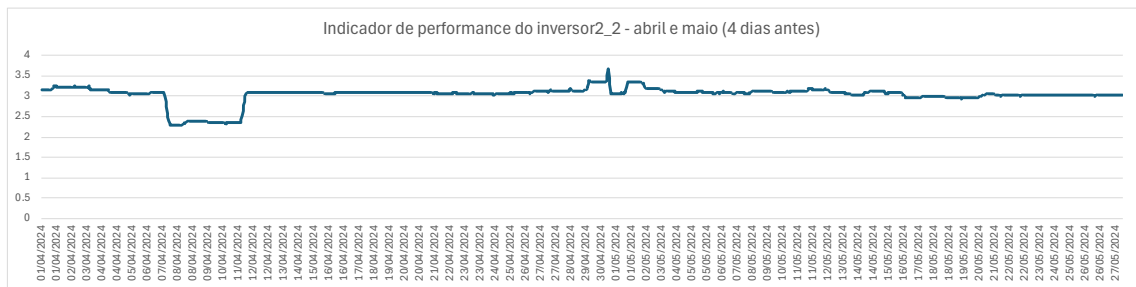


Figura 93 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 2_2

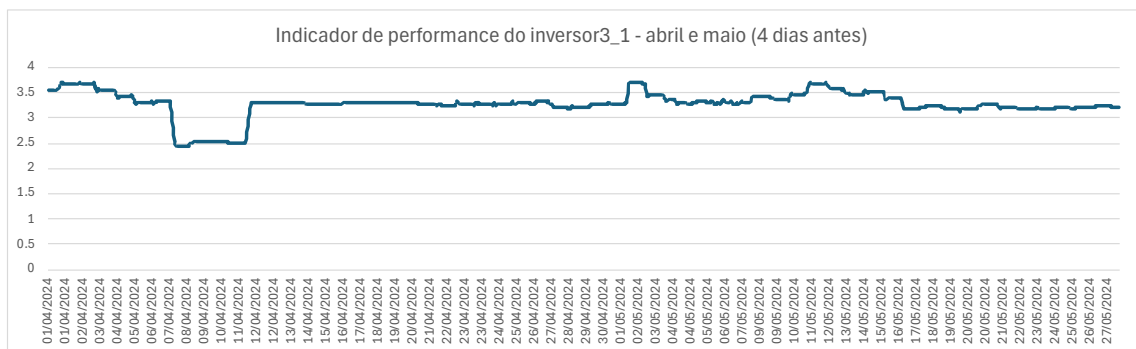


Figura 94 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 3_1

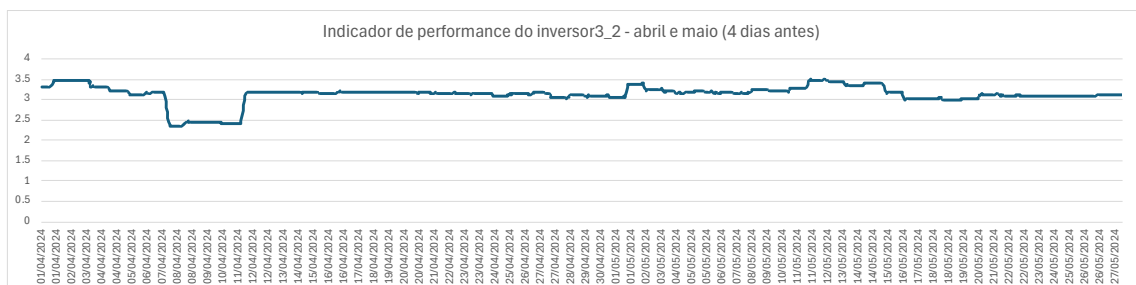


Figura 95 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 3_2

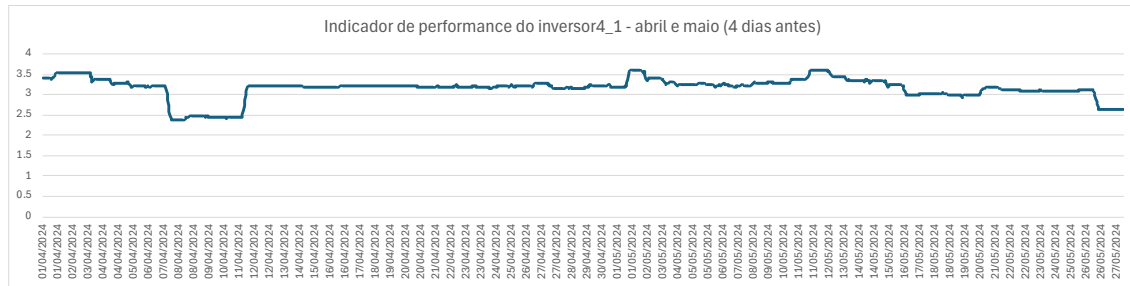


Figura 96 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 4_1

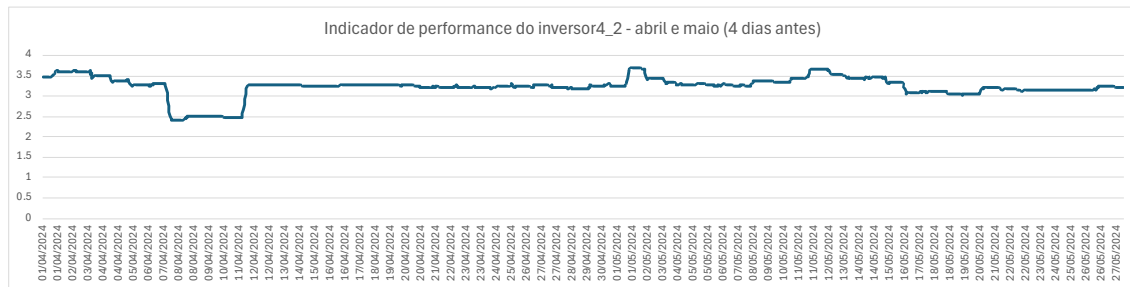


Figura 97 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 4_2

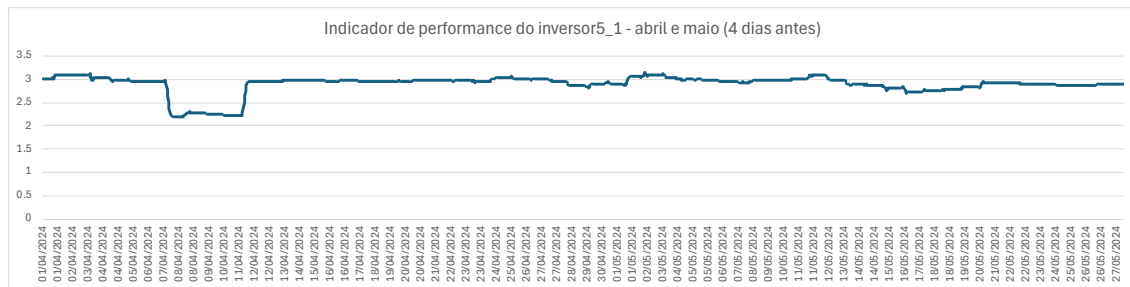


Figura 98 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 5_1

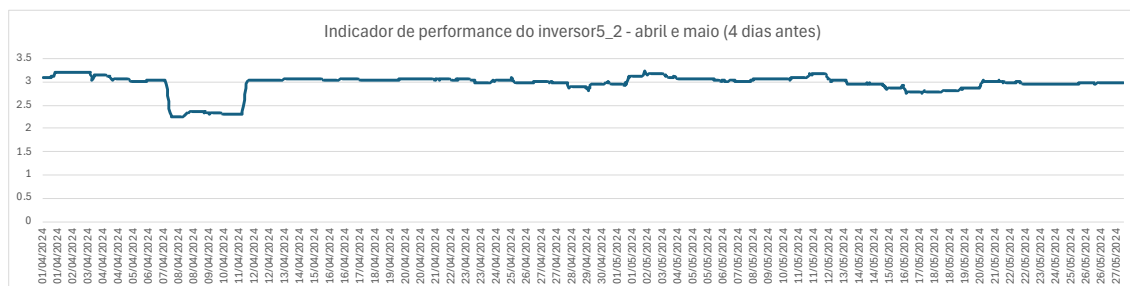


Figura 99 - Variação do indicador de performance (96 horas) - inversor 5_2

Após a análise dos gráficos, pode concluir-se que as variações visíveis não se afastam, de forma significativa, dos problemas referidos na análise anterior. O coeficiente β_1 (indicador de performance) mantém-se relativamente constante ao longo dos dois meses, indicando uma estabilidade sólida, em que a relação entre a irradiância e a produção FV não sofre grandes alterações, salvo nos casos, já mencionados, em que ocorreram erros nos inversores e em que a produção simulada ultrapassou o limite da potência dos mesmos.

Sendo assim, o efeito mitigado pela sujidade, para este caso em concreto, não pode ser confirmado, nem infirmado, visto que as suas implicações não são significativamente perturbadoras do normal desempenho do sistema fotovoltaico de Valpaços.

Esta segunda abordagem permitiu apenas concluir que não é possível, através da limpeza dos painéis solares, melhorar a eficiência na produção FV do parque.

6 Conclusões

O presente estudo abordou a questão crítica da maximização da produção de energia em parques fotovoltaicos, com foco essencial para o efeito de “soiling” - acumulação de sujidade - nos painéis solares, tendo sido realizado no parque fotovoltaico de Valpaços, no norte de Portugal, com a capacidade instalada de 40 MWp, distribuída por 10 inversores.

Foram contextualizados alguns princípios, sistemas e componentes fundamentais para a melhor compreensão de sistemas fotovoltaicos e analisou-se o impacto da sujidade na produção de energia, tendo sido realizado um estudo da literatura de forma a conhecer os campos de investigação previamente estudados, que pudessem ter influência direta no presente trabalho.

Procedeu-se à recolha e organização de dados relevantes para a análise, designadamente a data e hora, temperatura ambiente, irradiância incidente medida numa célula limpa, irradiância incidente medida numa célula suja e potência em tempo real (de 10 em 10 minutos) produzida por cada um dos 10 inversores do parque; de seguida, foi feita a sincronização dos dados e a sua análise. O período abrangido pelo estudo foi os meses de abril e maio de 2024.

