



Otimização da Configuração Elétrica em Parques Fotovoltaicos: Minimização de Perdas por Sombreamento e Mismatch

FILIFE JOSÉ REIS PIRES CUSTOIAS

outubro de 2025

Otimização da Configuração Elétrica em Parques Fotovoltaicos: Minimização de Perdas por Sombreamento e Mismatch

Filipe José Reis Pires Custoias

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Professor Doutor Nuno Filipe da Fonseca Bastos Gomes

Júri:

Presidente:

Professor Doutor Rui Miguel Monteiro De Brito, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Professor Doutor Alexandre Miguel Marques Da Silveira, Professor Adjunto, ISEP

Professor Doutor Nuno Filipe da Fonseca Bastos Gomes, Professor Adjunto, ISEP

Resumo

O investimento em projetos de energia solar fotovoltaica tem crescido de forma expressiva ao longo dos últimos anos, representando aproximadamente 80% da expansão da eletricidade renovável a nível global. A contínua redução dos custos dos equipamentos e o apoio político em diversos países tornam essencial a otimização da produção para garantir a viabilidade técnica e económica da construção de novos parques fotovoltaicos. No entanto a eficiência destes sistemas é fortemente condicionada por fatores externos, tais como sombreamento e as incertezas meteorológicas. Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo desenvolver uma metodologia de otimização da configuração elétrica em parques solares, com a finalidade de maximizar a produção de energia elétrica e minimizar as perdas.

O presente estudo baseia-se num parque fotovoltaico em fase de construção, cujo *layout* foi modelado no software PVcase e importado para o PVsyst para simular o desempenho energético e determinar o índice de performance. A metodologia proposta inclui a simulação e comparação de várias possibilidades de configuração de strings de módulos fotovoltaicos e estratégias de ligação aos MPPTs dos inversores, analisando o impacto na produção anual de energia, *Performance Ratio* (PR), perdas energéticas e variação sazonal do desempenho.

Os resultados obtidos mostraram que a otimização da configuração elétrica permite obter ganhos de produção anual de energia de 2,3% correspondente a 45,7 MWh e um aumento de 1,85 pontos percentuais de PR para o caso de estudo 1 e 18,7 MWh (0,9%) e um aumento de 0,75 pontos percentuais de PR caso de estudo 2. Este estudo contribui desta forma para a definição de melhores práticas na configuração elétrica de parques solares que permitem obter melhores resultados com a mesma potência instalada, aumentando assim a sua eficiência e competitividade no setor energético.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, Configuração elétrica, Sombreamento, Mismatch, Otimização.

Abstract

Investment in photovoltaic solar energy projects has grown significantly over the past years, accounting for approximately 80% of the expansion of renewable electricity worldwide. The continuous reduction in equipment costs and political support in several countries make production optimization essential to ensure the technical and economic feasibility of new photovoltaic plants projects. However, the efficiency of these systems is strongly constrained by external factors such as shading and meteorological uncertainties. In this context, this dissertation aims to develop a methodology to optimize the electrical configuration in solar plants, with the purpose of maximizing energy production and minimizing system losses.

The study is based on a photovoltaic plant under construction, whose layout was modeled in PVcase software and imported into PVsyst to perform production analysis and calculate the performance ratio. The proposed methodology includes the simulation and comparison of several string configuration possibilities and strategies for connecting them to the inverter MPPT inputs, comparing the impact on annual energy production, Performance Ratio (PR), system losses and seasonal variation of performance.

The results showed that the optimization of the electrical configuration enables annual energy production gains of 2.3% (corresponding to 45.7 MWh) and an increase of 1.85 percentage points in PR for case study 1, as well as 18.7 MWh (0.9%) and an increase of 0.75 percentage points in PR for case study 2. This study therefore contributes to the definition of best practices in the electrical configuration of solar parks, allowing better results to be achieved with the same installed capacity, enhancing their efficiency and competitiveness in the energy sector.

Keywords: Photovoltaic systems, Electrical configuration, Shading, Mismatch, Optimization.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Calendarização.....	3
1.4	Organização do Documento	3
2	Enquadramento Teórico	5
2.1	Princípio de Funcionamento de um Painel Fotovoltaico	5
2.1.1	Inclinação e Orientação dos Módulos.....	9
2.2	Estrutura e Configuração Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos.....	11
2.2.1	Configurações de ligação de módulos fotovoltaicos	11
2.2.2	Arquiteturas de um sistema fotovoltaico	13
2.3	Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos e Índices de Performance	19
2.3.1	Perdas por Sombreamento.....	19
2.3.2	Perdas por Mismatch.....	23
2.3.3	Outras Perdas Relevantes	25
2.3.3.1	Perdas Óhmicas.....	25
2.3.3.2	Perdas por Temperatura	26
2.3.4	Índices de Performance	27
2.4	Ferramentas de Modelação e Simulação.....	29
3	Metodologia.....	31
3.1	Casos de Estudo	31
3.1.1	Características do Parque Solar	32
3.1.2	Condições Geográficas e Meteorológicas.....	34
3.1.3	Especificações Técnicas dos Equipamentos.....	34
3.2	Ferramentas de Software	37
3.2.1	Modelação no Software PVcase	37

3.2.2	Parâmetros de Entrada no PVsyst.....	39
3.2.3	Configuração da Simulação com a ferramenta <i>Module Layout</i>	40
3.3	Cenários de Simulação	42
3.3.1	Cenário 1 – Configuração Base – 1 String por mesa (sequencial)	42
3.3.2	Cenário 2 – Configuração Longitudinal e Sequencial– Fila Superior e Fila Inferior	43
3.3.3	Cenário 3 – Configuração por Nível – Fila Superior e Inferior Ligadas a MPPTs Distintos	44
3.3.4	Cenário 4 – Agrupamento por Inclinação de Mesas	45
3.4	Conclusão da Metodologia	46
4	Resultados das Simulações e Comparação.....	49
4.1	Comparação de Desempenho entre Configurações	49
4.1.1	Desempenho no Cenário 1 – Configuração Base (1 String por mesa).....	50
4.1.2	Desempenho no Cenário 2 – Configuração Longitudinal e Alocação Sequencial	54
4.1.3	Desempenho no Cenário 3 – Separação por Fila em MPPTs Distintos	57
4.1.4	Desempenho no Cenário 4 - Agrupamento por Inclinação de Mesas.....	61
4.2	Estratégia de Otimização com Base nos Resultados Obtidos	62
4.3	Análise Sazonal	63
4.3.1	Variação do Desempenho ao Longo do Ano	63
4.4	Síntese dos Resultados.....	66
5	Conclusões.....	69

Lista de Figuras

Figura 1 Esquema de funcionamento de uma célula solar baseada em junção p-n (Benda, 2018).	6
Figura 2 Curvas I–V e P–V para diferentes níveis de irradiância solar.....	7
Figura 3 Curvas I–V e P–V para diferentes valores de temperaturas.....	8
Figura 4 Ilustração de sistemas fixos (a), sistema tracking de um eixo (b) e sistema tracking de dois eixos (c) (<i>Solar Trackers</i> , 2021)	10
Figura 5 Curvas características para diferentes configurações de ligação de módulos fotovoltaicos (Solar Cell I-V Characteristic Curves of a Photovoltaic Panel).....	13
Figura 6 Topologia Centralizada	15
Figura 7 Inversor de String (Zidane <i>et al.</i> , 2023).....	16
Figura 8 Inversor Multi-string (Zidane <i>et al.</i> , 2023).....	17
Figura 9 Topologia de módulos CA (Zidane <i>et al.</i> , 2023)	18
Figura 10 Comparação de rácio DC/AC elevado e baixo (Baharin <i>et al.</i> , 2023).....	19
Figura 11 Efeito do número de células sombreadas no comportamento elétrico de um submódulo fotovoltaico (Oliosì, Wittmer and Mermoud).....	21
Figura 12 Fator de perda por sombreamento em função da fração de submódulos sombreada, para diferentes números de strings ligadas por MPPT (Ali, Ajel and Ghadhban, 2023).....	23
Figura 13 Variação das perdas térmicas em função da temperatura, para módulos com diferentes coeficientes de temperatura (<i>Understanding PV system losses: solar panel tilt, solar incidence angle, and more Aurora Solar</i>).....	26
Figura 14 Curvas de derating térmico de um inversor fotovoltaico Huawei (SUN2000-60KTL 66 kW) para diferentes tensões de entrada.....	27
Figura 15 Estrutura de mesa de módulos do tipo 2V13	32
Figura 16 Caso de estudo 1 modelado no PVCad (Autocad).....	38
Figura 17 Caso de estudo 2 modelado no PVCad (Autocad).....	38
Figura 18 Configuração de 1 string por mesa	42
Figura 19 Distribuição longitudinal de strings por duas mesas de módulos	43
Figura 20 Distribuição de strings: configuração longitudinal	44
Figura 21 Declives de mesas no caso de estudo 1.....	46
Figura 22 Representação das mesas de módulos segundo o cenário de simulação 1 no caso de estudo 1 com presença de sombreamento.....	50

Figura 23 Representação das mesas de módulos segundo o cenário de simulação 1 no caso de estudo 2 com presença de sombreamento	51
Figura 24 Representação do sombreamento sobre mesas no cenário 1.....	52
Figura 25 Curva I-V de um MPPT com duas strings com sombreamento parcial	52
Figura 26 Curva P-V correspondente de um MPPT com duas strings com sombreamento	53
Figura 27 Disposição de strings no caso de estudo 1, com presença de sombreamento.....	54
Figura 28 Disposição de strings no caso de estudo 2, com presença de sombreamento.....	55
Figura 29 Curva I-V de um MPPT com uma string sem sombreamento e uma string sombreada	56
Figura 30 Curva P-V de um MPPT com uma string sem sombreamento e uma string sombreada	56
Figura 31 Module layout com separação por fila em MPPTs distintos.....	58
Figura 32 Curva I-V de um MPPT de duas strings sem sombreamento	58
Figura 33 Curva P-V de um MPPT com duas strings sem sombreamento	59
Figura 34 Curva I-V de um MPPT de duas strings com sombreamento.....	60
Figura 35 Curva P-V de um MPPT de duas strings com sombreamento.....	60
Figura 36 Produção de energia ao longo do ano no caso de estudo 1	64
Figura 37 Índice de performance mensal - caso de estudo 1	64
Figura 38 Produção de energia ao longo do ano no caso de estudo 2	64
Figura 39 Índice de performance mensal - caso de estudo 2	65

Lista de Tabelas

Tabela 1 Características meteorológicas do parque fotovoltaico	34
Tabela 2 - Resumo de resultados obtidos no cenário 1.....	53
Tabela 3 Resumo de resultados obtido para o cenário 2	57
Tabela 4 Resumo de resultados obtidos para o cenário 3.....	61
Tabela 5 Resumo dos resultados obtidos no cenário 4	61
Tabela 6 Resultados obtidos para as configurações ótimas em cada caso de estudo	62
Tabela 7 Ganhos mensais de energia produzida e PR do cenário otimizado face ao cenário base	66
Tabela 8 Resultados obtidos por cenário de simulação para o caso de estudo 1	66
Tabela 9 Resultados obtidos por cenário de simulação para o caso de estudo 2	67

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EPC	Engineering, Procurement and Construction
IEC	International Electrotechnical Commission
MPP	Maximum Power Point (ponto de potência máxima)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Rastreador de MPP)
PR	Performance Ratio (Índice de desempenho)
PT	Posto de Transformação
STC	Standard Test Conditions (Condições de teste padrão – 1000 W/m^2 , 25°C)
TMY	Typical Meteorological Year (Meteorologia do ano típico)
UPP	Unidade de Pequena Produção

1 Introdução

Neste capítulo de introdução à dissertação é feita uma contextualização e relevância acerca do tema proposto, são abordados os objetivos que se pretendem alcançar e é apresentada uma calendarização da realização das diversas etapas do trabalho.

1.1 Contextualização

A presente dissertação foi desenvolvida em contexto empresarial, na empresa CJR Renewables, uma empresa portuguesa especializada na prestação de serviços EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para parque solares, eólicos e também subestações. Atua em todas as fases de implementação de projetos de energias renováveis, desde a conceção, construção civil, instalação elétrica e montagem de equipamentos oferecendo soluções chave na mão com projetos atualmente em 28 países.

Este trabalho foi realizado em regime presencial, com recurso às ferramentas de software disponibilizadas pela empresa ao longo de 4 meses. A escolha do tema surgiu da necessidade de otimizar a configuração elétrica em centrais fotovoltaicas de grande escala com foco na minimização de perdas por sombreamento e mismatch. Pretende-se desenvolver uma metodologia de configuração elétrica que permita maximizar a produção de energia para a mesma potência instalada e ainda quantificar os potenciais ganhos das diversas configurações testadas.

1.2 Objetivos

A transição energética e o crescente investimento em fontes de energia renováveis têm levado a uma expansão significativa da energia solar fotovoltaica em Portugal e por todo o mundo. No entanto, a eficiência dos parques fotovoltaicos é influenciada por diversos fatores que podem resultar em perdas de produção energética muito significativas e por sua vez, na redução da rentabilidade destes sistemas.

A adoção de estratégias de otimização da configuração elétrica pode minimizar significativamente esses efeitos, contribuindo para a melhoria de desempenho global do sistema. Entre as principais causas de perdas energéticas destacam-se as perdas por sombreamento e as perdas por mismatch. Estas últimas surgem por consequência de módulos fotovoltaicos com características diferentes ou que operam sob condições muito distintas dentro do mesmo conjunto, o que leva a que aqueles que não são afetados com sombreamento sejam também prejudicados.

Desta forma este trabalho propõe uma abordagem para a minimização de perdas energéticas, com especial foco nas perdas causadas por sombreamento e pelo efeito de *mismatch*, contribuindo para uma maior eficiência global do sistema. Para tal, pretende-se:

- Identificar e quantificar os principais fatores que contribuem para as perdas em sistemas fotovoltaicos;
- Utilizar o software de simulação PVsyst para modelar diferentes possibilidades de configurações elétricas;
- Avaliar o impacto de cada configuração na produção energética e no índice de performance;
- Definir estratégias de otimização da configuração elétrica para mitigar as perdas e maximizar a eficiência do sistema;
- Validar a metodologia proposta através da análise comparativa de cenários simulados e dos resultados obtidos em cada um;
- Contribuir com recomendações práticas para projetos futuros.

1.3 Calendarização

A execução da dissertação decorreu em duas fases distintas. A primeira fase correspondeu ao estudo teórico e à revisão da literatura, e a segunda fase incidiu no desenvolvimento do trabalho prático. As principais etapas foram:

1. Revisão bibliográfica (março – maio 2025): Estudo sobre sistemas fotovoltaicos, mais concretamente sobre perdas, metodologias de otimização e ferramentas de simulação.
2. Modelação dos casos de estudo e modelo de simulação (abril – junho 2025): Preparação dos casos de estudo no PVcase e configuração da ferramenta de simulação PVsyst.
3. Definição e execução dos cenários (abril – julho 2025): Testes com diferentes configurações elétricas e obtenção de resultados.
4. Análise e interpretação dos resultados (julho – agosto 2025): Avaliação do impacto das estratégias propostas e validação da metodologia com a análise dos dados recolhidos.

1.4 Organização do Documento

O presente documento é dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo serve de introdução e contextualização do tema da dissertação. No segundo capítulo é feito um enquadramento teórico do tema da dissertação. O terceiro capítulo aborda a metodologia do trabalho, formulação do problema, apresentação dos casos de estudo e definição das simulações realizadas. O quarto capítulo apresenta a análise dos resultados obtidos, terminando no quinto capítulo com as conclusões do trabalho.

2 Enquadramento Teórico

Este capítulo apresenta os conceitos principais para a compreensão da dissertação e a relevância do estudo no contexto da otimização de sistemas fotovoltaicos. São descritos os princípios de funcionamento dos módulos fotovoltaicos, as diferentes abordagens de configuração elétrica e as principais perdas que afetam o seu desempenho.

2.1 Princípio de Funcionamento de um Painel Fotovoltaico

O princípio de funcionamento de um módulo fotovoltaico baseia-se na conversão direta da radiação solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico que ocorre quando fótons provenientes da luz solar incidem sobre células fotovoltaicas, provocando a excitação de elétrons e consequente geração de corrente elétrica. As células solares geram eletricidade quando são expostas à luz, se a incidência luminosa for interrompida, por exemplo devido a sombreamento, a produção elétrica é imediatamente afetada.

Estas células são tipicamente fabricadas a partir de materiais semicondutores, sendo o silício o mais comum, e são agrupadas e organizadas em módulos de forma a aumentar a produção de energia (Saxena *et al.*, 2024a). A célula fotovoltaica é a unidade fundamental de um módulo fotovoltaico e a sua eficiência depende principalmente do tipo de material semicondutor, da qualidade da junção p-n e das condições ambientais a que estas estão sujeitas. As células solares são geralmente constituídas por uma junção p-n de silício, onde o campo elétrico interno separa as cargas geradas pela luz solar. Esta separação origina uma diferença de potencial que, ao ser ligada a um circuito externo, resulta num fluxo de corrente elétrica. A

Figura 1 ilustra este princípio de funcionamento mostrando a estrutura típica de uma célula solar com as regiões tipo-N e tipo-P, bem como o movimento dos elétrons entre estas regiões.

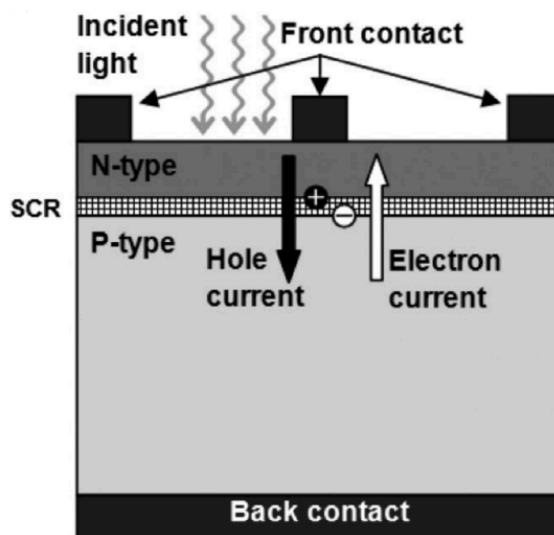


Figura 1 Esquema de funcionamento de uma célula fotovoltaica baseada em junção p-n (Benda, 2018).

Atualmente são quatro os principais tipos de células solares fotovoltaicas: monocristalinas, policristalinas, amorfas e de filme fino (Dixit *et al.*, 2023), (Zidane *et al.*, 2023):

- Silício monocristalino: Atingem aproximadamente 25% de eficiência em condições standard de teste (STC), têm um melhor desempenho com pouca luz, no entanto são a opção mais cara;
- Silício policristalino: Com eficiência em torno de 21% em condições STC, menor eficiência do que o silício monocristalino, mas tem um custo menor;
- Células amorfas: Não têm estrutura cristalina definida e são tradicionalmente usadas em aplicações de pequena escala. A sua estrutura “sem forma” está associada a menores eficiências;
- Filmes finos (como CdTe): Fabricadas pela deposição de camadas finas de material fotovoltaico, que exigem menor quantidade de silício, reduzindo os custos de produção. No entanto, também têm eficiências significativamente mais baixas quando comparadas com as tecnologias anteriores.

Cada tecnologia apresenta características específicas em termos de eficiência, custo e aplicabilidade. Desde a primeira célula de silício, desenvolvida pelos Laboratórios Bell em 1954,

com 6% de eficiência, tem-se verificado um progresso contínuo, aproximando-se do limite máximo teórico de 30% para células de silício, conhecida como o limite de *Shockley–Queisser* (Zanatta, 2022).

A análise das curvas características de funcionamento é fundamental para avaliar o desempenho dos módulos fotovoltaicos sob diferentes condições. A representação mais comum é a curva Corrente-Tensão (I-V), que descreve a relação entre a corrente elétrica (I) e a tensão (V). Diretamente relacionada a esta, é muito usual apresentar a curva Potência-Tensão (P-V), que mostra a variação da potência elétrica (P) em função da tensão de saída (V), permitindo identificar o ponto de potência máxima – MPP (Maximum Power Point).

A análise das curvas I-V e P-V em diferentes condições (por exemplo, de irradiância e temperatura) é fundamental para avaliar o desempenho em condições reais dos módulos e implementar otimizações que permitam minimizar perdas e maximizar a produção de energia. A Figura 2 e Figura 3 apresentam dois exemplos destas curvas características (I-V e P-V) sob diferentes condições de irradiância solar e temperatura ambiente. Verifica-se que quanto maior a irradiação maior é a potência de saída. Embora a corrente aumente com a intensidade da radiação solar observa-se paralelamente uma redução da potência à medida que a temperatura ambiente aumenta, o que se deve à sensibilidade dos materiais semicondutores às variações de temperatura (Zidane *et al.*, 2023).