Recorrendo a uma metodologia com base em duas abordagens procurou-se a resposta aos efeitos provocados pela sujidade.

Na primeira abordagem calculou-se a produção teórica simulada (suja e limpa) com base na temperatura ambiente, para o que foram necessários três cálculos intermédios (temperatura da célula, fator de ajuste de potência e fração de produção). No final, fez-se a comparação entre a produção teórica calculada para cada inversor e a sua produção real para cada mês, através da observação de gráfico de linhas, tendo-se concluído, por um lado, que a produção suja simulada e a produção limpa simulada apresentavam valores muito aproximados e que havia erros dos sensores, uma vez que, em diversos momentos, o valor medido pelos sensores de irradiância era zero e, por outro lado, que a potência dos inversores se encontra limitada a uma potência de 3 MW por imposição da E-redes. Daí que esta abordagem tenha sido inconclusiva quanto à influência do fator da sujidade na produção FV do parque, pelo que surgiu a necessidade de seguir uma segunda abordagem.

Na segunda abordagem, foram utilizados apenas alguns dos dados recolhidos, os quais foram usados e organizados de uma forma distinta da primeira abordagem. Com esses dados elaboraram-se tabelas (uma para cada um dos 10 inversores) que expressavam a média horária para as variáveis em utilização (irradiância medida na célula suja e potência real do inversor), ao longo do mês de abril e maio em conjunto, e que ajudaram na elaboração de um gráfico de

dispersão, de modo a conseguir perceber a correlação entre ambas as variáveis. Este gráfico apresentou uma correlação positiva, o que levou a que fosse realizada uma análise de regressão linear entre as variáveis, de forma a conseguir perceber a variação da produção em resposta à irradiância.

A regressão linear foi aplicada com um atraso de 24 horas, tendo-se concluído que todos os inversores apresentavam a mesma anomalia para um dos dias do mês de abril, devido a uma falha dos inversores na conversão de potência. Como não foi possível estudar o impacto da sujidade, em concreto, com o atraso de 24 horas, aplicou-se um atraso de 96 horas. No entanto, este também não foi conclusivo quanto à influência da sujidade na produção de energia do parque, pois o indicador da análise manteve-se relativamente estável ao longo dos dois meses (período coberto pelo estudo).

Nestes termos, concluiu-se que, no caso concreto de estudo, o efeito mitigado pela sujidade não foi confirmado, pois não se verificou uma alteração significativa no normal desempenho do sistema FV de Valpaços.

Tal não significa, porém, que a sujidade não tenha impacto noutros sistemas em que as condições de operacionalização sejam diversas e mais favoráveis, permitindo, efetivamente, a maximização da produção de energia mediante a otimização da limpeza.

Considerando que, na presente dissertação, a questão a tratar visava maximizar a produção de energia do parque fotovoltaico com base no nível de sujidade dos painéis, a solução mais evidente passaria pela gestão e otimização da limpeza. Esta seria possível recorrendo à análise da irradiância medida quer na célula limpa, quer na célula suja, se a diferença de irradiância entre ambas fosse, de facto, significativa. Nessa hipótese saber-se-ia que a limpeza da célula implicaria um aumento da produção solar. Todavia, os valores de irradiância lidos tanto para a célula limpa, como para a célula suja são muito aproximados ou até semelhantes, o que impede a conclusão de que a limpeza maximizaria, efetivamente, a produção de energia no parque em causa.

Esta conclusão resulta ainda reforçada pela circunstância de terem ocorrido erros na leitura da irradiância, pelos sensores, de terem sido detetados erros dos inversores na produção e, ainda, pela limitação da potência dos inversores imposta pela E-redes.

Todos estes fatores, em conjunto, contribuíram para que não tivesse sido possível afirmar que a sujidade afeta, consideravelmente, a produção de energia neste parque. Na realidade, o

sistema FV do parque de Valpaços tem diversos problemas que influenciaram, de forma negativa, as condições de estudo relativamente ao “soiling”.

Pese embora o estudo não tenha sido conclusivo quanto à influência da sujidade na produção de energia deste parque, permitiu que tivessem sido detetadas algumas contrariedades que afetam o seu desempenho, e que podem ser facilmente monitorizadas e solucionadas. Se forem contornados estes obstáculos (sendo que o problema da limitação de potência imposta pela E-redes é alheio à empresa proprietária do parque), a metodologia deste estudo poderá ser utilizada e prestar contributo válido para a otimização da produção de energia do sistema.

7 Referências

- [1] J. Morais, *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DA TEORIA À PRÁTICA*. 2009.
- [2] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*. CRC Press, 2005. doi: 10.1201/9781420039924.
- [3] M. Ali Yildirim, “MAXIMUM POWER POINT TRACKING TECHNIQUES FOR SOLAR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS,” 2020.
- [4] A. Martí, “La célula solar,” in *Fundamentos de la conversión fotovoltaica*, vol. 1, M. y T. C. Centro de Investigaciones Energéticas, Ed., 2004.
- [5] J. Manuel, A. Marquez, J. M. Enrique, and M. Angel Martínez Bohórquez, “Sistema para la generación automática de curvas I-V, P-V y monitorización de módulos fotovoltaicos,” 2004, doi: 10.13140/RG.2.1.3849.4487.
- [6] C. Touabi and H. Bentarzi, “Photovoltaic Panel Parameters Estimation Using Grey Wolf Optimization Technique,” in *ICCEIS 2021*, Basel Switzerland: MDPI, Jan. 2022, p. 3. doi: 10.3390/engproc2022014003.
- [7] A. H. A. Al-Waeli, H. A. Kazem, M. T. Chaichan, and K. Sopian, “Introduction,” in *Photovoltaic/Thermal (PV/T) Systems*, Cham: Springer International Publishing, 2019, pp. 1-64. doi: 10.1007/978-3-030-27824-3_1.
- [8] B. Robyns, “<https://sites.uclouvain.be/e-lee/PO/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereSolaire/PanneauxPhotovoltaiques/Cellule/Association.htm>.”
- [9] J. Svarc, “<https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction>.”
- [10] J. Carneiro and M. Passos, *Sistemas Fotovoltaicos Fundamentos sobre dimensionamento*. 2020.
- [11] C. Duarte, “O Impacto Do Soiling Nos Painéis Fotovoltaicos,” 2022.
- [12] Soteris A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering*. Elsevier, 2009. doi: 10.1016/B978-0-12-374501-9.X0001-5.
- [13] D. L. Evans, “Simplified method for predicting photovoltaic array output,” *Solar Energy*, vol. 27, no. 6, pp. 555-560, 1981, doi: 10.1016/0038-092X(81)90051-7.
- [14] A. F. Almarshoud, “Technical and Economic Performance of 1MW Grid-connected PV system in Saudi Arabia,” *Int J Eng Res Appl*, vol. 07, no. 04, pp. 09-17, Apr. 2017, doi: 10.9790/9622-0704010917.
- [15] R. Ramaprabha and B. L. Mathur, “A Comprehensive Review and Analysis of Solar Photovoltaic Array Configurations under Partial Shaded Conditions,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2012, pp. 1-16, 2012, doi: 10.1155/2012/120214.

- [16] R. Vieira, F. de Araújo, M. Dhimish, and M. Guerra, “A Comprehensive Review on Bypass Diode Application on Photovoltaic Modules,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 10, p. 2472, May 2020, doi: 10.3390/en13102472.
- [17] H. S. Rauschenbach, “Electrical output of shadowed solar arrays,” *IEEE Trans Electron Devices*, vol. 18, no. 8, pp. 483-490, Aug. 1971, doi: 10.1109/T-ED.1971.17231.
- [18] N. KAUSHIKA and A. RAI, “An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks,” *Energy*, vol. 32, no. 5, pp. 755-759, May 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.06.017.
- [19] K. A. Kim and P. T. Krein, “Reexamination of Photovoltaic Hot Spotting to Show Inadequacy of the Bypass Diode,” *IEEE J Photovolt*, vol. 5, no. 5, pp. 1435-1441, Sep. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2444091.
- [20] S. W. Ko *et al.*, “Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode,” *Energy*, vol. 128, pp. 232-243, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.04.030.
- [21] F. Pinto, “Study and Characterization of the Impacts of Soiling on the Performance of Photovoltaic Systems,” Masters’ Thesis, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2019.
- [22] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, and S. Hajighorbani, “Power loss due to soiling on solar panel: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, Elsevier Ltd, pp. 1307-1316, Jun. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.044.
- [23] W. Javed, B. Guo, and B. Figgis, “Modeling of photovoltaic soiling loss as a function of environmental variables,” *Solar Energy*, vol. 157, pp. 397-407, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.08.046.
- [24] M. Fathi, M. Abderrezek, and P. Grana, “Technical and economic assessment of cleaning protocol for photovoltaic power plants: Case of Algerian Sahara sites,” *Solar Energy*, vol. 147, pp. 358-367, May 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.03.053.
- [25] Md. M. H. Mithhu, T. A. Rima, and M. R. Khan, “Global analysis of optimal cleaning cycle and profit of soiling affected solar panels,” *Appl Energy*, vol. 285, p. 116436, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116436.
- [26] J. Bengoechea, M. Murillo, I. Sánchez, and A. R. Lagunas, “Soiling and abrasion losses for concentrator photovoltaics,” 2018, p. 080003. doi: 10.1063/1.5053531.
- [27] J. Polo *et al.*, “Characterization of PV Soiling Losses in Urban Mediterranean Environment,” in *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019*, Freiburg, Germany: International Solar Energy Society, 2019, pp. 1-8. doi: 10.18086/swc.2019.15.03.
- [28] R. Conceição, I. Vázquez, L. Fialho, and D. García, “Soiling and rainfall effect on PV technology in rural Southern Europe,” *Renew Energy*, vol. 156, pp. 743-747, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.119.