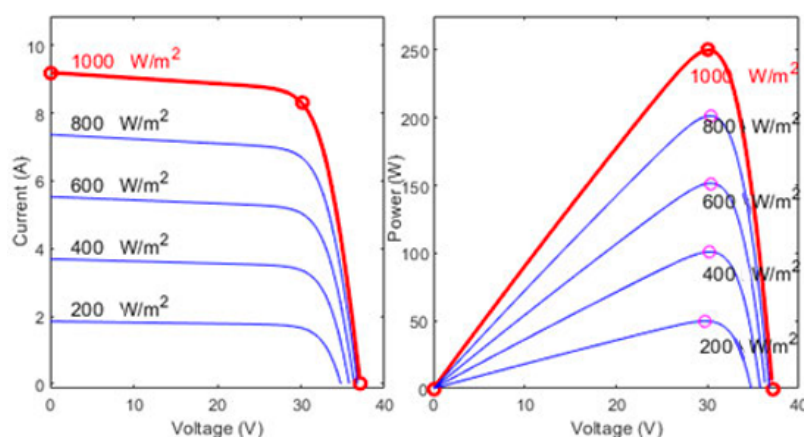


Figura 2 Curvas I-V e P-V para diferentes níveis de irradiância solar.

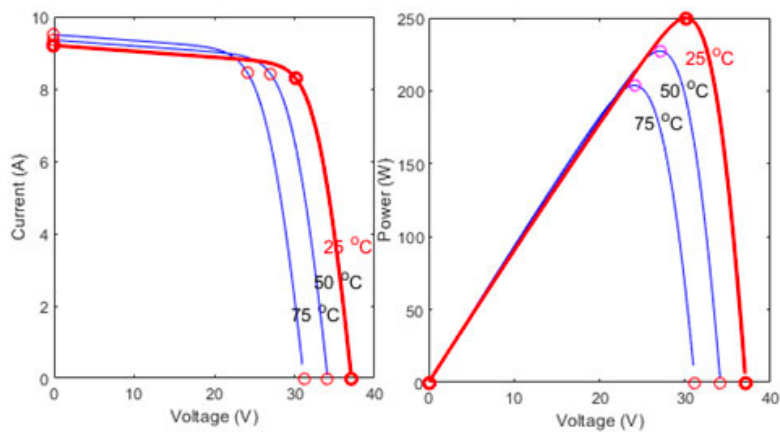


Figura 3 Curvas I–V e P–V para diferentes valores de temperaturas.

Embora os fabricantes forneçam parâmetros baseados em condições STC (*Standard Test Conditions*), o desempenho real dos módulos varia consideravelmente em função das condições ambientais. As condições STC correspondem a um *standard* da indústria utilizado para indicar o desempenho dos módulos fotovoltaicos, caracterizado por uma temperatura de 25 °C, uma irradiância de 1000 W/m² (IEC 61724-1:2021 | IEC, 2021). Durante o seu funcionamento, o módulo fotovoltaico comporta-se como uma fonte de corrente variável cuja resposta depende de múltiplos fatores, como (Vengatesh and Rajan, 2016):

- Radiação solar: O aumento da radiação provoca geralmente um aumento da corrente gerada e da potência;
- Temperatura: O aumento da temperatura causa uma redução na tensão de saída, afetando de forma negativa a potência gerada. A presença de vento ajuda a combater o impacto da temperatura ao contribuir para o arrefecimento dos módulos;
- Ângulo de incidência: Corresponde ao ângulo entre os raios solares e a normal ao plano do módulo. A radiação mais perpendicular aumenta a energia captada. Este fator varia com a hora do dia, estação e latitude geográfica e determina o ângulo de inclinação ótima dos módulos;
- Sombreamento/Poeira: A presença de sombreamento parcial e acumulação de poeiras reduzem a corrente elétrica dos módulos afetados, limitam a corrente da string e dificultam o seguimento do ponto de potência máxima.

2.1.1 Inclinação e Orientação dos Módulos

A eficiência de um parque fotovoltaico não depende unicamente da qualidade dos seus componentes, mas é também influenciada pela orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos (Saxena *et al.*, 2024b). De forma a maximizar a radiação solar captada, a superfície dos módulos deve estar o mais perpendicular possível aos raios solares incidentes pelo maior período possível. O ângulo de incidência do sol varia ao longo do dia e ao longo do ano, o que torna muito importante a determinação de uma inclinação ótima. Essa inclinação deve maximizar a energia média anual produzida.

A inclinação ótima dos módulos fotovoltaicos corresponde ao ângulo que maximiza a captação de radiação solar e depende principalmente da latitude geográfica do local de instalação. Como regra prática para instalações fixas, a inclinação ideal aproxima-se do valor da latitude do local onde é feita a instalação (Sado, Hassan and Sado, 2021; Saxena *et al.*, 2024b). Por exemplo, em Portugal continental, onde as latitudes variam entre 37° e 42°, inclinações entre 30° e 35° permitem otimizar a receção da radiação solar direta ao longo do ano, equilibrando a produção entre os meses de inverno e verão.

Contudo, a padronização deste valor pode conduzir em alguns casos a perdas energéticas significativas. A inclinação deve ser adaptada às condições locais como temperatura, radiação e presença de neve. Um estudo recente realizado na Suécia (Ruan *et al.*, 2024), focado em regiões frias de alta latitude demonstrou que a utilização de um modelo de cálculo baseado em dados meteorológicos históricos permite determinar um ângulo ótimo de instalação que se adapta às variações climáticas locais. O modelo desenvolvido permitiu aumento médio de produção de 4,8% em comparação com módulos instalados com ângulos genéricos.

Além da inclinação, a orientação dos módulos fotovoltaicos tem também um impacto direto na eficiência da captação solar. No hemisfério norte a orientação ideal de estruturas fixas é voltada a sul para garantir uma maior exposição solar durante o dia, especialmente durante os meses de inverno, quando o sol se encontra mais baixo no horizonte (Saxena *et al.*, 2024b). Orientações a este ou oeste são menos eficientes em termos de produção anual total, embora possam ser vantajosas em aplicações específicas como o autoconsumo com picos de carga no início da manhã ou ao final da tarde.

A orientação é definida através do ângulo de azimute, que corresponde ao ângulo entre a direção para onde o painel solar está voltado e a direção do sul geográfico (no hemisfério norte). Um azimute de 0° significa que o painel está perfeitamente orientado a sul, enquanto valores positivos indicam desvio para oeste e negativos para este. Este parâmetro deve ser considerado na análise da trajetória solar e no estudo de sombreamento entre filas de módulos, especialmente em instalações com estruturas fixas. Um estudo experimental realizado na Eslováquia demonstrou que o azimute pode ter um impacto até 24,19% na produção anual de energia de um sistema fotovoltaico (Božiková *et al.*, 2021). O mesmo estudo demonstra que a orientação ideal pode variar consoante o local e as condições locais de radiação e os seus autores desenvolveram ainda um modelo matemático que permite prever com muita precisão a energia produzida consoante a orientação e a inclinação de um sistema.

Para além das estruturas fixas, é possível recorrer a sistemas de seguimento solar (chamados sistemas tracking), que ajustam automaticamente a posição dos módulos ao longo do dia e tem com o objetivo de maximizar a radiação recebida pelos painéis fotovoltaicos. A Figura 4 ilustra os três sistemas de estrutura de módulos: fixos e sistemas tracking de um e dois eixos. A escolha entre estruturas fixas ou sistemas *tracking* influencia significativamente o preço do investimento inicial e os custos de manutenção, no entanto, um estudo realizado (Hammad *et al.*, 2017) demonstra que o sistema com *tracking* regista uma produção de energia em torno de 30% superior à de um sistema fixo mostrando o potencial de aumento de rendimento.

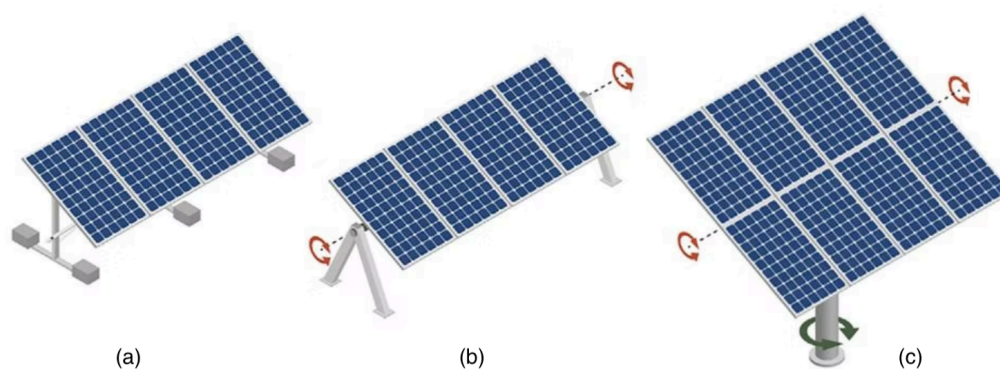


Figura 4 Ilustração de sistemas fixos (a), sistema tracking de um eixo (b) e sistema tracking de dois eixos (c) (Solar Trackers, 2021)

2.2 Estrutura e Configuração Elétrica de Sistemas Fotovoltaicos

A configuração elétrica de uma central fotovoltaica, seja esta implementada em coberturas de edifícios ou diretamente no solo, define a forma como os módulos solares são agrupados e interligados entre si, e como a energia é conduzida desde que é gerada em corrente contínua até ao ponto de ligação na rede elétrica. Esta configuração não só determina o desempenho energético do sistema como também influencia aspetos como a fiabilidade, manutenção, custos e perdas elétricas.

2.2.1 Configurações de ligação de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são interligados de forma a atingir os níveis de tensão e corrente adequados ao sistema, melhorando a robustez da instalação e de forma a reduzir as necessidades de cablagem. Podem ser feitas de três formas fundamentais: em série, em paralelo ou em configurações mistas (série-paralelo), cada uma com características elétricas distintas (Pendem and Mikkili, 2018).

Configuração em Série

Na configuração em série, o terminal positivo de cada módulo liga ao terminal negativo do módulo seguinte. Esta configuração resulta na soma das tensões individuais mantendo a corrente constante por toda a string de módulos. A corrente total da string é limitada pelo módulo que produz a menor corrente, o que se torna particularmente crítico em situações onde ocorre sombreamento parcial nalgum deles. Estas perdas não ocorrem apenas pelo sombreamento mas pelo efeito de mismatch uma vez que afeta negativamente o modo de funcionamento dos restantes módulos do conjunto. Uma ligação em série com n módulos apresenta as seguintes características elétricas:

$$V_{série} = \sum_{i=1}^n V_i \quad (1)$$

$$I_{série} = \min(I_1, I_2, \dots, I_n) \quad (2)$$

$V_{série}$ e $I_{série}$ representam respetivamente a tensão e a corrente da string, V_i e I_n representam a tensão e corrente de cada módulo individual.

A principal vantagem da configuração em série é o aumento da tensão da string que permite a utilização de cabos de menor secção, reduzir as perdas óhmicas no transporte da energia e permite atingir o nível de tensão necessária para responder aos requisitos do conversor. Por outro lado a maior limitação desta configuração é a vulnerabilidade que existe ao efeito de sombreamento, uma vez que a redução de corrente num único módulo afeta o funcionamento dos restantes módulos desse conjunto tornando mais significativos os efeitos de mismatch (Pendem and Mikkili, 2018), (Ingle *et al.*, 2017).

Configuração em paralelo

Na configuração em paralelo, todos os terminais positivos dos módulos estão ligados entre si, assim como todos os terminais negativos. Desta ligação resulta a soma das correntes individuais, enquanto a tensão se mantém igual à de um único módulo. As características elétricas são descritas por:

$$V_{paralelo} = \min (V_1, V_2, \dots, V_n) \quad (3)$$

$$I_{paralelo} = \sum_{i=1}^n I_i \quad (4)$$

Esta configuração tem uma maior resiliência ao sombreamento parcial comparativamente à ligação em série, pois o impacto negativo fica mais restrito aos módulos afetados e não prejudica toda a string (Ingle *et al.*, 2017). De acordo com um estudo onde foram analisadas as curvas I-V e P-V de módulos fotovoltaicos ligados em série, paralelo e série-paralelo, utilizando o software MATLAB-Simulink sob diversas condições de operação (como sombreamento parcial, variações de temperatura e presença de poeira), a configuração em paralelo demonstrou o melhor desempenho global a nível de produção de energia, revelando-se mais eficaz na mitigação dos efeitos do sombreamento (Vengatesh and Rajan, 2016).

Configurações mistas (série-paralelo)

Os sistemas fotovoltaicos com configurações mistas, combinando strings de módulos em série posteriormente ligadas em paralelo. Este tipo de configuração procura equilibrar as vantagens de cada tipo de ligação: aproveitar a eficiência na transmissão pela maior tensão das ligações em série, enquanto que se mitiga parcialmente o impacto do sombreamento através da ligação em paralelo de múltiplas strings (Ingle *et al.*, 2017).

Na Figura 5 são apresentadas as curvas I-V de uma configuração de módulos em série e em paralelo e é possível comparar o comportamento de cada uma delas como descrito anteriormente. A potência elétrica gerada, independentemente da configuração escolhida, resulta sempre do produto entre a tensão e a corrente. Contudo, o ponto de potência máxima (MPP) varia consoante a configuração, situando-se no extremo superior direito da curva I-V correspondente, que é o ponto onde é obtido o maior valor do produto das duas variáveis (*Solar Cell I-V Characteristic Curves of a PhotPanel, 2021*).

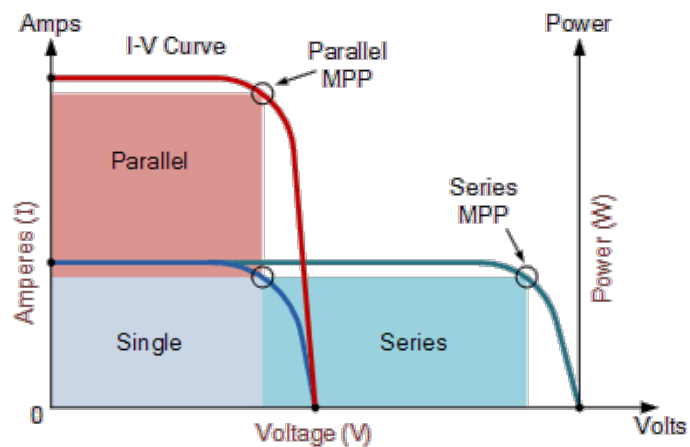


Figura 5 Curvas características para diferentes configurações de ligação de módulos fotovoltaicos (*Solar Cell I-V Characteristic Curves of a Photovoltaic Panel*)

2.2.2 Arquiteturas de um sistema fotovoltaico

Como já referido, os módulos fotovoltaicos produzem corrente contínua (CC), que necessita de ser convertida em corrente alternada (CA) antes de ser injetada na rede elétrica. Essa função é realizada por um dos elementos mais importantes dos sistemas fotovoltaicos, os conversores de potência, que para além da função de conversão de potência contêm mecanismos de rastreio do ponto de potência máxima (MPPT do inglês *Maximum Power Point Tracking*) (Zidane *et al.*, 2023). Os conversores de potência mais recentes utilizam o mecanismo MPPT que é responsável por encontrar continuamente o ponto de funcionamento onde a potência fornecida é máxima, ajustando o seu funcionamento à medida da curva I-V, conforme as condições externas a que o sistema é sujeito, como as variações da irradiância e temperatura. Para garantir o seu melhor desempenho, o inversor ajusta a corrente extraída dos módulos, influenciando a tensão de operação para o ponto de potência máxima (Rana and Khan, 2016a).

Existem diferentes tipos de inversores fotovoltaicos, em diversas categorias, que definem as configurações de ligação entre os módulos e a arquitetura geral do sistema. As principais configurações utilizadas em centrais fotovoltaicas incluem as topologias com inversores centrais, inversores de string e multi-string. Em projetos de grande escala, a topologia com inversor central continua a ser a mais comum, especialmente devido à sua simplicidade e baixos custos de manutenção (Zidane *et al.*, 2023). Estudos comparativos realizados em sistemas instalados sob as mesmas condições revelam que embora a topologia com inversores string possa apresentar um desempenho energético superior em determinados contextos, os sistemas com inversor central tendem a ser mais rentáveis quando se considera a perspectiva económica (Zidane *et al.*, 2019).

Inversor Central

Na topologia centralizada, ilustrada na Figura 6, um grande número de módulos fotovoltaicos é interligado em série para formar as várias strings, que por sua vez são conectadas em paralelo aos inversores centrais. A energia já em corrente alternada é posteriormente elevada para o nível de tensão próprio para ser injetada na rede elétrica, através de um posto de transformação ou de uma subestação dependendo da potência do parque solar.

Este tipo de configuração é o mais utilizado em centrais fotovoltaicas, principalmente devido ao custo inicial mais reduzido e à simplicidade de manutenção ao longo do tempo (Rana and Khan, 2016b). Os inversores centrais operam normalmente numa gama de potência entre 100 kW e 1 MW, adotando uma topologia trifásica que permite a sua utilização em centrais fotovoltaicas com potências que podem atingir várias dezenas de megawatts (Teodorescu, Liserre and Rodríguez, 2010).

No entanto esta topologia apresenta algumas limitações funcionais importantes. Dependendo do modelo do inversor escolhido, as strings são agrupadas em maior ou menor número pelos inversores. Como as strings partilham um ponto de rastreamento de potência máxima (MPPT), as variações de radiação, temperatura ou sombreamento que afetem parte do conjunto podem comprometer o funcionamento das restantes strings de módulos (Zidane *et al.*, 2023).

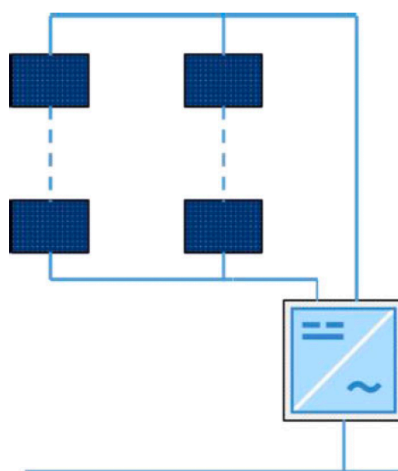


Figura 6 Topologia Centralizada (Zidane *et al.*, 2023)

Inversores de String

Na topologia com inversores string, cada string de módulos é ligada diretamente a um inversor dedicado, sem que existam ligações em paralelo entre diferentes strings, como é ilustrado pela Figura 7. Esta configuração permite que cada string opere de forma independente no seu ponto de potência máxima, o que resulta numa redução de perdas por *mismatch*. Estes inversores são concebidos para aplicações de menor dimensão como instalações residenciais ou comerciais, com potências na ordem de 0,4 kW a 2 kW por string. No entanto, nos últimos anos, esta tecnologia tem evoluído, sendo atualmente utilizada também em parques fotovoltaicos de maior escala, onde modelos mais recentes suportam potências superiores. Uma das principais vantagens é a flexibilidade uma vez que permite a utilização de módulos com diferentes características elétricas e facilita a expansão da central através da simples adição de novas strings com o respetivo inversor. Contudo esta topologia implica a utilização de um grande número de inversores o que aumenta muito os custos de aquisição, instalação e operação, tornando-se uma opção inviável em projetos de grande escala.

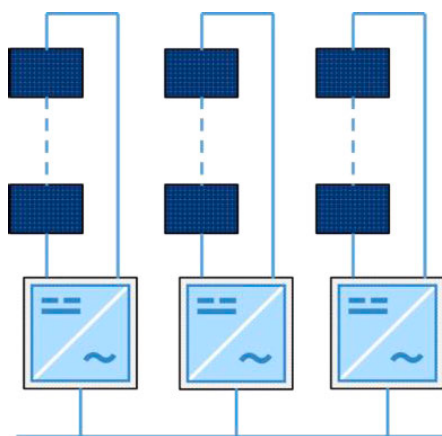


Figura 7 Inversor de String (Zidane *et al.*, 2023)

Inversor Multi-String

A topologia multi-string é mais utilizada em instalações comerciais ou coberturas de edifícios com potências típicas entre 1,5 kW e 6 kW. Neste tipo de configuração cada string é ligada a um conversor CC-CC individual, responsável pela amplificação da tensão e pelo rastreamento do ponto de potência máxima dessa string. Estes conversores alimentam um barramento comum, que por sua vez está ligado a um único inversor centralizado, como é ilustrado pela Figura 8.

Apesar existirem duas etapas de conversão (CC-CC e depois CC-CA) esta arquitetura combina as vantagens dos sistemas centralizados com a flexibilidade dos inversores string resultando num desempenho global mais equilibrado, especialmente em contextos com diferentes orientações ou diferentes níveis de sombreamento entre strings.

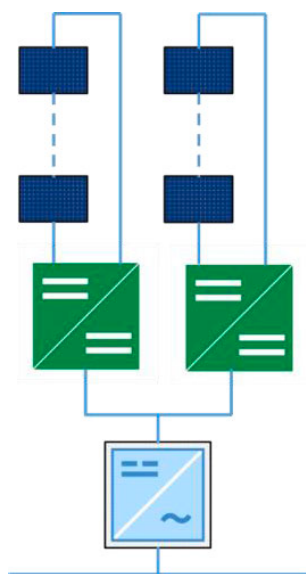


Figura 8 Inversor Multi-string (Zidane *et al.*, 2023)

Inversores Integrados

Segundo esta topologia, ilustrada pela Figura 9, também conhecida como topologia com módulos CA, consiste na integração de um pequeno inversor em cada módulo fotovoltaico. As potências típicas destes microinversores situam-se entre 50 W e 400 W, aplicáveis apenas a instalações de baixa potência. Esta topologia oferece uma grande flexibilidade no design facilitando a expansão e permite o rastreamento individual do ponto de máxima potência de cada módulo. Como resultado apresenta melhor desempenho em condições de sombreamento parcial e permite uma monitorização detalhada e facilita a deteção de falhas ao nível do módulo.

Apesar destas vantagens esta solução tem grandes limitações para aplicações em larga escala, principalmente devido ao seu custo elevado e à redução da durabilidade dos microinversores, que ficam expostos a altas temperaturas quando instalados diretamente no exterior junto aos módulos (Zidane *et al.*, 2023).

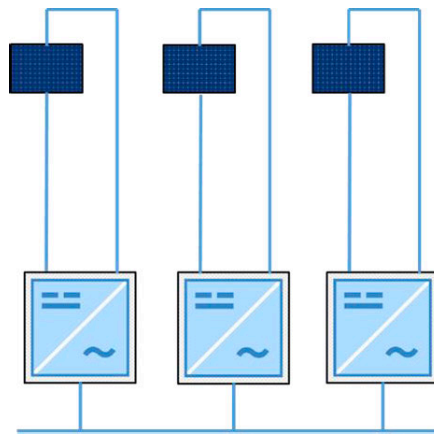


Figura 9 Topologia de módulos CA (Zidane *et al.*, 2023)

Da análise das diferentes topologias de inversores é evidente que a escolha da arquitetura do sistema fotovoltaico tem implicações diretas na forma como a energia produzida é convertida e injetada na rede. Esta escolha afeta os aspectos operacionais, o rastreamento MPPT e também a estratégia de dimensionamento, em particular o rácio DC/AC (*Qual é a relação DC/AC de um sistema fotovoltaico?*, 2023).

O rácio DC/AC é um parâmetro importante na otimização do desempenho global do sistema e é obtido pelo rácio entre a potência instalada em módulos fotovoltaicos e a potência nominal dos inversores:

$$P_{ratio} = \frac{P_{DC}}{P_{AC}} \quad (5)$$

Devido à variabilidade da irradiância e à influência da temperatura (que reduz a tensão e consequentemente a potência dos módulos) os módulos nem sempre operam em condições STC. Por esse motivo é comum sobredimensionar o parque fotovoltaico em relação à potência nominal dos inversores com o objetivo de maximizar a produção energética anual.

Conforme ilustrado na Figura 10, um rácio DC/AC mais elevado permite aumentar a produção útil em grande parte do dia, ainda que possam vir a ocorrer perdas por “clipping”, que corresponde às perdas que ocorrem quando a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos excede a capacidade de saída dos inversores e a energia excedente não é aproveitada. O ponto ótimo do rácio DC/AC depende de fatores como o clima local, o perfil de produção desejado e os objetivos financeiros do projeto, mas como referência, valores entre 1,1 e 1,3 são frequentemente adotados como boas práticas no setor (Baharin *et al.*, 2023).

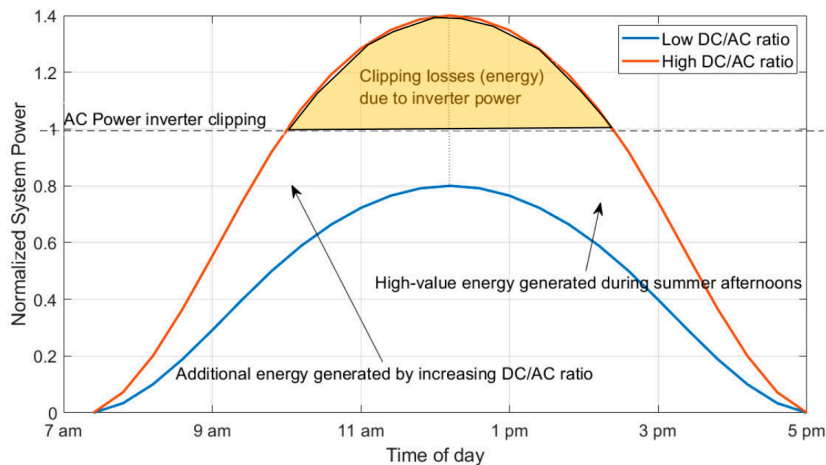


Figura 10 Comparação de rácio DC/AC elevado e baixo (Baharin *et al.*, 2023)

2.3 Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos e Índices de Performance

O desempenho de um sistema fotovoltaico é fortemente condicionado pela presença de perdas ao longo do processo de conversão da energia, desde que a radiação solar incide nos painéis fotovoltaicos até que a energia é por fim injetada na rede. Estas perdas, de diversas origens, podem afetar significativamente a produção final, sendo essencial identificá-las, quantificá-las e, sempre que possível adotar medidas para as mitigar.

Compreender os fatores de perdas é um passo fundamental no processo de otimização da configuração elétrica de parques fotovoltaicos, sobretudo em cenários com topografias irregulares, condições ambientais adversas ou outras condicionantes que comprometam a produção de energia. Neste subcapítulo são descritos os principais tipos de perdas que afetam a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, bem como os índices utilizados para avaliar o seu impacto global, com especial destaque para o *Performance Ratio* (PR).

2.3.1 Perdas por Sombreamento

As perdas por sombreamento têm uma grande influência sobre o desempenho e eficiência dos módulos fotovoltaicos, e devem ser tidas em consideração desde a fase preliminar de qualquer projeto fotovoltaico. Estas perdas ocorrem quando a radiação solar não

incide uniformemente sobre o módulo fotovoltaico, causando uma perda direta de produção de energia, e leva à redução de eficiência global (Ali, Ajel and Ghadhban, 2023).

Este tipo de perdas ocorre frequentemente em instalações rodeadas por múltiplos obstáculos, como árvores, edifícios ou outras estruturas que gerem sombras irregulares sobre os módulos, devendo estes ser evitados sempre que possível.

Quando uma ou mais células de um módulo fotovoltaico são afetadas pelo sombreamento, a corrente gerada diminui ou desaparece por completo. Como as células de um módulo estão interligadas em série, a corrente do módulo é limitada pela célula com corrente mais fraca, que resulta numa redução direta da potência de saída. Este comportamento é ilustrado na Figura 11, que mostra a curva I-V de um módulo de uma string em função do número de células sombreadas e é possível observar que mesmo com apenas uma célula sombreada há uma grande redução na potência de saída (de 92 W para 23 W), o que reforça a importância da mitigação do sombreamento localizado.

De forma a mitigar as perdas associadas ao sombreamento localizado, os módulos fotovoltaicos estão normalmente equipados com díodos de *bypass*, que são instalados em paralelo com um subconjunto de células (tipicamente 20 a 24 por diodo). Quando a corrente forçada através de uma célula sombreada provoca uma tensão inversa suficiente, o diodo de *bypass* entra em condução e desvia a passagem da corrente pela parte sombreada. Desta forma as células não afetadas continuam a contribuir para a produção do módulo, embora a potência total disponível seja inferior à nominal (Rana and Khan, 2016b). Este comportamento elétrico também se verifica quando os módulos são ligados em série e um dos módulos dessa string está sombreado. Nesta situação a corrente de toda a string é limitada à corrente do módulo com menor produção.

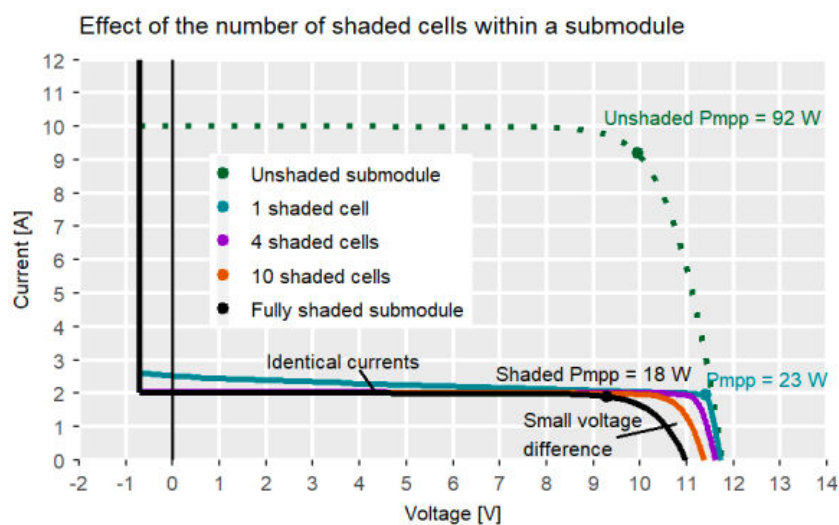


Figura 11 Efeito do número de células sombreadas no comportamento elétrico de um submódulo fotovoltaico (Olios, Wittmer and Mermoud).

Consoante a origem e o comportamento ao longo do tempo, o sombreamento pode ser classificado de diferentes formas (Ali, Ajel and Ghadhban, 2023):

- **Sombreamento direto:** resulta da presença constante de obstáculos físicos como edifícios, árvores, inclinação do terreno ou também das estruturas do próprio parque fotovoltaico, como os módulos de mesas adjacentes. É um sombreamento mais previsível e pode ser analisado com ferramentas de simulação, também é chamado de sombreamento próximo (*near shading*);
- **Sombreamento distante:** é o sombreamento causado por elementos afastados, como linhas de horizonte, cordilheiras ou topografia do terreno que afetam o sistema de uma forma global.
- **Sombreamento difuso:** causado por fatores como poeiras, neblina ou nuvens que reduzem a componente direta da radiação solar mas não de uma forma tão constante. Este efeito é mais difícil de prever mas afeta menos a performance que o sombreamento direto.

Nos parques fotovoltaicos com estrutura fixa, um dos principais fatores de sombreamento, e difícil de mitigar por completo, é o sombreamento entre fileiras de mesas de módulos, que ocorre quando uma fila de módulos projeta sombra sobre a fileira seguinte, sobretudo durante as primeiras e últimas horas do dia. Este fenómeno depende de fatores como:

- Altura das estruturas e inclinação dos módulos;
- Distância entre as fileiras (pitch);
- Latitude do local e trajetória solar ao longo do ano.

A presença de sombreamento parcial não afeta apenas a quantidade de energia gerada, mas também a estabilidade de operação ao introduzir flutuações no rastreamento do ponto máximo de potência. Este fenómeno cria distorções na curva I-V dos módulos fotovoltaicos, que surge com degraus, o que dificulta o funcionamento dos algoritmos de rastreamento do ponto de potência máxima nos inversores (Ali, Ajel and Ghadhban, 2023). Nestas situações ocorre uma diferença de potência entre as strings que partilham o mesmo MPPT, que leva a perdas produção. Este tipo de perdas, neste caso diretamente ligadas às perdas por sombreamento, são perdas por “incompatibilidade”, conhecidas como as perdas por mismatch, abordadas em mais detalhe no subcapítulo seguinte.

Quando duas ou mais strings são ligadas ao mesmo MPPT, como é muito comum em inversores centrais, os efeitos de mismatch entre strings sujeitas a condições de radiação diferentes torna-se mais acentuado. À medida que se adicionam mais strings em paralelo a um mesmo MPPT, as perdas associadas ao sombreamento aumentam de forma significativa.

Este comportamento foi confirmado num estudo realizado pela equipa do PVsyst (Ali, Ajel and Ghadhban, 2023), que conclui que o impacto do sombreamento nas perdas elétricas depende do número de strings ligadas ao mesmo MPPT. Quando apenas uma string está ligada num MPPT, mesmo que uma parte significativa de submódulo (por exemplo 1/3) esteja sombreada, a produção de energia mantém-se relativamente estável, embora que com perdas, graças aos díodos de bypass. Por outro lado, quando existem várias strings ligadas em paralelo no mesmo MPPT (três ou mais) as perdas causadas pelo sombreamento tornam-se mais críticas. Com apenas 1/3 dos submódulo sombreados o fator de sombreamento apresenta valores mais elevados, que resulta numa redução significativa da produção. Este fenómeno deve-se ao desfasamento de corrente e tensão entre strings que força o MPPT a operar fora do seu ponto ótimo de funcionamento. O gráfico da Figura 12 demonstra que o fator de perdas por sombreamento cresce mais rapidamente à medida que aumenta o número de strings por MPPT, confirmando que quanto maior for o número de strings a partilhar o mesmo MPPT maior o risco de perdas significativas em condições de sombreamento parcial.

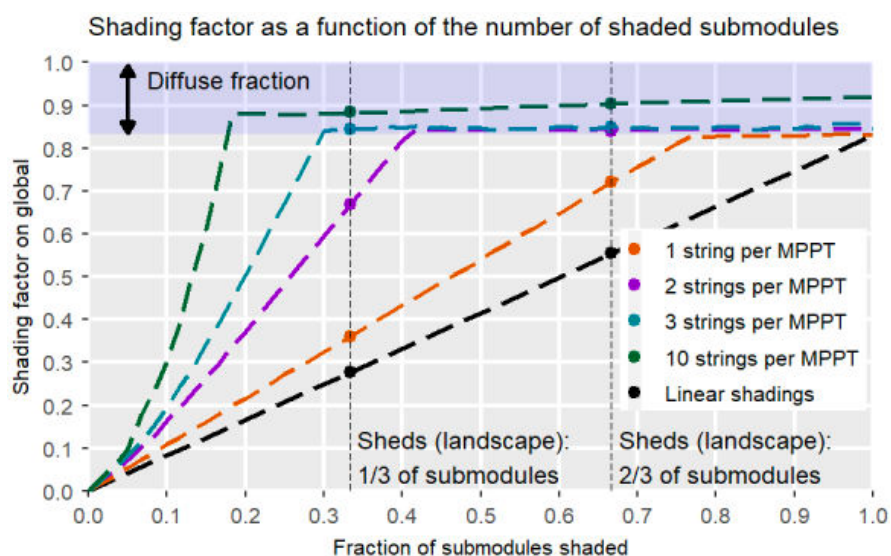


Figura 12 Fator de perda por sombreamento em função da fração de submódulos sombreada, para diferentes números de strings ligadas por MPPT (Ali, Ajel and Ghadhban, 2023)

Além das estratégias de mitigação física do sombreamento, como o espaçamento entre fileiras e a orientação ótima dos módulos, a gestão adequada da configuração elétrica e da alocação das strings por MPPT assume um papel importante na minimização das perdas de um sistema fotovoltaico.

2.3.2 Perdas por Mismatch

Como referido no subcapítulo anterior, a presença de sombreamento parcial nos módulos fotovoltaicos prejudica a eficiência global do sistema. Esta perda de produção que ocorre no módulo ou apenas numa parte dele, limita a corrente de todos os módulos que a ele estejam ligados em série e a string a operar de acordo com o elemento menos produtivo. Esta limitação imposta a toda a string origina uma condição de mismatch.

Este tipo de perdas refere-se ao desfasamento entre os valores de tensão ou de corrente numa string de módulos ou até entre strings que partilhem o mesmo MPPT, e pode ser classificado em duas categorias: mismatch temporário ou permanente. De acordo com um estudo (Ali Khan, 2021) o mismatch temporário pode provocar perdas mensais até cerca de 18% e decorrem de fatores como (Dhass *et al.*, 2022):

- Sombreamento parcial;
- Acumulação de poeiras;

- Sujidade não uniforme.

Por outro lado, falhas permanentes resultam de defeitos internos dos próprios módulos ou falhas cometidas no dimensionamento do projeto como:

- Degradação não homogênea do módulo ao longo do tempo;
- Diferenças na temperatura de operação entre módulos;
- Desvios de fabrico entre lotes distintos de módulos;
- Fissuras internas ou defeitos de soldadura.

Além das assimetrias causadas por sombreamento parcial ou variações entre as características dos módulos, também a ligação de strings com diferentes comprimentos contribui para perdas por mismatch, dado que cada string atinge o seu ponto de máxima potência a diferentes tensões (mais frequente em sistemas de grande escala com inversores centrais). Esta diferença de características elétricas leva ao mismatch entre as curvas I-V afetando negativamente a eficiência do inversor (Wurster and Schubert, 2014).

Um aspeto importante a evitar no dimensionamento de um parque fotovoltaico é a ligação de strings com números diferentes de módulos ao mesmo inversor. A tensão de operação de uma string resulta do somatório das tensões individuais dos módulos, e por isso, strings com números diferentes de módulos têm valores de tensão diferentes. Quando strings com níveis de tensão diferentes são agrupadas no mesmo MPPT, o inversor é forçado a operar fora do seu ponto ótimo, originando perdas significativas por mismatch e degradação acelerada dos módulos. Um estudo realizado (Wurster and Schubert, 2014) indica que quando a diferença entre strings em paralelo excede um módulo, pode resultar em perdas de produção de 5%.

A mitigação deste efeito pode ser realizada através de várias estratégias como a utilização de inversores com múltiplos MPPTs, integração de optimizadores de potência a nível de módulo, ou adoção de topologias de ligação mais resilientes ao mismatch. No entanto estas soluções têm uma maior complexidade e trazem custos acrescidos e riscos de fiabilidade a longo prazo. Neste contexto, a configuração elétrica, em particular a forma como os módulos são agrupados em strings e atribuídos a diferentes MPPTs, constitui um aspeto determinante para a minimização das perdas.

2.3.3 Outras Perdas Relevantes

Além das perdas por sombreamento e de mismatch, existem outras perdas que influenciam o desempenho global dos sistemas fotovoltaico. Estas perdas, apresentadas de seguida, embora possam parecer individualmente menores têm um impacto considerável na produção de energia e devem ser igualmente consideradas na fase de dimensionamento.

2.3.3.1 Perdas Óhmicas

As perdas óhmicas ocorrem devido à resistência elétrica presente nos condutores utilizados nas diversas ligações dos elementos destes sistemas, tanto em corrente contínua, entre os módulos e os inversores, como em corrente alternada, entre os inversores e o ponto de ligação à rede. Estas perdas de potência são proporcionais ao quadrado da corrente e à resistência do cabo e resultam numa dissipação sob a forma de calor (Investigation of PV System Cable Losses, 2017). São calculadas de acordo com a seguinte expressão:

$$P = I^2 * R \quad (6)$$

Na fase de dimensionamento é fundamental limitar estas perdas, não apenas para melhorar a eficiência, mas também para garantir a segurança do transporte de energia e a durabilidade da instalação uma vez que estas perdas de potência dependem também do comprimento, secção dos condutores e do material condutor (como o cobre ou o alumínio).

De acordo com a norma IEC 62548, a queda de tensão nos cabos deve ser cuidadosamente controlada. No lado de CC são recomendados valores inferiores a 1% e não devem exceder os 2%, uma vez que uma elevada queda de tensão pode originar disparidades na tensão entre strings ligadas ao mesmo MPPT, que contribui para perdas adicionais por mismatch. No lado CA o valor tipicamente estimado para as perdas ronda 1%. De forma a garantir o rendimento energético da instalação, é recomendado que a perda total dos cabos de baixa tensão, ou seja, entre os módulos e o posto de transformação, não exceda 2% (IEC 62548-1:2023 | IEC, 2023), (*Ultimate guide to utility-scale PV system losses — RatedPower, 2022*).

As práticas mais eficazes para reduzir este tipo de perdas passam por minimizar o comprimento dos cabos o mais possível e aumentar a secção dos condutores. A redução do comprimento dos circuitos de CC e CA permite diminuir a resistência total do percurso. Por outro lado o aumento da secção dos cabos resulta numa menor resistência elétrica que também

contribui para a redução das perdas. Esta prática é particularmente recomendada em situações de longos percursos ou correntes elevadas (Hashemi *et al.*, 2021).

2.3.3.2 Perdas por Temperatura

A temperatura tem um impacto direto no desempenho dos módulos e dos inversores que compõem os sistemas fotovoltaicos (Dubey, Sarvaiya and Seshadri, 2013). À medida que a temperatura dos módulos aumenta existe uma redução da potência elétrica produzida ao afetar diretamente a tensão de operação. As perdas térmicas são assim maiores nos meses em que a temperatura é mais elevada.