- [29] A. Massi Pavan, A. Mellit, and D. De Pieri, “The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants,” *Solar Energy*, vol. 85, no. 5, pp. 1128-1136, May 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.03.006.
- [30] G. Picotti, P. Borghesani, G. Manzolini, M. E. Cholette, and R. Wang, “Development and experimental validation of a physical model for the soiling of mirrors for CSP industry applications,” *Solar Energy*, vol. 173, pp. 1287-1305, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.08.066.
- [31] A. Ullah, H. Imran, Z. Maqsood, and N. Z. Butt, “Investigation of optimal tilt angles and effects of soiling on PV energy production in Pakistan,” *Renew Energy*, vol. 139, pp. 830-843, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.114.
- [32] R. Conceição, H. G. Silva, L. Fialho, F. M. Lopes, and M. Collares-Pereira, “PV system design with the effect of soiling on the optimum tilt angle,” *Renew Energy*, vol. 133, pp. 787-796, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.10.080.
- [33] S. Pulipaka, F. Mani, and R. Kumar, “Modeling of soiled PV module with neural networks and regression using particle size composition,” *Solar Energy*, vol. 123, pp. 116-126, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2015.11.012.
- [34] F. Mani, S. Pulipaka, and R. Kumar, “Modeling of soiled photovoltaic modules with neural networks using particle size composition of soil,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2015, pp. 1-4. doi: 10.1109/PVSC.2015.7355991.
- [35] H. Lu and W. Zhao, “CFD prediction of dust pollution and impact on an isolated ground-mounted solar photovoltaic system,” *Renew Energy*, vol. 131, pp. 829-840, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.112.
- [36] B. Raillani, M. Salhi, D. Chaatouf, A. Bria, S. Amraqui, and A. Mezrhab, “A new proposed method to mitigate the soiling rate of a photovoltaic array using first-row height,” *Appl Energy*, vol. 331, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120403.
- [37] A. Kimber, L. Mitchell, S. Nogradi, and H. Wenger, “The Effect of Soiling on Large Grid-Connected Photovoltaic Systems in California and the Southwest Region of the United States,” in *2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conference*, IEEE, 2006, pp. 2391-2395. doi: 10.1109/WCPEC.2006.279690.
- [38] H. A. Kazem and M. T. Chaichan, “Experimental analysis of the effect of dust’s physical properties on photovoltaic modules in Northern Oman,” *Solar Energy*, vol. 139, pp. 68-80, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.09.019.
- [39] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, “Solar cell efficiency tables (version 43),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, no. 1, pp. 1-9, Jan. 2014, doi: 10.1002/pip.2452.

- [40] W. Chine, A. Mellit, V. Lughi, A. Malek, G. Sulligoi, and A. Massi Pavan, “A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks,” *Renew Energy*, vol. 90, pp. 501-512, May 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.01.036.

Hi-MO 5

(G2)

LR5-72HBD 535~555M

- Based on M10 wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Integrated Segmented Ribbons • 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for
Materials and Processing



30-year Warranty for Extra
Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

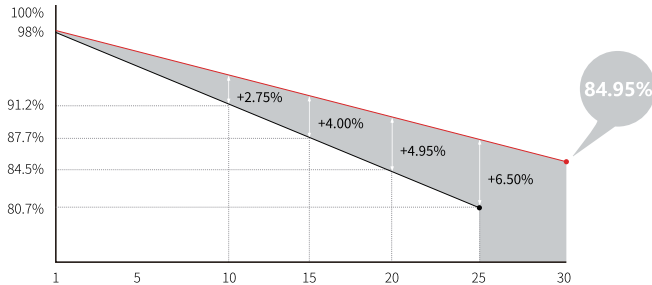
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

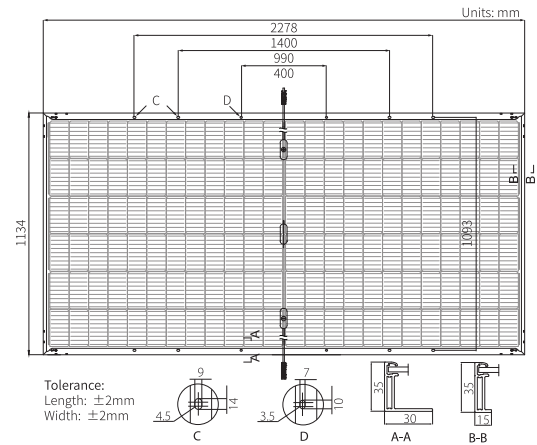
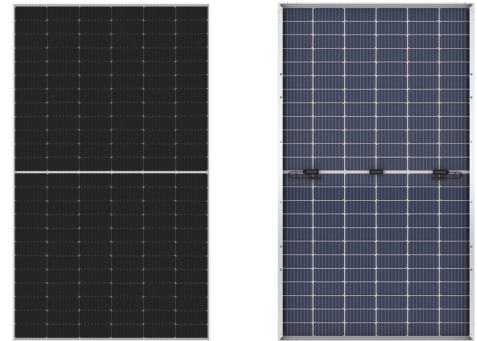
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.6kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M		LR5-72HBD-550M		LR5-72HBD-555M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97
Short Circuit Current (Isc/A)	13.78	11.12	13.85	11.17	13.92	11.23	13.99	11.29	14.05	11.34
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.50	38.72	41.65	38.86	41.80	39.00	41.95	39.14	42.10	39.28
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.45	13.12	10.51	13.19	10.56
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 545W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
572	49.65	14.61	41.80	13.69	5%
600	49.65	15.31	41.80	14.34	10%
627	49.75	16.00	41.90	14.99	15%
654	49.75	16.70	41.90	15.65	20%
681	49.75	17.39	41.90	16.30	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