Este efeito de redução da capacidade normal de produção de energia dos módulos, comparativamente às condições STC é frequentemente referido como “*derating térmico*”. Esta redução é expressa pelo coeficiente de temperatura que geralmente se situa em torno de 0,4% a 0,5% por cada grau Celsius acima de 25 ° (temperatura STC). Na Figura 13, podemos ver a variação das perdas com a temperatura para dois painéis (Dubey, Sarvaiya and Seshadri, 2013), (Skoplaki and Palyvos, 2009).

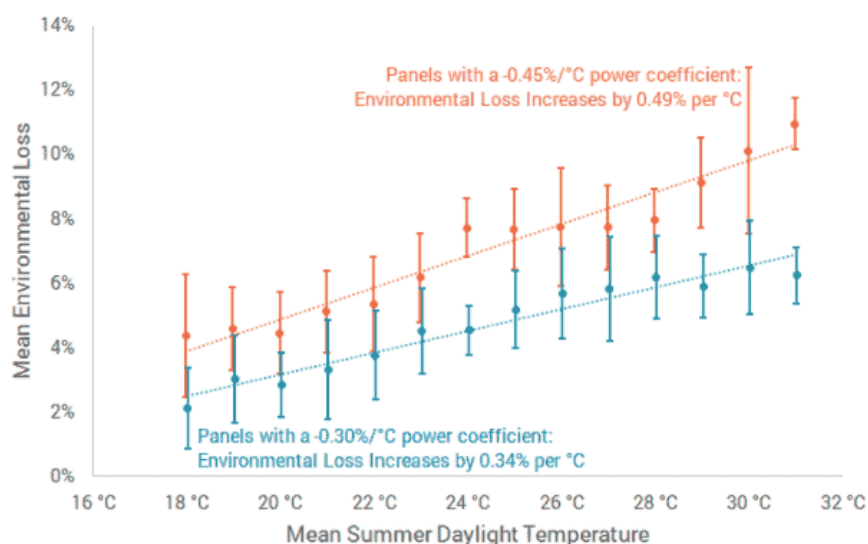


Figura 13 Variação das perdas térmicas em função da temperatura, para módulos com diferentes coeficientes de temperatura (*Understanding PV system losses: solar panel tilt, solar incidence angle, and more | Aurora Solar*).

A temperatura não afeta apenas o funcionamento dos módulos mas também os inversores, que são equipamentos eletrônicos sensíveis ao calor. Os inversores mais modernos apresentam eficiências máximas superiores a 98% nas condições ideais, mas à medida que a temperatura dos equipamentos aumenta, estes tendem a reduzir a potência de saída máxima

verificando-se também o efeito de derating térmico, para evitar danos internos. A temperatura a partir da qual se inicia o derating varia entre modelos, na Figura 14 é apresentada a curva de derating para um inversor da Huawei e verifica-se que à medida que a temperatura ambiente aumenta a potência de saída decresce, geralmente a partir dos 30 °C.

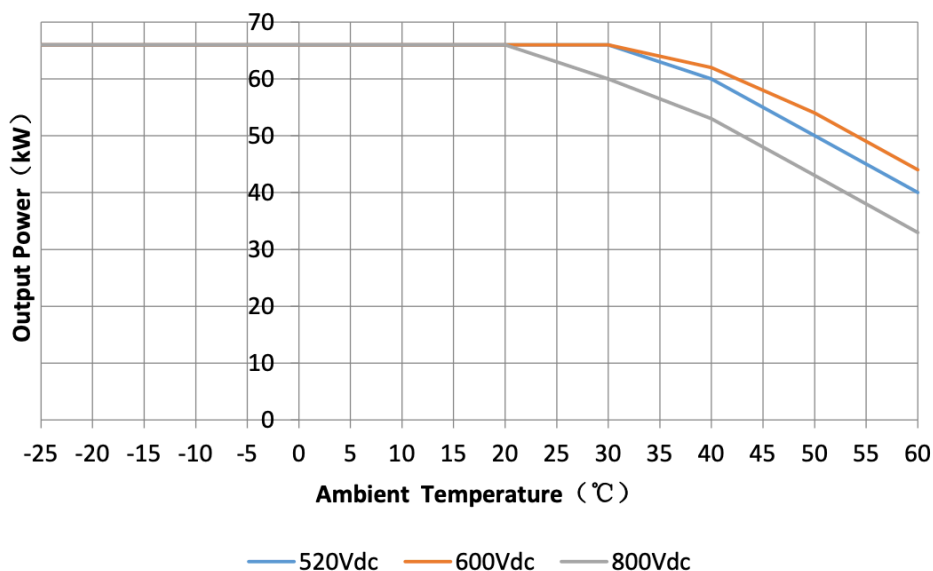


Figura 14 Curvas de derating térmico de um inversor fotovoltaico Huawei (SUN2000-60KTL 66 kW) para diferentes tensões de entrada.

Este mecanismo de proteção evita o sobreaquecimento e deterioração dos componentes eletrônicos dos equipamentos, no entanto, este efeito tende a ocorrer nos períodos de maior produção fotovoltaica, quando a irradiância é elevada e temperatura ambiente é mais alta. Como consequência, esta limitação de conversão de energia faz com que as perdas por temperatura sejam significativamente superiores nos meses de verão e afetem negativamente os índices de performance (*How Solar Inverters Efficiently Manage High-Temperature Conditions*, 2022).

2.3.4 Índices de Performance

Para avaliar o desempenho de uma instalação fotovoltaica, independentemente da localização ou das condições de radiação, são utilizados índices de performance normalizados. A norma IEC 61724-1:2021 define a terminologia, equipamentos e métodos para monitorização e análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos e define os indicadores de performance utilizados - o *Performance Ratio* (PR) (do inglês índice de desempenho) (IEC 61724-1:2021 | IEC).

Este indicador de desempenho quantifica em percentagem a eficiência global do sistema fotovoltaico, considerando todas as perdas, como as perdas por temperatura, sombreamento, mismatch, óhmicas, indisponibilidade, entre outras. O PR representa portanto a relação entre a produção real de energia e a produção teórica máxima da instalação em condições STC sem a existência de perdas (Jamal *et al.*, 2024). O PR pode então ser expresso pela seguinte relação:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_{out}/P_0}{H_i / G_{i,ref}} \quad (7)$$

Onde:

- Y_f : É a energia produzida, em CA, entregue à rede (E_{out}) por potência instalada (P_0);
- Y_r : É a energia solar global incidente sobre os módulos (H_i) dividida pelo valor de irradiância de referência ($G_{i,ref}$) - condições STC (1000 W/m^2).

Valores comuns deste índice rondam entre 70 % e 90 %, dependendo dos equipamentos utilizados, configuração do sistema, topografia do terreno e das condições ambientais. Apesar de não ser muito frequente, em projetos de grande escala, atingir valores de PR superiores a 90%, estes valores podem ser alcançados com a instalação de equipamentos mais eficientes e com otimizações de layout em regiões tipicamente mais frias (Reich *et al.*, 2012). Uma vez que as perdas variam ao longo do ano, também assim varia o valor do PR. Um estudo realizado numa central fotovoltaica no sul da Argélia revelou um PR médio anual de 82,02%, com variações mensais entre 74,49% e 89,34%. Estas variações estão associadas sobretudo às perdas térmicas que variam ao longo do ano e são mais significativas nos meses mais quentes (Dahmoun *et al.*, 2021).

No contexto da otimização da configuração elétrica, estes índices desempenham um papel importante na avaliação comparativa de diferentes estratégias. Ao refletir as perdas do sistema, o valor do PR torna-se um indicador muito relevante para quantificar os ganhos obtidos através da implementação de melhorias e permite uma comparação entre diferentes cenários de configuração e aferir quais os mais eficientes.

2.4 Ferramentas de Modelação e Simulação

A modelação e simulação de sistemas fotovoltaicos são passos fundamentais para avaliar o desempenho e prever a produção energética para determinar a rentabilidade económica dos projetos. Estas ferramentas permitem analisar o desempenho sob diferentes condições e cenários de configuração, permitindo identificar estratégias que minimizem as perdas energéticas.

O desenvolvimento de ferramentas de software especializadas na simulação fotovoltaica tem evoluído significativamente ao longo dos anos e oferecem opções com vários níveis de complexidade e aplicabilidade. Entre as principais ferramentas utilizadas na indústria e na investigação destacam-se o PVsyst, utilizado como ferramenta para a modelação do parque fotovoltaico neste estudo, o System Advisor Model (SAM) do *National Renewable Energy Laboratory*, o PVLlib, MATLAB/Simulink e o PV*SOL (Gurupira *et al.*, 2017).

O PVsyst é a ferramenta mais reconhecida na indústria fotovoltaica, sendo uma das mais completas e realistas para o dimensionamento e simulação destes sistemas. Este software foi desenvolvido especificamente para a simulação de sistemas fotovoltaicos, sejam estes ligados à rede de distribuição de energia, autónomos ou híbridos. Permite realizar análises energéticas completas com base em dados meteorológicos reais, características técnicas específicas dos equipamentos e condições detalhadas do local de instalação com a importação da topografia. O PVsyst permite ainda criar uma vista tridimensional do parque fotovoltaico, possibilitando a visualização e avaliação do impacto do sombreamento, bem como a configuração e alocação de strings a MPPTs específicos. A complexidade desta ferramenta e o nível de detalhe foram essenciais para o desenvolvimento do trabalho proposto uma vez que permite reproduzir com precisão o desempenho energético de cada caso de estudo. Para além disso este software permite a integração com ferramentas de desenho, como o PVcase ou SketchUp, que facilita a importação de layouts complexos diretamente para a simulação (Kumar *et al.*, 2021). A ampla utilização do PVsyst a nível profissional e académico, e a constante atualização das bases de dados torna-o das ferramentas mais realistas e avançadas na modelação e simulação destes sistemas.

3 Metodologia

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para o desenvolvimento do presente trabalho, descrevendo as características dos casos de estudo selecionados, as ferramentas de simulação utilizadas, os cenários de configuração elétrica simulados e os indicadores técnicos definidos para a avaliação comparativa.

A metodologia baseia-se na análise comparativa de diferentes possibilidades de configuração elétrica aplicadas a duas Unidades de Pequena Produção (UPP), que fazem parte de uma central fotovoltaica localizada em Portimão. Através das simulações realizadas no software PVsyst, pretende-se identificar quais são as configurações que maximizam a produção energética e minimizam as perdas energéticas, contribuindo para a otimização do desempenho da instalação.

Os indicadores técnicos de avaliação para a análise comparativa dos cenários serão o Índice de performance (PR), perdas energéticas e energia produzida (MWh). Através da análise comparativa destes parâmetros vai ser possível identificar qual a configuração que permite o melhor desempenho.

3.1 Casos de Estudo

O presente trabalho tem como caso de estudo uma central solar fotovoltaica localizada no concelho de Portimão composta por um conjunto de Unidades de Pequena Produção (UPP) ocupando um total de aproximadamente 58 hectares. O conjunto das UPPs tem uma potência instalada de 23,04 MVA (a 40 °C), e uma potência nominal instalada de módulos fotovoltaicos de 28,75 MWp.

Para o presente estudo foram selecionadas 2 das UPPs, que contêm os mesmos equipamentos e quantidades, mas com características distintas em termos de topografia e distribuição de mesas de módulos, o que permite comparar o impacto de diferentes estratégias de configuração elétrica em cenários diferentes, mas mantendo as restantes características idênticas, tais como o número e tipo de módulos e conversores de potência. Por questões de simplificação da leitura, as 2 UPPs serão referidas neste trabalho como caso de estudo 1 e caso de estudo 2.

Cada caso de estudo será modelado individualmente no software PVsyst recorrendo à funcionalidade de *module layout* (apresentada no subcapítulo seguinte) que permite realizar uma simulação mais detalhada e configurar a ligação de cada um dos módulos.

3.1.1 Características do Parque Solar

A central fotovoltaica em estudo foi projetada com recurso a módulos fotovoltaicos bifaciais de silício cristalino de 605 Wp, dispostos na vertical em estruturas fixas do tipo 2V13, com uma inclinação de 30° e orientação a sul (azimute 0°). A estruturas fixas do tipo 2V13 contêm duas filas de 13 módulos, totalizando 26 módulos por mesa. Cada string é composta por 26 módulos ligados em série que resulta em tensões de operação adequadas aos requisitos dos conversores de potência. A Figura 15 ilustra a tipologia de mesas 2V13 e como os módulos são distribuídos e sendo que todas as mesas do parque mantêm esta estrutura. Ainda neste exemplo é possível verificar que uma mesa de módulos constitui uma string (26 módulos ligados em série).

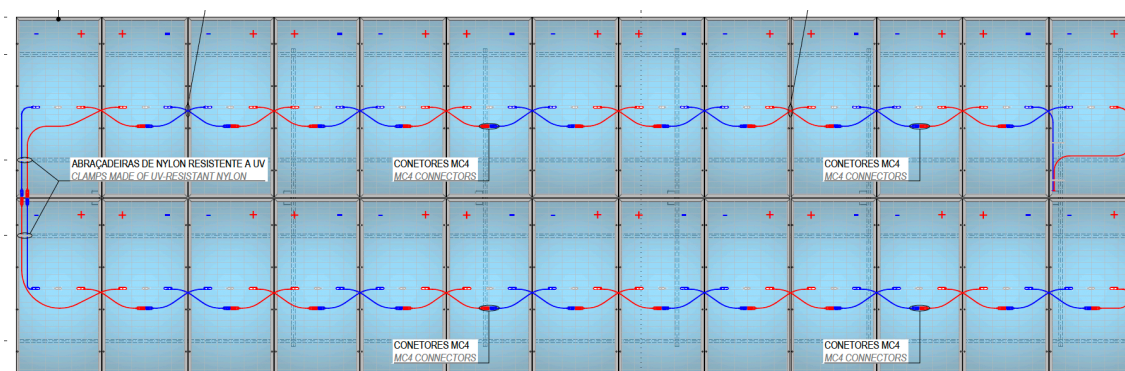


Figura 15 Estrutura de mesa de módulos do tipo 2V13

O parque utiliza uma arquitetura descentralizada, com recurso a inversores da marca Sungrow, modelo SG350HX, distribuídos ao longo do terreno. Cada UPP contém 2 inversores

com 12 MPPTs e 1 com 16 MPPTs, todos com a mesma potência e cada MPPT com duas entradas de string independentes.

O espaçamento entre mesas varia entre 8 m e 9 m com distâncias entre filas ajustadas à inclinação e com o objetivo de reduzir o quanto possível o sombreamento causado entre filas de mesas sem comprometer a potência instalada.

O transporte de energia é feito através de circuitos de corrente contínua e corrente alternada dimensionados de forma a reduzir as perdas de potência, até 2% por circuito. Os circuitos de corrente contínua (CC) ligam os módulos fotovoltaicos aos conversores de potência através de cabos de 6 mm² de cobre, com tensão nominal de 1,5 kV, e isolamento adequado à exposição solar e à temperatura. Sempre que possível estes cabos são fixados à estrutura metálica das mesas minimizando a necessidade de abertura de valas. Quando tal não é possível, estes cabos são enterrados e entubados (instalação tipo D1).

Os circuitos de corrente alternada (CA) ligam os conversores de potência aos postos de transformação (PT) através de cabos de 240 mm² de alumínio, diretamente enterrados no solo (tipo D2).

O material condutor e o cálculo da seção foram dimensionados com base nas normas IEC 60364-5-52 e IEC 62548, considerando os fatores de agrupamento, a temperatura do solo (15 °C) e a resistividade térmica do terreno (0,8 K·m/W). Todos os condutores cumprem os critérios de segurança térmica e elétrica exigidos assegurando o correto funcionamento da instalação.

- Caso de estudo 1: localizado numa zona com relevo acentuado e topografia irregular com desníveis entre as diferentes filas de mesas fotovoltaicas. Devido a esta irregularidade existem mesas com pendentes de inclinação distintas umas das outras. Esta disposição irregular leva a que hajam mais perdas por sombreamento entre as estruturas, sobretudo nas horas de menor elevação solar.
- Caso de estudo 2: Ao contrário do caso de estudo 1 é implantado numa zona com relevo mais suave e regular, com distribuição mais uniforme de estruturas.

Ambos os casos de estudo têm uma potência de ligação de 1 MVA e uma potência CC instalada de aproximadamente 1,196 MWp com 1976 módulos fotovoltaicos por UPP.

Cada string é formada por 26 módulos ligados em série que resulta num total de 76 strings por UPP. Em cada uma delas a conversão da energia é assegurada por três inversores da marca Sungrow, sendo que dois deles dispõem de 12 MPPTs e um de 16 MPPTs, totalizando 80 entradas independentes de strings. Este número de entradas é suficiente para acomodar as 76 strings existentes.

A modelação do *layout* dos casos de estudo foi através da ferramenta de software PVcase, pertencente ao AutoCAD, que é posteriormente importando para o PVsyst, onde são recolhidas todas as informações do projeto e realizadas as simulações detalhadas.

3.1.2 Condições Geográficas e Meteorológicas

A região apresenta um clima com níveis de radiação solar favoráveis à produção fotovoltaica. A caracterização climática baseou-se na Normal Climatológica de 1971–2000 da estação climatológica de Faro e também na informação disponibilizada pelo Portal do Clima para o mesmo período.

A utilização de dados meteorológicos específicos para a simulação é apresentada posteriormente no subcapítulo 3.2, onde é introduzido o ficheiro TMY (*Typical Meteorological Year*), que contem as condições meteorológicas na região de Portimão ao longo do ano típico.

Tabela 1 Características meteorológicas do parque fotovoltaico

Parâmetro	Valor
Temperatura média anual	17,3 °C
Temperatura extrema máxima	39,8 °C
Temperatura extrema mínima	-1,4 °C
Velocidade média do vento	13,5 km/h
Radiação solar média	173 W/m ²
Altitude	53 m

3.1.3 Especificações Técnicas dos Equipamentos

A presente secção descreve as principais características dos módulos fotovoltaicos e dos conversores de potência utilizados nos casos de estudo.

Módulos Fotovoltaicos

Foram utilizados módulos bifaciais de silício monocristalino da marca Trina Solar, modelo TSM-NEG19RC.20, com potência nominal de 605 Wp em condições STC (1000 W/m², 25 °C). As características elétricas principais do módulo são as seguintes:

- Tensão em circuito aberto (Voc): 48,7 V
- Tensão no ponto de máxima potência (Vmp): 40,5 V
- Corrente de curto-circuito (Isc): 15,83 A
- Corrente no ponto de máxima potência (Imp): 14,94 A
- Eficiência: 22,4 %
- Fator de bifacialidade: 80 ± 5 %

Como já referido, cada string de módulos é composta por 26 módulos ligados em série, o que resulta nos seguintes parâmetros:

- Tensão nominal da string (Vmp,string) = 26 × 40,5 V = 1053 V
- Corrente por string (Imp) = 14,94 A

Este dimensionamento assegura que a tensão e a corrente da string cumpram com os limites e requisitos de funcionamento do conversor de potência sem ultrapassar o limite de 1500 VDC.

Inversores

A conversão de corrente contínua para corrente alternada é realizada por inversores Sungrow, modelo SG350HX, instalados nas estruturas das mesas. Cada UPP é equipada com três inversores deste modelo:

- Dois inversores com 12 MPPTs, com 24 entradas de string no total;
- Um inversor com 16 MPPTs, com 32 entradas de string.

Apesar de apresentarem um número diferente de MPPTs, os inversores SG350HX têm a mesma potência nominal, a principal diferença entre estas versões está na corrente máxima por MPPT, sendo 40 A no modelo com 12 MPPTs e 30 A no modelo com 16 MPPTs.

As características principais do modelo SG350HX, retiradas do datasheet do equipamento são:

- Potência nominal de saída:
 - 352 kVA (a 30 °C)
 - 320 kVA (a 40 °C)
 - 295 kVA (a 50 °C)
 - Tensão nominal de saída: 800 VAC (trifásico)
 - Corrente máxima de saída: 254 A
 - Número de MPPTs: 12 ou 16
 - Número de entradas por MPPT: 2
 - Corrente de entrada máxima por MPPT:
 - 40 A (modelo 12 MPPTs)
 - 30 A (modelo 16 MPPTs)
 - Corrente de curto-circuito máxima por MPPT: 60 A
 - Tensão de entrada: 500 V a 1500 V
 - Tensão nominal de entrada: 1080 V
 - Eficiência máxima: 99,02 %
- Esta configuração permite ligar, por UPP, as 76 strings da seguinte forma:
- 24 strings nos dois inversores com 12 MPPTs;
 - 28 strings no inversor com 16 MPPTs.

Postos de Transformação

Após a conversão para corrente alternada, a energia elétrica é encaminhada para um posto de transformação (PT) dedicado a cada UPP com as mesmas características. Cada PT é responsável por elevar a tensão da saída dos inversores de 800 V para 30 kV permitindo assim a ligação à rede de média tensão.