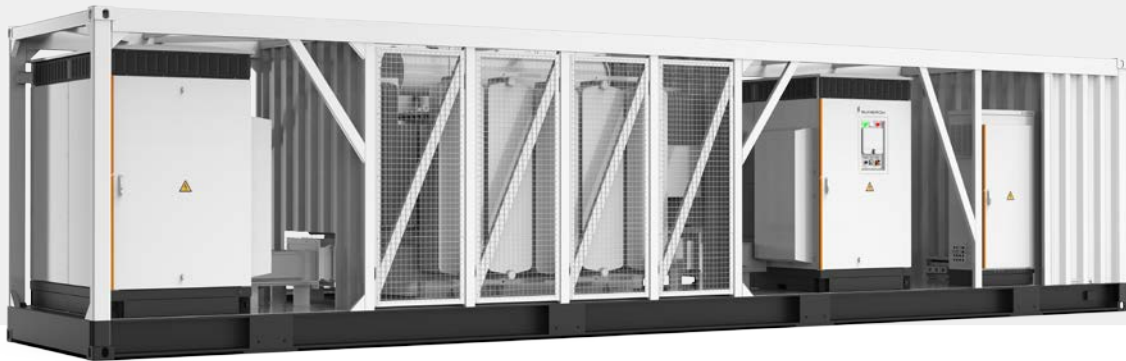
Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

SG6250HV-MV/ SG6800HV-MV

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated

NEW



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG6250HV-MV)
Effective cooling, full power operation at 45 °C (SG6800HV-MV)



SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

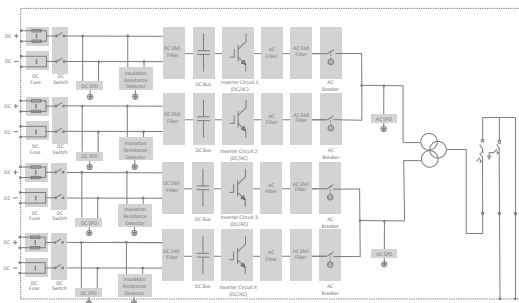
- Low transportation and installation cost due to 40-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional



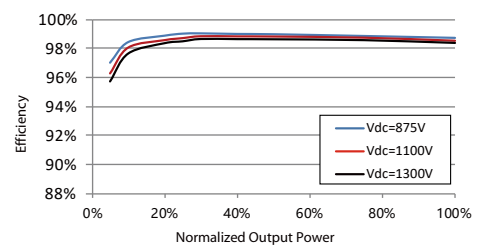
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter:IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	



Hygro-Thermo Transmitter compact

Part number: 1.1005.54.1xx

The data are output as electrical analogue signals The transmitters consist of a capacitive humidity element and a Pt 100 resistance thermometer. For outdoor installation we recommend the use of the weather- and thermal radiation shield.
Order no.: 1.1025.55 xxx



Specification

Part number: 1.1005.54.1xx

Temperature	
Meas. element	Pt 100 acc. to DIN IEC 60751 1/3 class B
Rel. Humidity	
Measuring range	0 ... 100 % rel. h.
Accuracy	± 2% rel. h. (@ 5 ... 95 % rel. h. and 10 ... 40 °C)
Meas. element	Capacitive
General	
Electr. connection	5 m cable
Protection	IP 30 for sensors IP 65 for electronic
Dimension	Ø 20 x 124 (180) mm
Weight	0.45 kg

Versions

As per 1.1005.54.1xx, but:

Product number 1.1005.54.000

Temperature

Measuring range	-30 ... +70 °C
Accuracy	±0,1 K (PT100)
Electr. output	PT100
Rel. Humidity	
Electr. output	0 ... 1 V
General	
Power supply	6 ... 30 V DC

Product number 1.1005.54.160

Temperature	
Measuring range	-30 ... +70 °C
Accuracy	±0,2 K
Electr. output	0 ... 1 V
Rel. Humidity	
Electr. output	0 ... 1 V
General	
Power supply	6 ... 30 V DC

Product number 1.1005.54.161

Temperature	
Measuring range	-30 ... +70 °C
Accuracy	±0,2 K
Electr. output	0 ... 10 V
Rel. Humidity	
Electr. output	0 ... 10 V
General	
Power supply	15 ... 30 V DC

Product number 1.1005.54.173

Temperature	
Measuring range	-30 ... +70 °C
Accuracy	±0,2 K
Electr. output	0 ... 5 V
Rel. Humidity	
Electr. output	0 ... 5 V