O PT é constituído por um quadro de baixa tensão, um quadro de média tensão, um quadro de comando com relé de proteção de interligação, um transformador elevador de tensão, um quadro de serviços auxiliares e um quadro de comunicações.

A energia produzida pelos inversores é reunida no quadro de baixa tensão e encaminhada para o transformador, sendo depois injetada na rede pelo posto de seccionamento.

3.2 Ferramentas de Software

Neste subcapítulo são apresentadas as ferramentas de software utilizadas na modelação e simulação do parque fotovoltaico, nomeadamente o PVcase, utilizado para modelar o layout tridimensional do parque, e o PVSyst que é a ferramenta utilizada para a simulação energética, de onde são obtidas as perdas do sistema, produção de energia e índices de performance.

3.2.1 Modelação no Software PVcase

A modelação do parque fotovoltaico foi realizada no PVcase, que é uma ferramenta especializada em projetos de centrais solares, integrada no AutoCAD. Esta ferramenta permite importar levantamentos topográficos e posicionar as mesas de módulos conforme as inclinações do terreno, permitindo obter com grande precisão os parâmetros físicos do layout como as inclinações, orientações e espaçamentos entre mesas.

O projeto foi desenvolvido com base no levantamento topográfico real do terreno em Portimão. Através do PVcase foram definidos aspetos importantes como:

- A posição e a orientação individual de cada mesa de módulos;
- A inclinação das estruturas fixas adaptadas à topografia, assim como o espaçamento ótimo entre filas;
- Os esquemas de interligações elétricas, como as strings de módulos e os cabos de corrente alternada entre os conversores de potência e PT.

A Figura 16 e a Figura 17 foram retiradas diretamente do PVcase e representam o layout geral dos casos de estudo 1 e 2 respetivamente. As figuras contêm as mesas de módulos (a azul), os caminhos de cabos (CC e CA), e o posto de transformação, representados sobre as curvas de nível.

Após a conclusão da modelação no PVcase, é possível estimar de forma precisa o comprimento de cabos para cada circuito, tanto em corrente contínua como em corrente alternada, e a partir daí aplicar uma majoração e avançar para a fase de compras. Estes valores servem de base para o dimensionamento elétrico dos circuitos e para a definição dos respetivos esquemas unifilares do parque. É também a partir desta fase que se determinam os percursos otimizados para os cabos e a localização dos inversores e postos de transformação, tendo sempre em vista a minimização das distâncias e consequentemente redução das perdas elétricas.

Com a definição da localização de todos os equipamentos e do traçado dos circuitos são elaborados os planos de execução que servirão de apoio à construção, incluindo o plano de valas de cabos.

Uma vez concluído o layout, este é exportado do PVcase para o PVsyst, num formato compatível que preserva todas as características geométricas do projeto.

3.2.2 Parâmetros de Entrada no PVsyst

As simulações do desempenho energético dos casos de estudo foram realizadas no software PVsyst, na versão 8.0.12, que é uma ferramenta amplamente reconhecida na indústria fotovoltaica pela sua precisão na capacidade de avaliação do desempenho de parques fotovoltaicos em conformidade com a norma IEC 61724-1.

De forma a garantir a fiabilidade dos resultados, foram definidos com rigor todos os parâmetros de entrada no simulador tendo como base os dados reais do projeto, os ficheiros técnicos dos equipamentos e os dados meteorológicos da região. Para os dois casos em estudo, foram mantidos todos os parâmetros de entrada, alterando entre eles apenas a disposição das mesas de módulos e a topografia do terreno, uma vez que aquilo que se pretende analisar com este estudo é o desempenho elétrico sobre diferentes configurações elétricas.

Os parâmetros de entrada no PVsyst incluíram:

- Layout físico, modelado e importado do PVcase, incluindo as dimensões exatas das mesas bem como a localização precisa de cada uma delas e a topografia do terreno. Este ficheiro é importado no formato .PVC;

- Ficheiro meteorológico do tipo TMY (Typical Meteorological Year) para a região de Portimão, com dados horários de um ano típico que inclui a radiação solar global, difusa, temperatura ambiente e velocidade do vento. Este ficheiro é obtido da biblioteca do PVsyst através das coordenadas geográficas do parque, no formato .MET;
- Valor do albedo do terreno foi definido para 0,2 por ser um valor comum em projetos de implantação no solo. Como é uma fase preliminar do projeto e ainda não existem torres meteorológicas no terreno foi adotado este valor genérico para todos os casos;
- Ficheiros técnicos dos módulos e inversores, respetivamente do tipo .PAN e .OND. Estes ficheiros contêm as características reais dos equipamentos instalados (modelo TSM-NEG19RC.20 da Trina Solar e SG350HX da Sungrow). Estes ficheiros por norma são fornecidos pelos comercializadores dos módulos e dos inversores, no entanto, caso não estejam disponíveis, existe uma vasta biblioteca de equipamentos no PVsyst sendo apenas necessário confirmar que os dados coincidem com os valores presentes nos respetivos datasheets;
- Limites de perdas e critérios definidos de acordo com os valores do projeto, incluindo valores das perdas por queda de tensão, perdas de potência nos cabos CC e CA (valores médios retirados do dimensionamento dos cabos) e perdas no ferro e no cobre dos postos de transformação;
- Quantidades exatas da configuração elétrica do parque. Estes dados são inputs importantes no software pois são dados como o número de strings, número de inversores, número de MPPTs em cada inversor e número de módulos por string, nesta fase é também atribuído o número de strings para cada inversor, no entanto na fase seguinte esta alocação será mais pormenorizada no campo “*module layout*” que será explicado de seguida;

Todos os cenários de simulação foram construídos sobre estes mesmos dados de base para que seja possível a comparabilidade direta entre as diversas simulações realizadas.

3.2.3 Configuração da Simulação com a ferramenta *Module Layout*

Depois de inserida toda a informação do projeto no PVsyst, referida no subcapítulo anterior, já seria possível simular e obter dados do desempenho energético. No entanto seria

uma simulação com um nível de detalhe inferior uma vez que atribui valores médios para as perdas por sombreamento e não reflete com a precisão pretendida as particularidades da configuração elétrica, nem a forma como os módulos são afetados pelo sombreamento individualmente.

Para ultrapassar essas limitações e garantir uma análise mais detalhada, optou-se por utilizar a funcionalidade *Module Layout* do PVsyst. Esta ferramenta permite associar cada módulo de forma individual à respectiva string e atribuir a qual MPPT (e respetivo inversor) essa string vai ser ligada. Esta configuração detalhada é fundamental para avaliar as perdas elétricas causadas por sombreamento parcial e as perdas por *mismatch* que ocorrem dentro da própria string e entre strings.

Esta ferramenta baseia-se no cálculo detalhado das curvas I-V realizado em duas etapas. Primeiro as curvas I-V dos módulos numa string são somadas em tensão, e de seguida são adicionadas as correntes de cada string em paralelo, resultando na curva I-V da entrada MPPT, de onde é obtido o ponto máximo de potência de funcionamento.

O *Module Layout* constitui o último passo no desenvolvimento do estudo de um sistema fotovoltaico e envolve duas etapas fundamentais:

- Definição da geometria dos módulos, onde é especificada a posição exata de cada módulo fotovoltaico na cena 3D
- Configuração das ligações elétricas, onde é feita a atribuição de cada módulo à respectiva string e definição da ligação dessas strings aos MPPT dos inversores.

Contudo, esta ferramenta contém algumas limitações. O PVsyst recomenda o uso do *Module Layout* para sistemas até 1 MWp, com um limite ajustável até 5 MWp devido à complexidade da definição da localização de todos os módulos fotovoltaicos e devido ao tempo de computação durante cada simulação. Este limite justifica a decisão de modelar cada UPP (caso de estudo) de forma isolada, em vez de simular o parque por completo.

Esta ferramenta demonstra-se assim como essencial para o desenvolvimento de metodologias de otimização cujo objetivo é minimizar as perdas energéticas em parques fotovoltaicos, uma vez que permite uma comparação detalhada de diferentes estratégias de configuração elétrica.

3.3 Cenários de Simulação

Com o objetivo de avaliar o impacto de diferentes estratégias de configuração no desempenho energético, foram definidos quatro cenários de simulação diferenciados pela forma como as strings de módulos estão distribuídas nas mesas e como são atribuídas aos MPPTs dos inversores. A escolha destes cenários baseou-se nas opções que são efetivamente viáveis e comuns a nível construtivo tendo em conta das características físicas das mesas e dos conversores de potência.

Os cenários foram aplicados aos dois casos de estudo mantendo constantes os restantes parâmetros. Desta forma foi possível realizar uma análise comparativa direta dos resultados obtidos, onde as diferenças na produção de energia resultam apenas da estratégia de configuração adotada.

3.3.1 Cenário 1 – Configuração Base – 1 String por mesa (sequencial)

O cenário 1 representa a configuração base de referência onde cada mesa forma uma string de módulos. Nesta configuração todos os módulos são ligados em série constituindo uma só string, posteriormente ligada a uma entrada MPPT. A Figura 18, retirada do software de modelação AutoCAD, mostra uma zona do layout do primeiro caso de estudo, e é possível ver a forma como as strings (a verde) estão distribuídas de forma independente, sem repartição entre mesas, o que requer um menor planeamento elétrico.



Figura 18 Configuração de 1 string por mesa

Esta estratégia representa a abordagem mais simples de configuração elétrica, utilizada em projetos onde se pretende minimizar a complexidade da instalação. As strings são atribuídas sequencialmente às entradas dos MPPTs sem nenhum critério de agrupamento baseado em características elétricas, inclinação ou exposição solar. Como tal, representa um cenário de configuração não otimizado podendo servir de base par avaliar os ganhos obtidos com os cenários seguintes.

3.3.2 Cenário 2 – Configuração Longitudinal e Sequencial– Fila Superior e Fila Inferior

Ao contrário do que acontece no cenário 1, no cenário 2 a distribuição dos módulos das strings é feita ao longo de duas mesas consecutivas. Mantém-se uma organização sequencial, mas introduz-se um critério de separação por fila (superior ou inferior).

Cada mesa de módulos é composta por duas filas de 13 módulos fotovoltaicos, no entanto, em vez de formar uma string com os 26 módulos pelas duas filas, cada string é formada por 13 módulos da fila superior de uma mesa e 13 módulos da fila superior da mesa adjacente, e o mesmo procedimento é aplicado às filas inferiores, formando assim strings longitudinais. A Figura 19 representa a configuração longitudinal de módulos, onde é formada uma string com a parte superior e outra com a parte inferior das duas mesas.

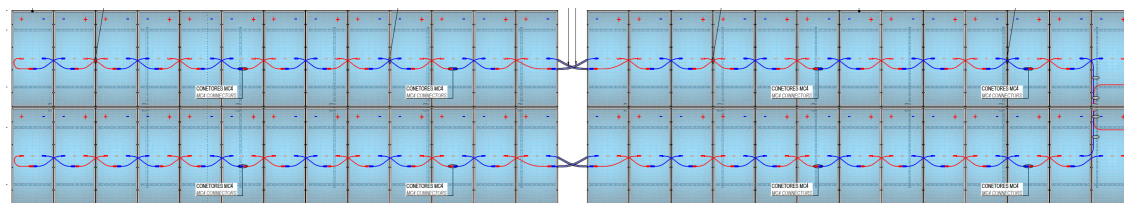


Figura 19 Distribuição longitudinal de strings por duas mesas de módulos

A Figura 20 foi retirada do Autocad numa zona do caso de estudo 1 e mostra como as strings (a cor verde) são distribuídas longitudinalmente entre mesas de módulos adjacentes. As linhas a cor azul do lado de esquerdo representam os cabos de string (CC) que levam a energia até ao conversor de potência.

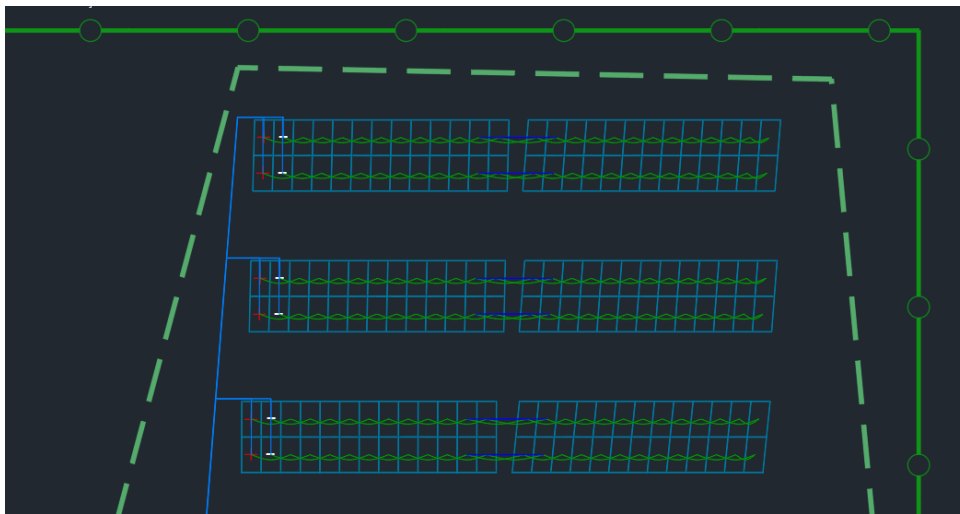


Figura 20 Distribuição de strings: configuração longitudinal

Ao garantir que todos os módulos da string pertencem à mesma fila longitudinalmente, este cenário tem o propósito de manter a homogeneidade da exposição solar dentro da mesma string. Nas primeiras e últimas horas do dia, quando a incidência solar é mais lateral, as estruturas de módulos projetam sombras nas filas inferiores de outras mesas. Nestes períodos, a fila inferior é parcialmente sombreada enquanto que fila a superior está completamente exposta à radiação e em produção normal de energia.

O objetivo deste cenário é minimizar os efeitos de mismatch que ocorrem dentro da string ao uniformizar a radiação recebida por todos os módulos que a constituem, ao contrário do que acontece no cenário anterior onde os módulos sombreados da fila inferior prejudicam a corrente de toda a string pelo efeito de mismatch.

As strings são novamente atribuídas de forma sequencial às entradas dos MPPTs nos inversores sem nenhum critério adicional de otimização, ou seja, cada MPPT contém uma string da fila superior e outra da fila inferior de mesas consecutivas.

3.3.3 Cenário 3 – Configuração por Nível – Fila Superior e Inferior Ligadas a MPPTs Distintos

O terceiro cenário introduz um novo critério de otimização face ao cenário anterior baseado nas condições de exposição solar das filas de módulos. O objetivo deste cenário é minimizar as perdas por mismatch alocando as strings de filas superiores e inferiores em MPPTs

distintos, para que seja feita uma gestão elétrica mais independente e eficiente ao nível do MPPT dos inversores.

A diferença deste cenário para o anterior é a forma como estas strings são alocadas aos MPPTs nos inversores, que exige um maior planeamento. Cada MPPT terá ligado duas strings de módulos sujeitas a condições de radiação semelhantes, excluindo assim os cenários em que, a determinada altura, um MPPT tem ligado uma string completamente exposta à radiação solar e outra com sombreamento parcial.

Esta abordagem permite que o inversor alcance de forma mais eficaz o ponto de potência máxima para cada grupo de strings ao terem características semelhantes. Pretende-se com este cenário avaliar até que ponto a separação de filas e a alocação planeada em cada MPPT podem reduzir as perdas por mismatch, associadas ao sombreamento parcial.

3.3.4 Cenário 4 – Agrupamento por Inclinação de Mesas

Este cenário tem por base uma estratégia de agrupamento de strings por inclinações diferenciadas entre mesas, decorrente das adaptações às inclinações do terreno. Em instalações sobre terrenos irregulares, como acontece no caso de estudo 1, é muito comum que as mesas apresentem pendentes positivas e outras pendentes negativas.

Aquilo que se pretende com este cenário é agrupar módulos em strings independentes de mesas adjacentes que apresentem inclinações diferentes, isto é, ao invés de duas mesas com pendentes distintas partilharem a mesma string, estas terão duas strings independentes. Nesta estratégia pretende-se reduzir as perdas associadas a diferenças de radiação ao longo do dia dentro da mesma string. Na Figura 21, retirada do AutoCAD do caso de estudo 1, está indicado o declive de cada uma das mesas numa zona onde a diferença entre mesas é acentuada. A percentagem e seta indicam o declive e a orientação desse declive de acordo com a implantação no terreno. Esta inclinação não deve ser confundida com a inclinação dos módulos (tilt) que se mantém sempre constante nos 30°.

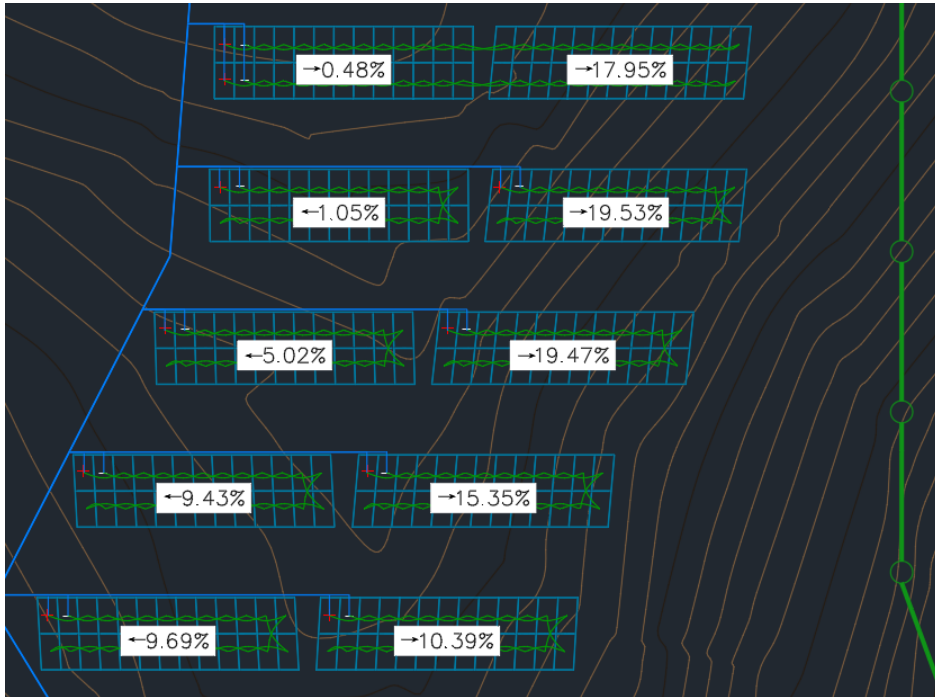


Figura 21 Declives de mesas no caso de estudo 1

A alocação das strings aos MPPTs é definida com base na análise da inclinação de cada mesa, mantendo-se o objetivo de agrupar no mesmo MPPT as strings com condições de radiação semelhante. Pretende-se verificar se o agrupamento por inclinação contribui positivamente para a redução das perdas por mismatch causadas pela irregularidade da topografia.

3.4 Conclusão da Metodologia

A metodologia definida neste trabalho permite construir uma base sólida para comparar diferentes estratégias de configuração elétrica. Foram apresentados os casos de estudo e as características de cada um assim como as ferramentas utilizadas para modelar e simular o desempenho energético. Foram definidos quatro cenários de simulação distintos, que serão aplicados aos casos de estudo apresentados, mantendo inalterados todos os restantes parâmetros de simulação.

Cada cenário procura refletir situações reais de execução do projeto e explorar as possibilidades de otimização na alocação de módulos e strings nos inversores. A utilização da

funcionalidade *Module Layout* do PVsyst revela-se uma ferramenta essencial para garantir o nível de detalhe que permite simular os efeitos do sombreamento e do mismatch.

Com base nos resultados obtidos pretende-se definir uma configuração elétrica otimizada que combine os melhores fatores de cada cenário e permita maximizar o índice de performance (PR), aumentar a produção energética e minimizar as perdas.

4 Resultados das Simulações e Comparação

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos das simulações realizadas no PVsyst para os diferentes cenários de configuração elétrica definidos no capítulo anterior. As simulações foram aplicadas individualmente aos dois casos de estudo mantendo os restantes parâmetros inalterados de forma que as variações observadas no desempenho resultam exclusivamente da estratégia de configuração adotada.

Para cada cenário será analisada a produção anual de energia (MWh), índice de performance (PR), e perdas totais do sistema com foco especial nas perdas por sombreamento e mismatch. O capítulo inclui ainda uma análise sazonal do desempenho energético e a formulação de uma proposta de otimização baseada nos resultados obtidos.

4.1 Comparação de Desempenho entre Configurações

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos das simulações realizadas para cada caso de estudo. Em cenário é feita uma análise das curvas I-V resultantes dos efeitos de sombreamento, extraídas do *Module Layout*, e os indicadores de desempenho dessa configuração.

4.1.1 Desempenho no Cenário 1 – Configuração Base (1 String por mesa)

O primeiro cenário corresponde à configuração base em que cada mesa forma uma única string independente de 26 módulos em série, ligados de forma sequencial aos MPPTs. Esta abordagem, sendo a mais simples do ponto de vista de ligação elétrica, tende a apresentar maiores perdas por mismatch em situações de sombreamento parcial.

Durante as primeiras e últimas horas de sol a fila inferior da mesa de módulos é parcialmente sombreada pelas mesas adjacentes, que afeta diretamente o desempenho de toda a string. Como os módulos superiores e inferiores pertencem à mesma string, a corrente de toda a string é limitada pela corrente do módulo mais desfavorecido, criando assim o efeito de mismatch.

A Figura 22 foi retirada do *Module Layout* no PVsyst e representa a forma como sombras incidem sobre as mesas de módulos adjacentes no solstício de inverno (por ser o pior dia do ano a nível de efeitos de sombreamento) pelas 15:00h, por se aproximar das últimas horas de sol do dia. Na imagem é possível observar que cada mesa é colorida de forma diferente para distinguir as diferentes strings, bem como as áreas afetadas por sombreamento a cinzento. No lado esquerdo da janela, é apresentada a correspondência entre cada string, o seu posicionamento físico no layout e a alocação no respetivo MPPT e inversor.

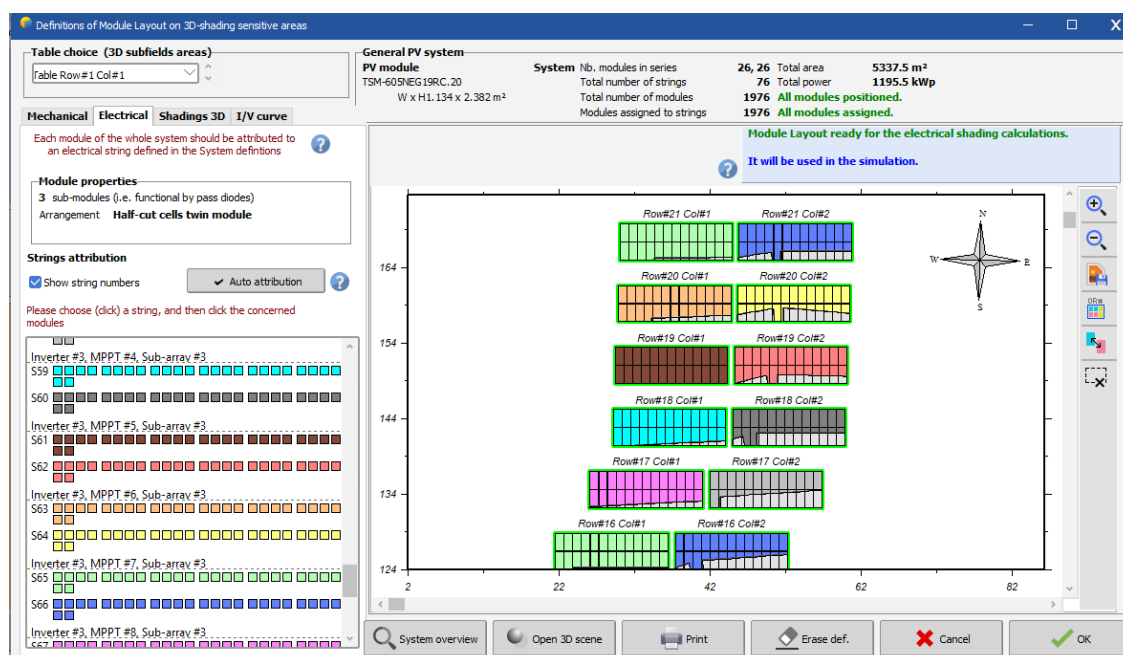


Figura 22 Representação das mesas de módulos segundo o cenário de simulação 1 no caso de estudo 1 com presença de sombreamento

A mesma configuração foi aplicada no segundo caso de estudo onde as características de terreno são mais regulares. A Figura 23 ilustra a modelação do layout para esse caso com a presença de sombreamento para o mesmo dia e hora.

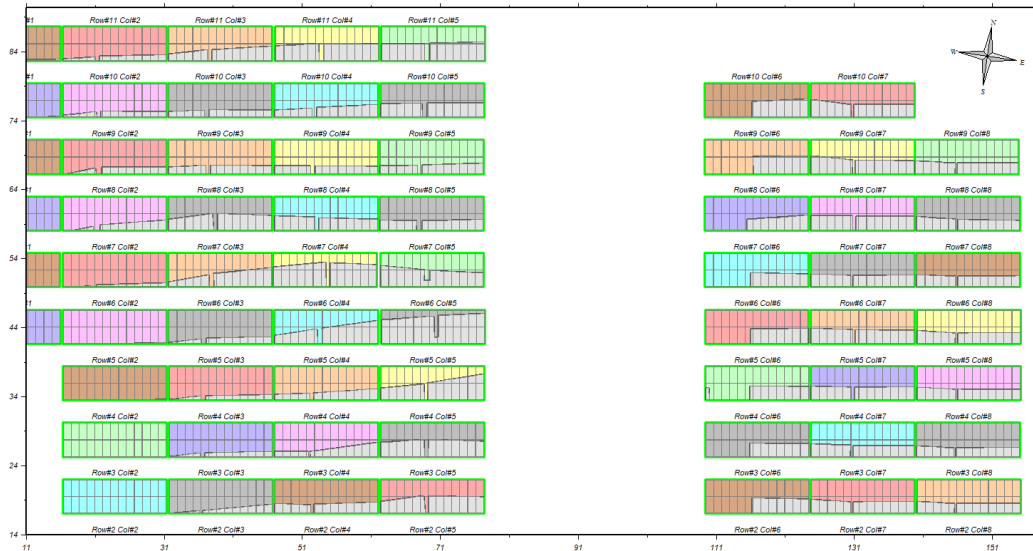


Figura 23 Representação das mesas de módulos segundo o cenário de simulação 1 no caso de estudo 2 com presença de sombreamento

Para melhor compreender o impacto do sombreamento no desempenho energético, foram analisadas as curvas I-V de diferentes MPPTs com strings em condições de sombreamento distintas. Na Figura 24, estão destacadas duas mesas de módulos parcialmente sombreadas ligadas ao mesmo MPPT e as respectivas curva I-V e P-V são demonstradas na Figura 25 e Figura 26, onde é possível verificar a penalização no ponto máximo de potência devido á presença de sombreamento e ao efeito de mismatch.

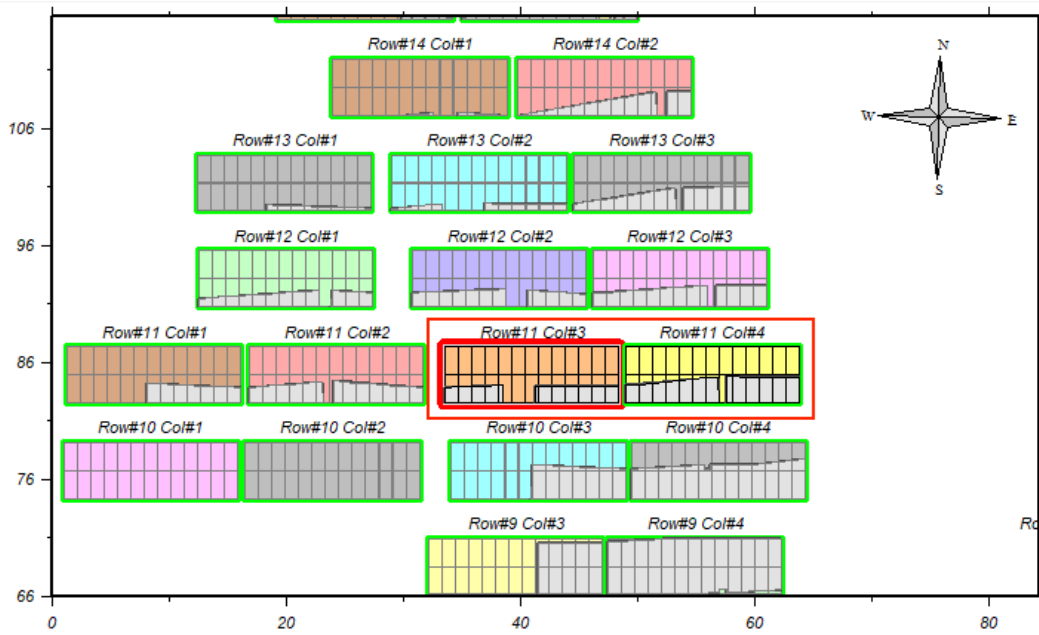


Figura 24 Representação do sombreamento sobre mesas no cenário 1

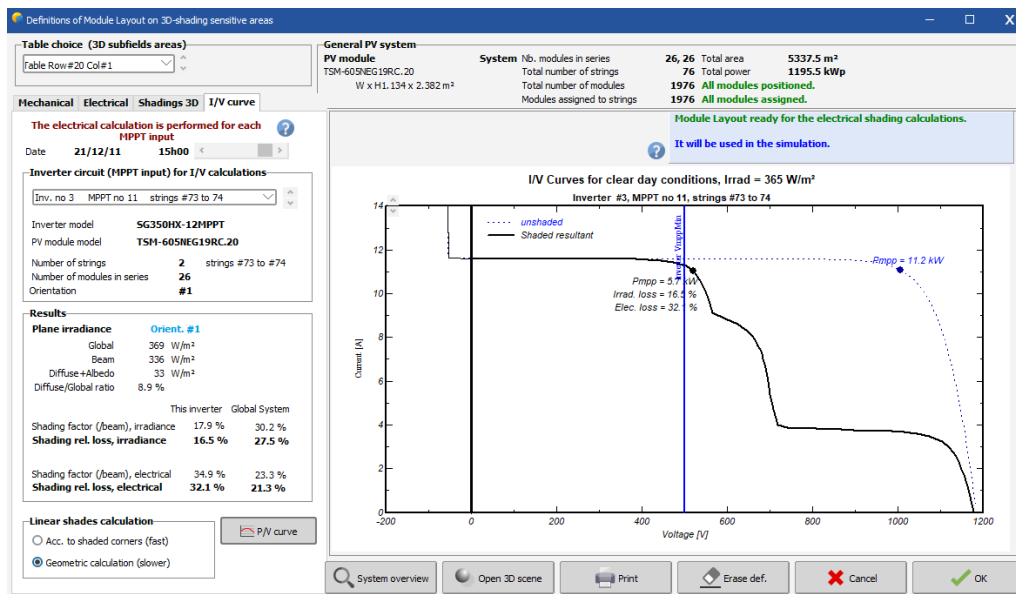


Figura 25 Curva I-V de um MPPT com duas strings com sombreamento parcial

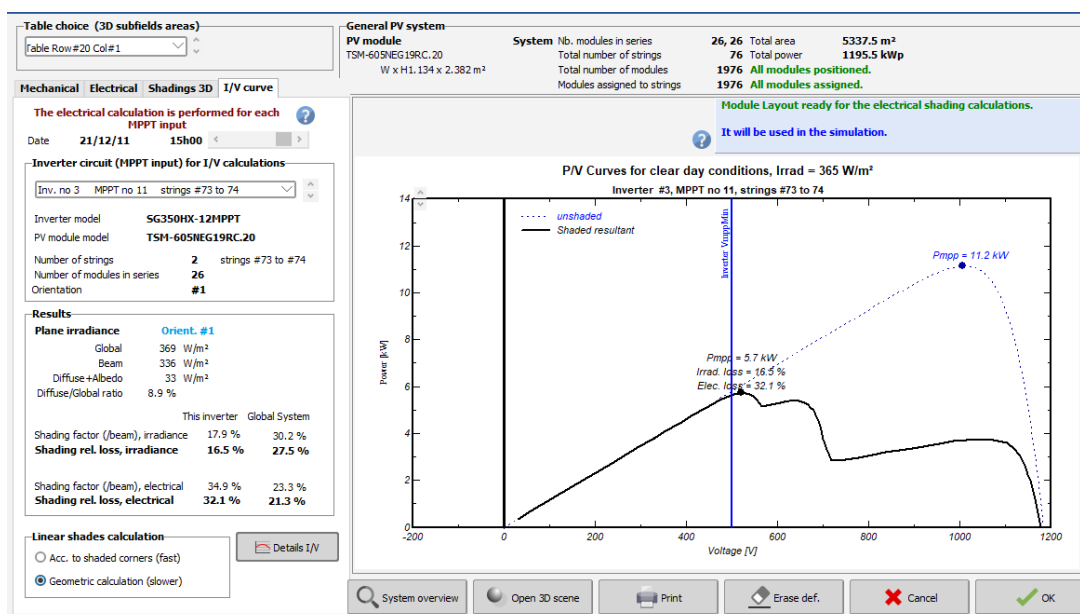


Figura 26 Curva P-V correspondente de um MPPT com duas strings com sombreamento

Para permitir uma análise comparativa, cada imagem inclui a azul tracejada as curvas I-V e P-V correspondentes à condição ideal, onde não existe sombreamento. Estas curvas sem distorção têm um ponto de potência máxima muito superior ao cenário real. Neste MPPT em análise, seria possível alcançar 11,2 kW de potência máxima, no entanto, a presença de sombreamento leva a uma redução para 5,7 kW (redução de 49 % da potência disponível). Esta perda resulta de dois fatores principais sendo eles as perdas de irradiação (sombreamento), de 16,5%, e perdas elétricas por mismatch de 32,1%. Este exemplo mostra de forma clara que quando o sombreamento afeta apenas parte dos módulos, acrescido com o efeito de mismatch leva a uma redução significativa a energia retirada pelo MPPT, reduzindo a eficiência global do sistema.

A Tabela 2 apresenta um resumo dos principais resultados obtidos neste cenário de simulação para os dois casos de estudo.

Tabela 2 - Resumo de resultados obtidos no cenário 1

Caso de estudo	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Caso de estudo 1	1997,2	80,64
Caso de estudo 2	2097,5	84,79

4.1.2 Desempenho no Cenário 2 – Configuração Longitudinal e Alocação Sequencial

Neste cenário, cada string é distribuída longitudinalmente por duas mesas adjacentes, ligando-se 13 módulos da parte superior de uma mesa com 13 módulos da parte superior da mesa adjacente, e o mesmo para as filas inferiores.

Nesta configuração longitudinal pretende-se minimizar as perdas por mismatch causadas pelo sombreamento, separando em strings diferentes as zonas sujeitas a radiação diferente, mantendo contudo uma alocação sequencial das strings aos MPPTs. A Figura 27 e Figura 28 representam a distribuição longitudinal das strings (por cores diferentes) no *module layout* segundo este cenário de simulação, para o caso de estudo 1 e 2 respetivamente, assim como o sombreamento presente nesse instante.

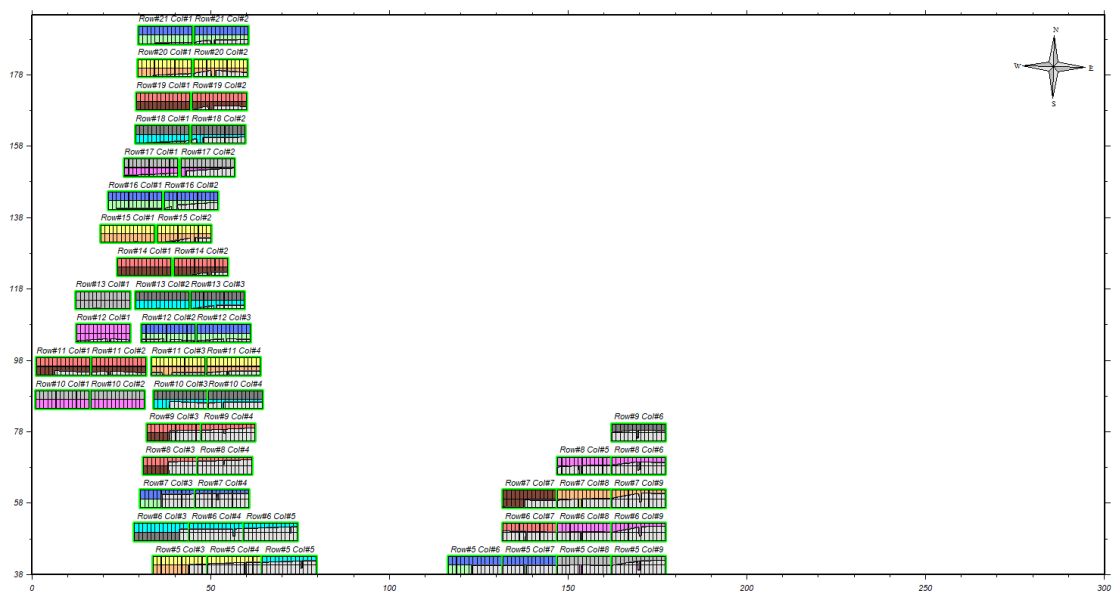


Figura 27 Disposição de strings no caso de estudo 1, com presença de sombreamento

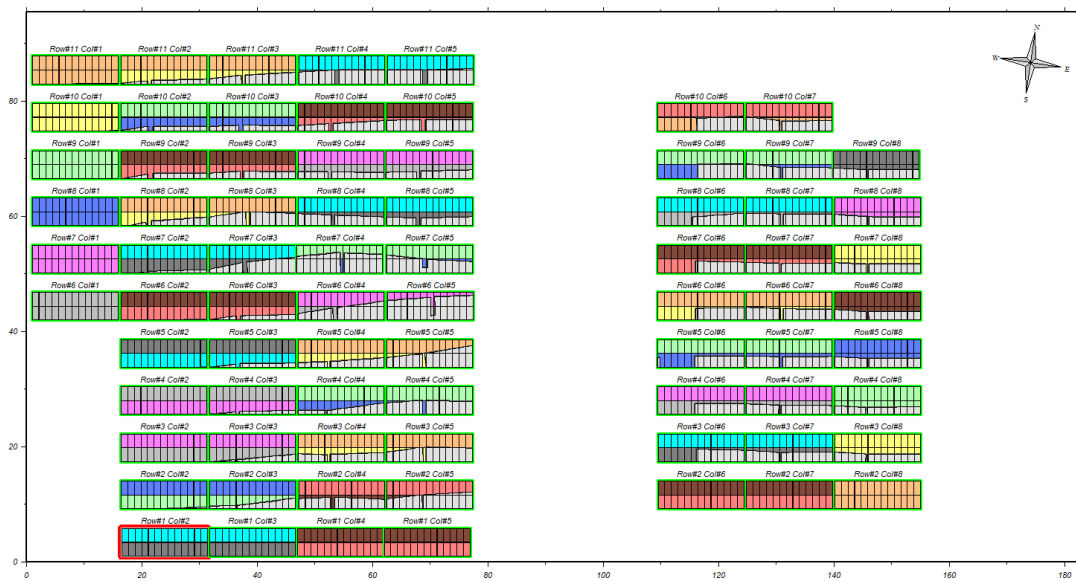


Figura 28 Disposição de strings no caso de estudo 2, com presença de sombreamento

Na maior parte das mesas de módulos verifica-se, para este instante (solstício de inverno pelas 15:00h), a presença de sombreamento nas filas inferiores, sem que afetem diretamente as superiores. Uma vez que neste cenário as partes superiores e inferiores são strings independentes a fila superior é capaz de produzir energia sem que seja prejudicada pela parte inferior.

As curvas I-V e P-V, apresentadas na Figura 29 e Figura 30 respetivamente, representam o comportamento da grande maioria dos MPPTs deste cenário de simulação, uma vez que a alocação das strings é sequencial, ou seja, em cada MPPT está ligada uma string da fila superior e uma string da fila inferior (com e sem sombreamento). A curva azul tracejada (*unshaded*) representa o comportamento teórico caso ambas as strings não tivessem qualquer sombreamento, com um ponto de máxima potência (P_{mpp}) de 11,2 kW.

A curva preta (*shaded resultant*) corresponde à condição real deste cenário. As duas strings, ligadas em paralelo ao mesmo MPPT, partilham a mesma tensão e somam as respetivas correntes, sendo que a corrente da string não sombreada é significativamente superior. Os “patamares” presentes na curva resultam da atuação dos díodos de *bypass* nos módulos afetados pelo sombreamento que limitam a corrente máxima da string sombreada. A potência máxima disponível reduz para cerca de 6 kW, uma diminuição de 46 % face ao caso sem sombreamento.