General

Power supply	10 ... 30 V DC
--------------	----------------

Product number 1.1005.54.241

Temperature

Measuring range	-30 ... +70 °C
Accuracy	±0,3 K
Electr. output	4 ... 20 mA

Rel. Humidity

Electr. output	4 ... 20 mA
----------------	-------------

General

Power supply	12 ... 30 V DC
--------------	----------------

Product number 1.1005.54.441

Temperature

Measuring range	-40 ... +60 °C
Accuracy	±0,3 K
Electr. output	4 ... 20 mA

Rel. Humidity

Electr. output	4 ... 20 mA
----------------	-------------

General

Power supply	12 ... 30 V DC
--------------	----------------

Product number 1.1005.54.461

Temperature

Measuring range	-40 ... +60 °C
Accuracy	±0,2 K
Electr. output	0 ... 10 V

Rel. Humidity

Electr. output	0 ... 10 V
----------------	------------

General

Power supply	15 ... 30 V DC
--------------	----------------

Accessories

Product	Product name	Brief description
---------	--------------	-------------------

	Teflonfilter with gauze ZE 20 1.1005.54.901	This hood is placed over the sensor and protects the measurement element from coarse dirt.														
	Sinter Filter ZE 21 1.1005.54.902	This basket is placed over the sensor and protects the measurement element from high wind speed (>5 m/s) and increased dust. A necessity for sensors in use in exposed areas, eg. in marine climates, desert, mountains.														
	Wall Holder 1.1005.54.903	for mounting the temperature (2.1280.xx.xxx) or hygrothermo Sensor (1.1005..xx.xxx) onto a wall, radiation- and precipitationprotected use (for ex. indoor) <table><tr><td colspan="2">General</td></tr><tr><td>Clamping range</td><td>Ø 20 mm</td></tr><tr><td>Mounting</td><td>plate with with drillings 3 x Ø 6,5 mm</td></tr><tr><td>Material</td><td>plastic, grey flange</td></tr><tr><td>Dimension</td><td>96 mm lang</td></tr><tr><td>Weight</td><td>0.075 kg</td></tr></table>	General		Clamping range	Ø 20 mm	Mounting	plate with with drillings 3 x Ø 6,5 mm	Material	plastic, grey flange	Dimension	96 mm lang	Weight	0.075 kg		
General																
Clamping range	Ø 20 mm															
Mounting	plate with with drillings 3 x Ø 6,5 mm															
Material	plastic, grey flange															
Dimension	96 mm lang															
Weight	0.075 kg															
	Weather and Thermal Radiation Shield, compact 1.1025.55.000	Protective case for the temperature and humidity sensors (2.1280.xx.xxx and 1.1005.54.xxx)sensor compact for outdoor installation without artificial ventilation. <table><tr><td colspan="2">Material</td></tr><tr><td>Laminations</td><td>plastic, white</td></tr><tr><td>Mast holder</td><td>stainless stell</td></tr><tr><td colspan="2">General</td></tr><tr><td>Mounting</td><td>at tube Ø 35 ... 50 mm</td></tr><tr><td>Dimension</td><td>Ø 120 x 275 mm</td></tr><tr><td>Weight</td><td>0.8 kg</td></tr></table>	Material		Laminations	plastic, white	Mast holder	stainless stell	General		Mounting	at tube Ø 35 ... 50 mm	Dimension	Ø 120 x 275 mm	Weight	0.8 kg
Material																
Laminations	plastic, white															
Mast holder	stainless stell															
General																
Mounting	at tube Ø 35 ... 50 mm															
Dimension	Ø 120 x 275 mm															
Weight	0.8 kg															



Weather and
Thermal Radiation
Shield, compact
1.1025.55.100

Protective case for the preceding temperature sensor compact for outdoor installation with artificial ventilation.

Material	
Laminations	plastic, white
Mast holder	stainless stell
General	
Power supply	12V DC, 2 W
Electr. connection	5 m cable
Mounting	at tube Ø 35 ... 50 mm
Dimension	Ø 120 x 275 mm
Weight	0.8 kg



ARG314

ARG314 Rain Gauge



Overview

The ARG314 (manufactured by EML) is Campbell Scientific's recommended solution for many hydrological or meteorological applications such as weather stations and flood warning systems.

The ARG314 is a versatile gauge suitable for climates with all types and intensities of rainfall. The injection moulded UV-stabilised material from which the gauge is made means that the ARG314 is an extremely robust and versatile instrument, ideal for applications where data precision and accuracy are critically important.

Benefits and Features

- › Suitable for all types of climates and intensities of rainfall
- › Extremely robust and versatile for applications where data precision and accuracy are critical
- › Unique aerodynamic shape for accuracy of measurements, even in windy or exposed sites - supported by published academic research (Colli et al., 2018 & Pollock et al., 2018)
- › Precision injection moulded internal components resulting in outstanding accuracy and repeatability
- › Meets all WMO recommendations for funnel area
- › External levelling bubble for easy levelling
- › No base plate required. Adjustable mounting feet also make levelling this gauge straightforward
- › Improved nozzle design - repeatable performance up to 1000 mm/hr

Technical Description

The internal tipping bucket mechanism has been designed to ensure maximum performance repeatability.

The ARG314 is a UV-stabilised injection-moulded plastic replica of the very successful, highly accurate aluminium SBS range.

Traditional cylinder-shaped rain gauges are inaccurate due to the effect of wind blowing over the orifice. The physical presence of the gauge causes air to accelerate, carrying rainfall away from the collecting vessel. The effect of this can be up to a 20% reduction in rainfall catch. The unique aerodynamic shape of this range of scientific standard rain gauges reduces this effect, ensuring a high level of confidence in the accuracy of our measurements.