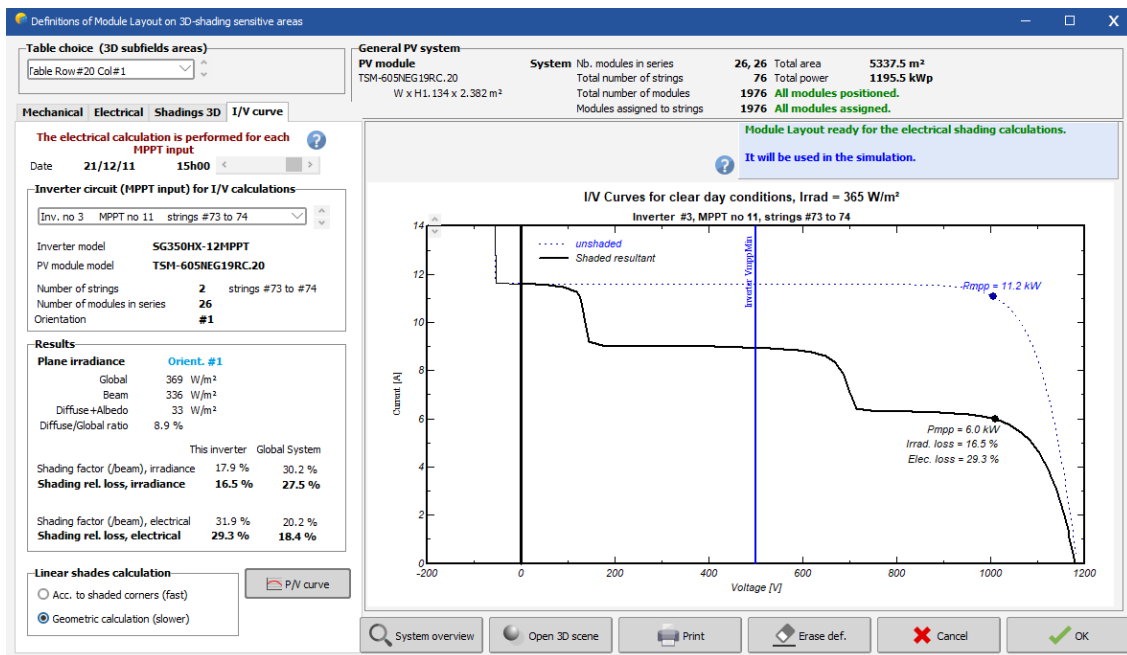


Figura 29 Curva I-V de um MPPT com uma string sem sombreamento e uma string sombreada

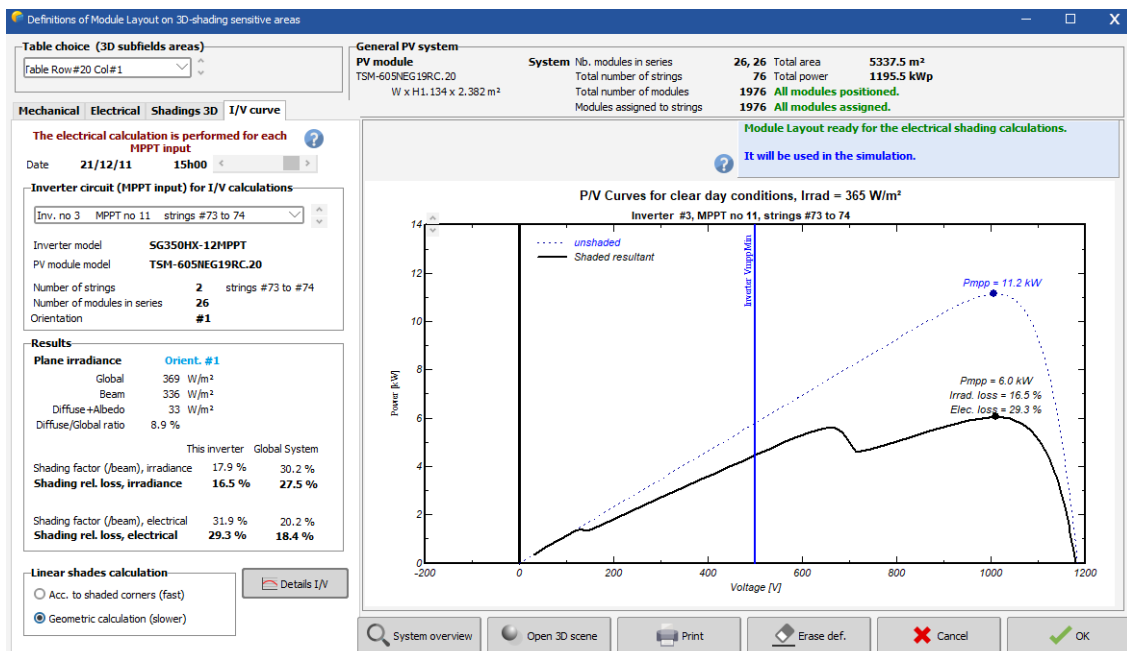


Figura 30 Curva P-V de um MPPT com uma string sem sombreamento e uma string sombreada

O PVsyst quantifica as perdas neste instante em duas componentes:

- Perda por irradiância (16,5%), que resulta da redução direta da energia disponível na string sombreada devido à menor radiação incidente;

- Perda elétrica por mismatch (29,3%) é perda adicional provocada pelo facto de as duas strings operarem no mesmo ponto de tensão, imposto pelo MPPT. Esta condição obriga a string não sombreada a operar fora do ponto de potência máxima individual.

A Tabela 3 contém o resumo dos resultados obtidos segundo este cenário de simulação para os dois casos de estudo.

Tabela 3 Resumo de resultados obtido para o cenário 2

Caso de estudo	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Caso de estudo 1	2029,5	81,94
Caso de estudo 2	2110,4	85,31

No caso de estudo 1 verificou-se um aumento da produção anual de energia para 2029,5 MWh, um aumento de 32,3 MWh face ao cenário base, e o caso de estudo 2 atinge 2110,4 MWh, um aumento de 12,9 MWh face ao cenário base.

4.1.3 Desempenho no Cenário 3 – Separação por Fila em MPPTs Distintos

Neste cenário mantém-se a configuração longitudinal das strings da mesma forma que o cenário anterior, mas procede-se à alocação aos MPPTs dos inversores de forma a agrupar strings sujeitas a condições de radiação semelhantes. Ou seja, as strings correspondentes às filas superiores são ligadas a MPPTs distintos das filas inferiores de forma a reduzir a ligação no mesmo MPPT de strings com níveis muito diferentes de corrente e de tensão. A Figura 31 mostra a distribuição semelhante ao cenário anterior, no entanto com a alocação específica em cada MPPT e cada inversor.

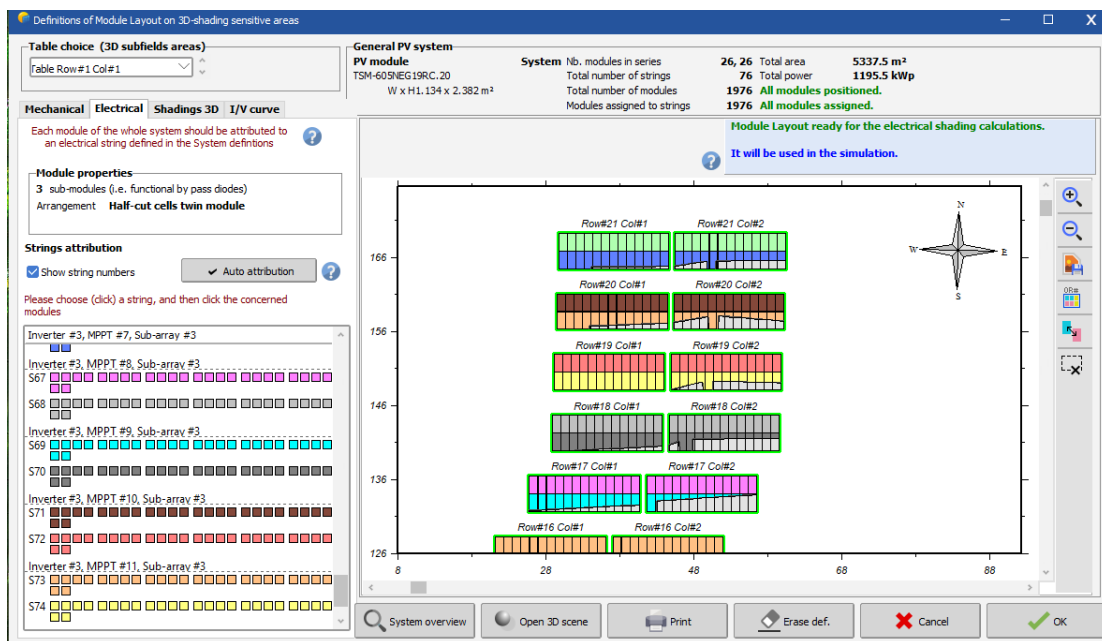


Figura 31 Module layout com separação por fila em MPPTs distintos

A comportamento da curva I-V de um MPPT ligado a duas strings de filas superiores é apresentado na Figura 32, ambas sem sombreamento. É possível observar o perfil de funcionamento dos módulos fotovoltaicos em condições uniformes, com uma corrente máxima estável e o ponto de máxima potência (Pmpp) igual ao valor ótimo para a irradiância a esse instante, de 11,2 kW. A Figura 33 contém a curva P-V correspondente para o mesmo MPPT com perdas por sombreamento e mismatch de 0 %.

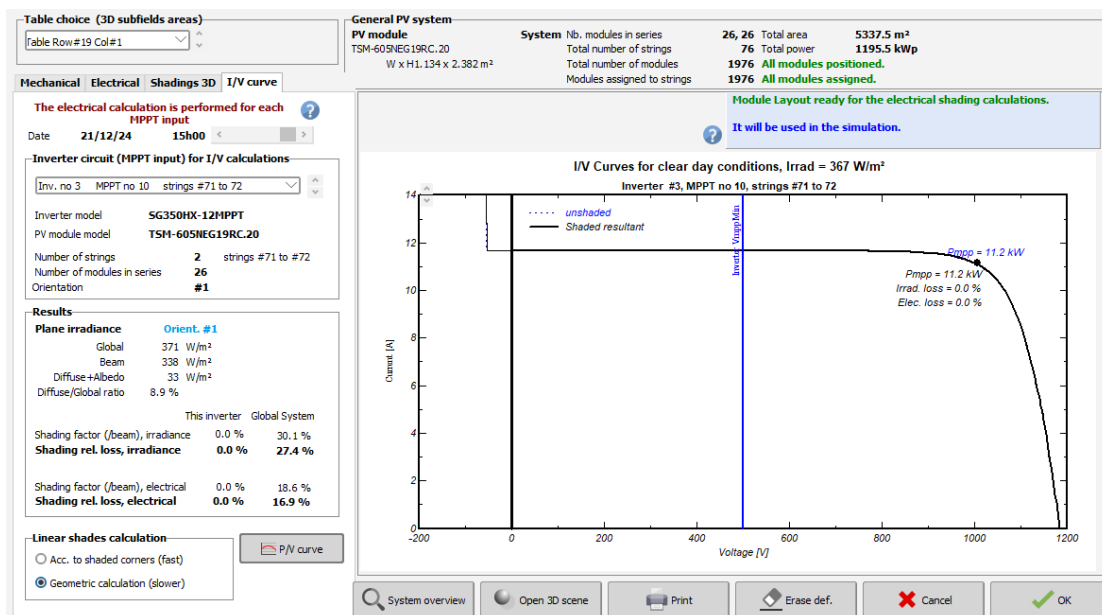


Figura 32 Curva I-V de um MPPT de duas strings sem sombreamento

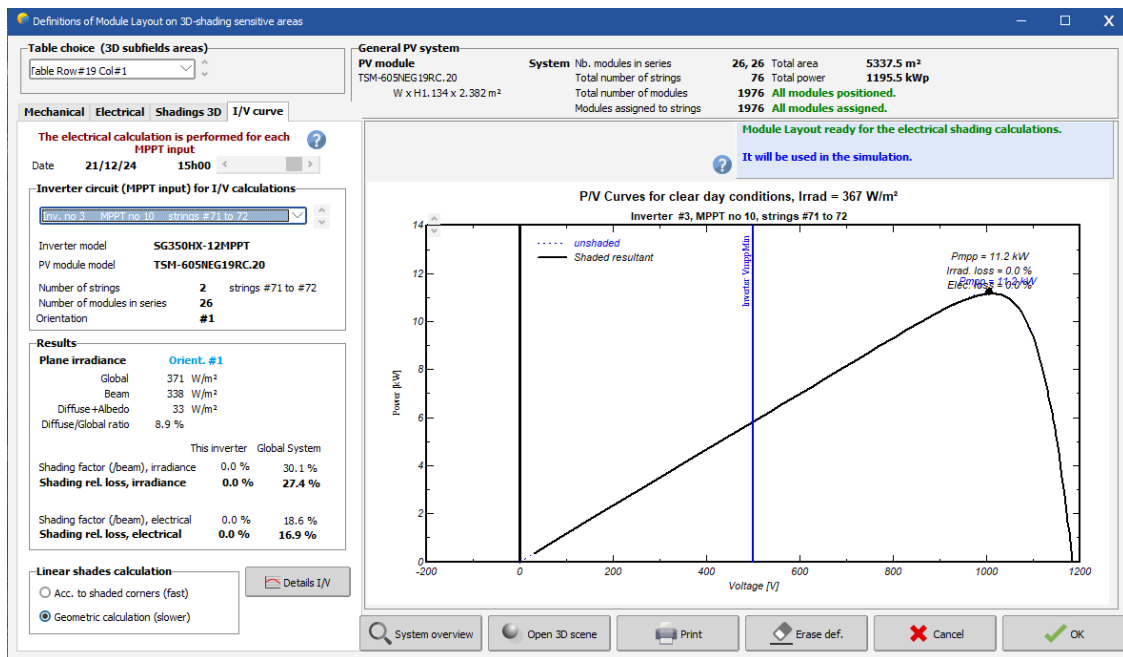


Figura 33 Curva P-V de um MPPT com duas strings sem sombreamento

Por outro lado, a Figura 34 apresenta a curva I-V de um MPPT ligado a duas strings de filas inferiores, sujeitas a sombreamento no momento analisado, enquanto a Figura 35 mostra a respetiva curva P-V. Nesta condição a corrente máxima fornecida pelo MPPT é muito inferior à corrente em situações sem sombra. Na curva I-V é possível observar diversos patamares, que resultam da atuação dos díodos de bypass nos módulos sombreados. Estes díodos entram em condução para isolar eletricamente as partes sombreadas dos módulos e evitar o aquecimento excessivo dessas zonas (*hot spots*) causado pelas tensões inversas.

Este fenómeno leva à alteração da curva característica e a uma deslocação do ponto de potência máxima para um nível de corrente e tensão mais baixo. Na curva P-V da Figura 35, esta situação é idêntica, sendo o ponto de operação ótimo selecionado pelo MPPT, que corresponde ao ponto que maximiza a energia extraída das duas strings em conjunto.

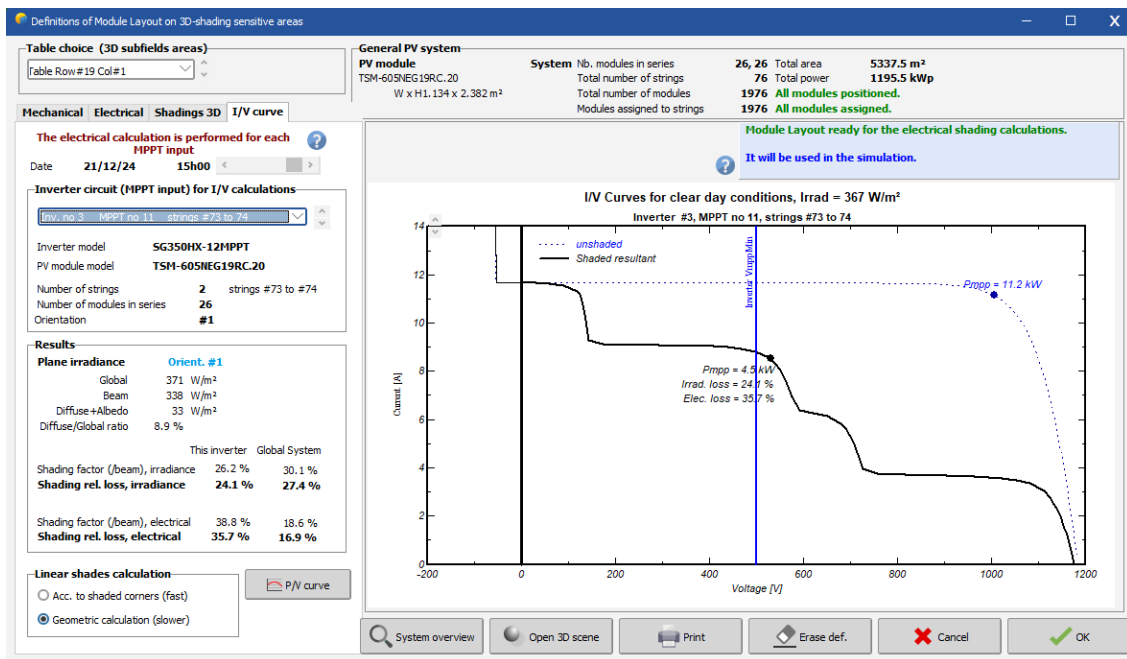


Figura 34 Curva I-V de um MPPT de duas strings com sombreamento

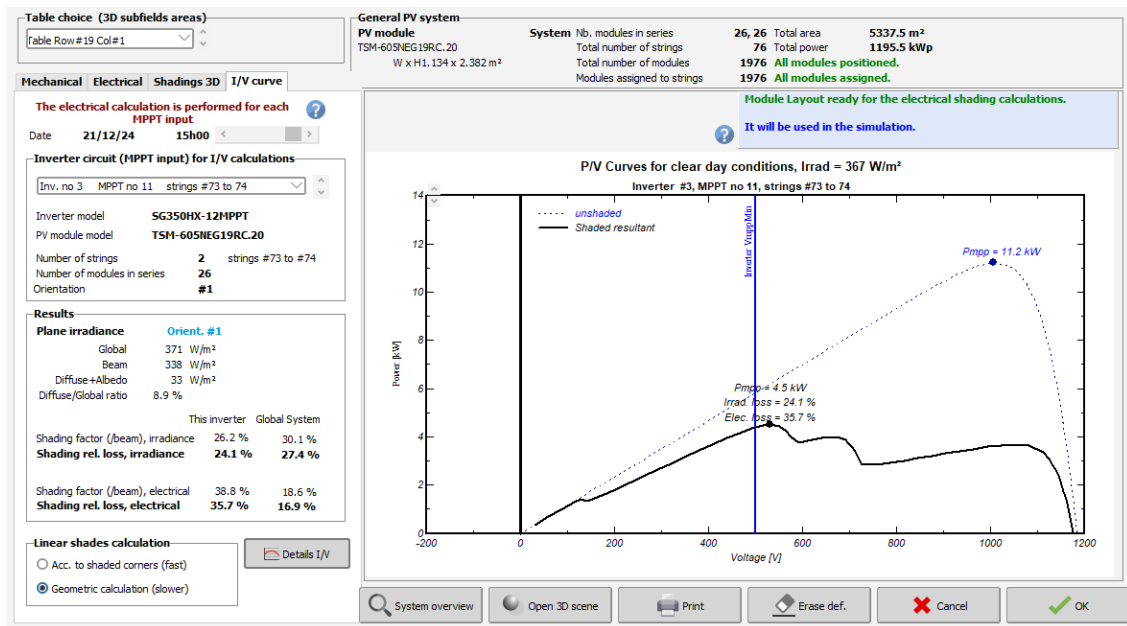


Figura 35 Curva P-V de um MPPT de duas strings com sombreamento

A Tabela 4 apresenta o resumo dos resultados anuais obtidos neste cenário para os casos de estudo.

Tabela 4 Resumo de resultados obtidos para o cenário 3

Caso de estudo	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Caso de estudo 1	2035,8	82,2
Caso de estudo 2	2115,4	85,51

Neste cenário, ao agrupar strings com condições semelhantes no mesmo MPPT é possível reduzir o efeito de mismatch entre strings permitindo que as strings sem sombreamento operem próximas do seu ponto de máxima potência sem serem prejudicadas pelas sombreadas.

Comparando com o cenário anterior observa-se um aumento na produção anual de 6,3 MWh (+0,31 %) no caso de estudo 1 e de 5,0 MWh (+0,24 %) no caso de estudo 2.

4.1.4 Desempenho no Cenário 4 - Agrupamento por Inclinação de Mesas

Este cenário é apresentado apenas no caso de estudo 1 por este ter características de terreno mais irregulares comparando com o caso de estudo 2. Este cenário tem como objetivo avaliar se a separação de strings, com base no declive das mesas causado pela irregularidade do terreno, traz ganhos na produção de energia. As mesas adjacentes com declives diferentes formam assim strings independentes e são alocadas em MPPTs distintos.

A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos deste cenário de simulação para o caso de estudo 1.