Cables are available in 6 m, 10 m, 15 m, 20 m & 30 m lengths.

Specifications

Gauge Specifications

Resolution/Calibration	Metric: 0.1 mm or 0.2 mm
WMO Compliant	Yes
Output	Contact Closure (Reed Switch) Dual reed switch upgrade available (contact CSL)
Typical Accuracy	99% up to 120 mm/hr
Rainfall Intensity	0-1000 mm/hr (with mathematical correction over 120 mm/hr - contact CSL)

Operating Temperature	1°C - 70°C
Color	White
Funnel Diameter	20.0 cm/7.98 inch
Funnel Area	314 cm ² /48.67 sq. inch
Height	43.5 cm to 46.5 cm (with feet adjustment)
Weight	2.5 kg

For comprehensive details, visit: www.campbellsci.eu/arg314 



80 Hathern Road, Shepshed, LE12 9GX UK | +(0)1509 828888 | sale@campbellsci.co.uk | www.campbellsci.eu
AUSTRALIA | BRAZIL | CANADA | CHINA | COSTA RICA | FRANCE | GERMANY | INDIA | SOUTH AFRICA | SPAIN | THAILAND | [UK](#) | USA

© 2022 Campbell Scientific, Ltd. | 04/10/2022



RC18 Series PV Reference Cell

Digital & Analog Irradiance Sensor



Designed for PV System Monitoring

- Specifically designed for low-cost, high-accuracy solar irradiance measurements for outdoor monitoring of PV systems

No Need to Track Calibration Data

- You never have to track calibration data or reprogram data loggers or SCADA systems when you install or change out the reference cell
- Measurements are performed by a precision microcontroller circuit
- Both digital and analog outputs are internally calibrated

Cell Design

- Crystalline silicon PV cell
- Short-circuit current measured with precision shunt resistor
- Cell temperature measured with RTD
- Automatic temperature compensation as well as optional temperature output

Digital and Analog Outputs

- Both digital and analog outputs in a single, flexible product
- Digital communication uses Modbus over RS485
- Two analog outputs, user-configurable to 0-1.5V, 0-10V, or 4-20mA
- Analog output options include irradiance, short-circuit current, and temperature

Robust Mechanical Construction

- IP67-rated cast aluminum enclosure provides for protection from the elements and solid mounting

Optional Spectral Matching Filter

- Standard window is solar low-iron glass
- Optional CdTe-matching window material

Connectorized for Easy Installation

- M12 circular connector allows for easy installation, user-selectable cable lengths, and simple change-out for recalibration



Specifications

Main Data	Model name	RC18 Series
	Measurement range	0 to 1500 W/m ²
	Resolution	0.1 W/m ²
	Operating temperature	-35 to 80 °C
	Input power	8-28 VDC (12-28 VDC for 0-10V analog output)
	PV cell	Crystalline Si, 20 mm x 20 mm
	Window	Low-iron solar glass
	Cell temperature measurement	-40 to 100 °C, RTD
	Calibration data	Internally calibrated; no calibration data to manage
	Setup	Optional configuration kit allows PC-based setup
Digital	Communication protocol	Modbus over RS485, user-settable Modbus address
	Baud rate	Up to 57.6k
	Current consumption	typ. 8-15 mA
Analog	Analog output options	0-1.5V, 0-10V, or 4-20mA
	Analog output signals	Irradiance, Cell Temperature, Short-Circuit Current
	Current consumption	0-1.5V or 0-10V mode: typ. 8-15 mA 4-20mA mode: 15-55 mA
	Output impedance	0-1.5V or 0-10V mode: 2 kohm
	Internal voltage drop	4-20mA mode: Allow 3.5 V minimum
Enclosure	Material	Powder-coated cast aluminum housing
	Outdoor rating	IP67
Dimensions	Dimensions	4.53 x 2.56 x 1.18 in. / 115.1 x 65.0 x 30.0 mm
	Weight	0.6 lb / 0.3 kg
	Mounting	4 mounting holes, dia. 0.217 in. / 5.50 mm
Cable	Type	Shielded, weather resistant, UV-rated, 24 awg / 0.2 mm ²
	Cable length options	4 m, 10 m, 25 m, 50 m, 100 m, custom
	Connector	M12 circular connector, IP67
	Pinout	Power, Ground (3x), Analog 1 & 2, RS485 A & B, Shield
Measurement Specifications	Response time	0.15 s
	Electronics non-linearity	± 0.03% of range
	Repeatability	± 0.02% of range
	Temperature drift, -35 °C to 80 °C	± 0.4% at 1000 W/m ²
	Cell temperature measurement	± 1 °C
	Irradiance calibration	± 1.2%, calibrated to NREL-traceable reference standard
	Overall measurement uncertainty	± 2.0% @ 1500 W/m ² , ± 2.9% @ 100 W/m ²
	Stability	0.5% / year
Standards Compliance		IEC 61724-1 Class A, IEC 60904-2, IEC 60904-3, IEC 60904-10 CE

Contact Us

info@atonometrics.com | www.atonometrics.com | +1 (512) 377-6982
8900 Shoal Creek Blvd., Suite 116, Austin, Texas 78757, USA