Tabela 5 Resumo dos resultados obtidos no cenário 4

Caso de estudo	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Caso de estudo 1	2024,3	81,73

Comparando com o cenário base verifica-se um aumento de 27,1 MWh na produção anual e de 1,09 % no PR. No entanto estes ganhos são inferiores aos obtidos com a separação longitudinal das strings nos cenários 2 e 3. Estes resultados mostram que as perdas por sombreamento e por *mismatch* são ainda muito significativas devido ao efeito do

sombreamento das filas inferiores, e são superiores aos ganhos conseguidos pela separação por inclinação de mesas.

Apesar de os ganhos obtidos não tornarem este cenário a estratégia de otimização mais eficiente tem alguma relevância prática em situações específicas, como no caso de filas com número ímpar de mesas. Este critério de agrupamento por inclinação poderá ser determinante para selecionar qual a mesa a ser configurada com uma string individual, assegurando a minimização das perdas por mismatch e o aproveitamento da topografia.

4.2 Estratégia de Otimização com Base nos Resultados Obtidos

Após a análise dos diferentes cenários apresentados nos subcapítulos anteriores, foi definida a configuração elétrica que maximiza a produção anual de energia, e minimiza simultaneamente as perdas por sombreamento e mismatch. Esta configuração é um novo cenário de simulação que resulta da combinação dos métodos aplicados nos cenários anteriores e é adaptado às características específicas de cada caso.

Para ambos os casos de estudo, a solução ótima integra a separação longitudinal das strings (filas superiores e inferiores em strings distintas) com a alocação separada nos MPPTs, agrupando strings de condições semelhantes de radiação, e aplicando o critério de inclinação sempre que necessário nas mesas ímpares.

A Tabela 6 apresenta o resumo dos resultados obtidos para as configurações ótimas de cada caso de estudo.

Tabela 6 Resultados obtidos para as configurações ótimas em cada caso de estudo

Caso de estudo	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Caso de estudo 1	2042,9	82,5
Caso de estudo 2	2116,2	85,5

Em ambos os casos de estudo, a combinação dos critérios identificados nos cenários anteriores permitiu alcançar os melhores resultados de todos os cenários testados. As melhorias face ao cenário base, que são mais evidentes no caso de estudo 1 devido à maior

variação de inclinações do terreno e presença de sombreamento, confirmam a eficácia da metodologia desenvolvida para maximizar o desempenho global do sistema.

4.3 Análise Sazonal

Embora as simulações do PVsyst resultem em valores anuais de produção de energia e índices de desempenho, o software permite visualizar a distribuição mensal da energia produzida e das perdas associadas. A análise sazonal torna-se assim relevante pois permite identificar em que períodos do ano as estratégias de otimização são mais significativas refletindo o impacto da trajetória solar e das condições meteorológicas ao longo das diversas estações. A análise sazonal serve de complemento à análise anual ao evidenciar comportamentos que não seriam perceptíveis com os valores agregados.

4.3.1 Variação do Desempenho ao Longo do Ano

Em ambos os casos de estudo, a produção mensal atinge o máximo no mês de julho e o mínimo no mês de dezembro, o que vai de encontro com os valores de radiação incidente ao longo do ano. No entanto, o PR mensal atinge os valores mais elevados nos meses de fim de inverno e primavera, pelos meses de março e abril e tendem a diminuir nos meses de verão. Apesar da produção atingir os valores máximos, os meses de verão mostram o impacto das perdas térmicas ao serem os meses com temperaturas ambiente mais altas, o que afeta sobretudo os valores de tensão de operação dos painéis fotovoltaicos e consequentemente a potência.

Na Figura 36 e Figura 37, retiradas dos resultados do PVsyst no cenário otimizado do caso de estudo 1, é possível observar a evolução mensal da produção de energia assim como as respectivas perdas e o impacto no índice de performance.

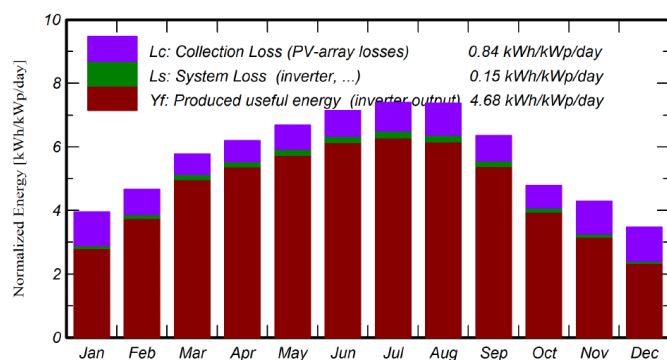


Figura 36 Produção de energia ao longo do ano no caso de estudo 1

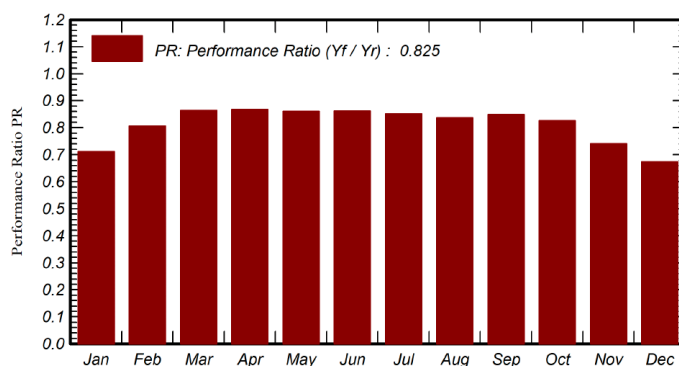


Figura 37 Índice de performance mensal - caso de estudo 1

Na Figura 38 e Figura 39, referentes ao caso de estudo 2, observa-se o mesmo padrão sazonal com a energia mensal máxima em julho e mínima em dezembro e com PR a atingir o valor máximo nos meses de primavera e com uma ligeira descida nos meses quentes.

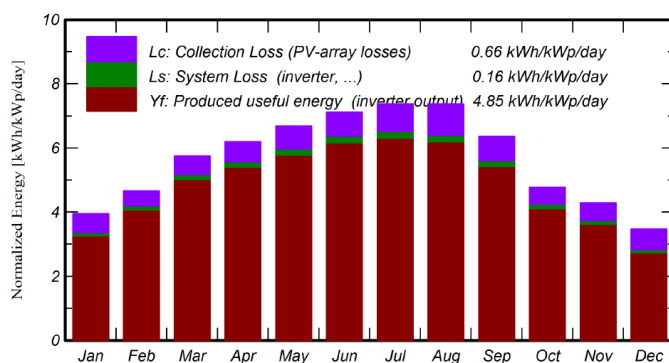


Figura 38 Produção de energia ao longo do ano no caso de estudo 2

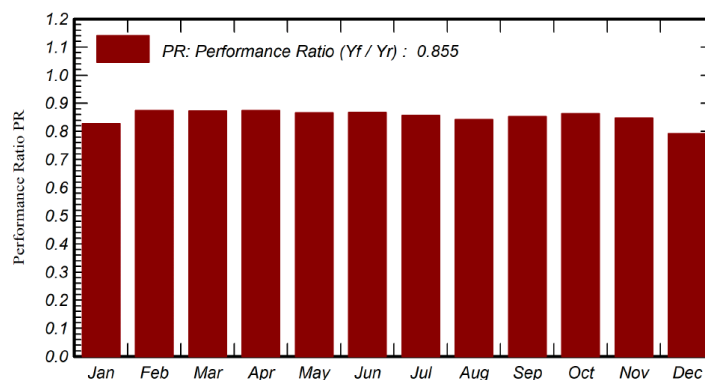


Figura 39 Índice de performance mensal - caso de estudo 2

De forma a visualizar de forma clara e direta os ganhos obtidos com a otimização da configuração elétrica nos dois casos de estudo, foi elaborada a Tabela 7, que apresenta para cada mês a energia adicional produzida e o aumento em pontos percentuais do PR comparando os resultados obtidos do cenário otimizado e do cenário base. Esta análise permite relacionar diretamente os ganhos obtidos com as variações das condições meteorológicas ao longo do ano.

A análise da Tabela 7 mostra que os meses de dezembro a fevereiro são aqueles em que as otimizações apresentam o maior impacto, que coincidem com os meses de maior sombreamento devido ao ângulo solar mais baixo. Nestes meses verificam-se ganhos mensais até 10,7 MWh no caso de estudo 1 e 5,2 MWh no caso de estudo 2 quando comparado com o cenário base. Em termos de PR mensal verificam-se ganhos de 8,2 % no caso de estudo 1 e de 4 % no caso de estudo 2.

Por outro lado, nos meses de verão, quando o sol incide mais perpendicularmente o efeito do sombreamento não é tão significativo e os ganhos de produção de energia são menores, confirmando que o efeito das otimizações varia com a sazonalidade.

Tabela 7 Ganhos mensais de energia produzida e PR do cenário otimizado face ao cenário base para cada caso de estudo

Mês	CE1 ΔEnergia (MWh)	CE1 ΔPR (%)	CE2 ΔEnergia (MWh)	CE2 ΔPR (%)
Jan	10,4	+7,1	3,7	+2,6
Fev	6,2	+3,9	1,0	+0,6
Mar	0,6	+0,3	0,7	+0,3
Abr	0,5	+0,2	0,6	+0,3
Mai	0,7	+0,2	0,8	+0,4
Jun	0,8	+0,3	0,8	+0,3
Jul	0,8	+0,3	0,9	+0,3
Ago	0,6	+0,2	0,8	+0,3
Set	0,4	+0,2	0,6	+0,3
Out	3,5	+2,0	0,9	+0,5
Nov	10,7	+6,9	2,5	+1,6
Dez	10,4	+8,2	5,2	+4,0

4.4 Síntese dos Resultados

A Tabela 8 e Tabela 9 apresentam o resumo dos resultados obtidos para o caso de estudo 1 e 2 respectivamente para cada cenário de simulação realizado. Os dados mostram que as estratégias de configuração longitudinal de strings em conjunto com a alocação de strings com condições semelhantes de irradiância ao mesmo MPPT, resultam em melhorias de desempenho face ao cenário base. A análise permitiu também verificar que o efeito de mismatch dentro da própria string é mais significativo do que o mismatch entre strings uma vez que os ganhos são maiores entre o cenário 1 e o cenário 2 do que entre o cenário 2 e o cenário 3. Os melhores resultados são obtidos, para os dois casos de estudo, no ultimo cenário otimizado, adaptado a cada caso de estudo.

Tabela 8 Resultados obtidos por cenário de simulação para o caso de estudo 1

Cenário de simulação	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Cenário 1 – Configuração Base	1997,2	80,64
Cenário 2	2029,5	81,94
Cenário 3	2035,8	82,20
Cenário 4	2024,3	81,73
Cenário final otimizado	2042,9	82,48

Tabela 9 Resultados obtidos por cenário de simulação para o caso de estudo 2

Cenário de simulação	Produção Anual de Energia (MWh)	PR (%)
Cenário 1 – Configuração Base	2097,5	84,79
Cenário 2	2110,4	85,31
Cenário 3	2115,4	85,51
Cenário final otimizado	2116,2	85,54

O caso de estudo 1 atingiu um aumento anual de energia produzida de 45,7 MWh e 1,85 % no PR. No caso de estudo 2, o cenário ótimo atingiu um aumento anual de 18,7 MWh e 0,75 % no PR em relação ao cenário base, também com reduções nas perdas elétricas. Esta diferença de ganhos mostra como a topografia do terreno tem um impacto direto no desempenho energético de uma central fotovoltaica. Ainda que os dois casos de estudo tenham a mesma potência e equipamentos instalados, o caso de estudo 2 tem uma distribuição mais equilibrada e um terreno mais regular o que faz com que os ganhos com as otimizações implementadas não sejam tão significativos como no caso de estudo 1.

A análise sazonal confirmou que os benefícios das configurações otimizadas são mais significativos nos meses mais frios quando o ângulo solar é mais baixo e provoca maior sombreamento entre mesas. Nestes períodos, os ganhos mensais podem atingir até 10,7 MWh no caso de estudo 1 e 5,2 MWh no caso de estudo 2, enquanto que no verão o impacto das otimizações é inferior devido à menor presença de sombreamento entre filas.

5 Conclusões

O trabalho desenvolvido teve como objetivo otimizar a configuração elétrica em parques fotovoltaicos com foco na minimização das perdas provocadas por sombreamento e mismatch. Para tal recorreu-se ao software PVsyst para simular o desempenho energético de dois casos de estudo reais de centrais solares fotovoltaicas em fase de construção, cada um com aproximadamente 1 MWp de potência.

As simulações realizadas permitiram avaliar e quantificar o impacto de diferentes estratégias de configuração de strings e de alocação destas aos MPPTs dos inversores. Foram definidos quatro cenários de configuração que se distinguem pela forma como as strings de módulos estão distribuídas pelas mesas e pela forma como estas são agrupadas nos MPPTs dos inversores, terminando com um cenário otimizado que conjuga as condições mais favoráveis de cada cenário. Neste cenário otimizado, é feita uma separação longitudinal da parte superior e inferior das mesas em strings distintas uma vez que, nas primeiras e últimas horas de sol do dia, são sujeitas a diferentes condições de radiação pela sombra que se forma entre filas de mesas de módulos. Para além disso, para reduzir as perdas por mismatch, as strings sujeitas a condições de irradiância semelhantes são alocadas no mesmo MPPT para reduzir discrepâncias no nível de corrente e tensão no mesmo conjunto. Nos casos em que não seja possível a configuração longitudinal de strings por existir um número ímpar de mesas por fila, deve ter-se em consideração as inclinações do terreno. Nestas situações, as mesas com pendentes de inclinação distintas devem formar strings independentes das restantes mesas.

Os resultados obtidos das simulações confirmam que a configuração elétrica adotada tem um impacto direto no desempenho de um parque fotovoltaico e mostram que, com a mesma

potência instalada, é possível maximizar os ganhos de produção de energia. No caso de estudo 1, os ganhos anuais obtidos entre o cenário de referência e o cenário otimizado foram de 45,7 MWh e um aumento de 1,85 pontos percentuais no PR. No caso de estudo 2 o ganho anual de produção de energia foi de 18,7 MWh e uma melhoria de 0,75 pontos percentuais no índice de performance. Uma vez que esta otimização não implica custos adicionais significativos na execução do projeto, as melhorias obtidas na produção de energia e índice de performance trazem um aumento de rentabilidade do projeto ao aumentar a receita anual de venda de energia.

Um dos aspetos que se confirmou com a análise dos resultados, foi que a presença de sombreamento em apenas alguns módulos de uma string prejudica de forma significativa o desempenho de toda a string realçando o impacto dos efeitos de mismatch. No entanto também foi possível verificar que este efeito tem um impacto mais significativo quando ocorre dentro da própria string e não tanto entre strings quando ligadas ao mesmo MPPT.

Da análise sazonal realizada foi possível concluir que os ganhos das otimizações aplicadas são mais expressivos nos meses de inverno quando a trajetória solar é mais baixa e aumenta o efeito de sombreamento entre filas de mesas de módulos, enquanto que no verão os ganhos com as otimizações implementadas são bastante menores devido à maior radiação incidente e trajetória solar.

Limitações e sugestões para trabalhos futuros

Embora os ganhos obtidos sejam relevantes o estudo realizado apresenta algumas limitações. Em primeiro lugar as simulações detalhadas no PVsyst são limitadas a poucos MWp de potência instalada, devido à complexidade de configuração de cada simulação e ao tempo de computação que cada simulação demora. Para este estudo foram escolhidos casos de estudo de menor dimensão devido a essa limitação. O ficheiro meteorológico utilizado nas simulações representa o ano típico para aquela localização, podendo em alguns anos ser diferente da realidade levando a que resultados reais possam ser diferentes dos simulados. Para além disso, uma vez que o projeto não está concluído, não foi possível validar os resultados com dados reais de produção, o que teria permitido uma confirmação do impacto das estratégias de otimização e uma comparação com os valores simulados. Outra limitação presente com este estudo é que foi considerada uma localização geográfica específica em Portugal, sendo que a trajetória solar

dependente muito da latitude e das condições locais, o que leva a que os ganhos variem em diferentes geografias e as otimizações propostas não se revelem de igual forma.

Acresce ainda que as simulações foram realizadas apenas com inversores de um modelo específico, nos quais cada MPPT possui duas entradas de string. Embora a lógica de configuração seja aplicável a diferentes equipamentos, os resultados podem variar quando se utilizam inversores com características distintas e números de entradas de string por MPPT superiores.

Outro aspeto que não foi explorado neste trabalho é a análise económica. Apesar de os resultados demonstrarem ganhos energéticos, não foi avaliado de que forma estes ganhos se traduzem em indicadores de rentabilidade, como o período de payback, o Valor Atual Líquido (VAL) ou a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). Como trabalho futuro seria relevante desenvolver uma análise económica para quantificar o impacto desta otimização na rentabilidade dos projetos com as receitas adicionais de venda de energia.

Apesar destas limitações, o trabalho realizado contribui para a melhoria de práticas em parques fotovoltaicos de grande escala. Foram definidas regras práticas de configuração elétrica que podem ser facilmente replicadas em projetos futuros e foi demonstrado de forma quantitativa o impacto positivo destas otimizações na produção anual de energia e nos índices de performance.

Referências

Ali Khan, K. (2021) 'Mismatch Effects and its Mitigation Techniques in the Solar Photovoltaic System'. Available at: <https://doi.org/10.54337/aau451017379>.

Ali, S.A., Ajel, A.R. and Ghadhban, S.A. (2023) 'Performance Enhancement of the PV Array Based on Hybrid Configuration under Variable Irradiance Conditions', 2023 6th International Conference on Vocational Education and Electrical Engineering: Integrating Scalable Digital Connectivity, Intelligence Systems, and Green Technology for Education and Sustainable Community Development, ICVEE 2023 - Proceeding, pp. 365–371. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICVEE59738.2023.10348303>.

Baharin, K.I.; A.; et al. (2023) 'Review on Optimization Techniques of PV/Inverter Ratio for Grid-Tie PV Systems', Applied Sciences 2023, Vol. 13, Page 3155, 13(5), p. 3155. Available at: <https://doi.org/10.3390/APP13053155>.

Benda, V. (2018) 'Photovoltaics: The Basics', A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems: With Special Focus on Photovoltaic Systems, pp. 151–179. Available at: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811479-7.00008-7>.

Božiková, M. et al. (2021) 'The Effect of Azimuth and Tilt Angle Changes on the Energy Balance of Photovoltaic System Installed in the Southern Slovakia Region', Applied Sciences 2021, Vol. 11, Page 8998, 11(19), p. 8998. Available at: <https://doi.org/10.3390/APP11198998>.

Dahmoun, M.E.H. et al. (2021) 'Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria', Energy for Sustainable Development, 61, pp. 181–195. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.ESD.2021.02.004>.

Dhass, A.D. et al. (2022) 'A Review on Factors Influencing the Mismatch Losses in Solar Photovoltaic System', International Journal of Photoenergy, 2022(1), p. 2986004. Available at: <https://doi.org/10.1155/2022/2986004>.

Dixit, A. et al. (2023) 'Solar Photovoltaic Principles', Solar PV Panels - Recent Advances and Future Prospects [Preprint]. Available at: <https://doi.org/10.5772/INTECHOPEN.109730>.

Dubey, S., Sarvaiya, J.N. and Seshadri, B. (2013) 'Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review', Energy Procedia, 33, pp. 311–321. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2013.05.072>.

Gurupira, Tafadzwa et al. (2017) 'PV SIMULATION SOFTWARE COMPARISONS: PVSYST, NREL SAM AND PVLIB Evaluation and optimisation of solar photovoltaic (PV) plant designs View project Machine Learning for solar energy industries View project PV SIMULATION SOFTWARE COMPARISONS: PVSYST, NREL SAM AND PVLIB'. Available at: <https://www.researchgate.net/publication/313249367> (Accessed: 11 June 2025).

Hammad, B. et al. (2017) 'Performance and economic comparison of fixed and tracking photovoltaic systems in Jordan', Renewable and Sustainable Energy Reviews, 80, pp. 827–839. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.05.241>.

Hashemi, B. et al. (2021) 'Systematic photovoltaic system power losses calculation and modeling using computational intelligence techniques', Applied Energy, 284, p. 116396. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2020.116396>.

How Solar Inverters Efficiently Manage High-Temperature Conditions (no date). Available at: <https://en.growatt.com/media/news/how-solar-inverters-efficiently-manage-high-temperature-conditions> (Accessed: 10 June 2025).

IEC 61724-1:2021 | IEC. Available at: <https://webstore.iec.ch/en/publication/65561> (Accessed: 4 May 2025).

IEC 62548-1:2023 | IEC. Available at: <https://webstore.iec.ch/en/publication/64171> (Accessed: 14 June 2025).

Ingle, A. et al. (2017) 'Module configurations in photovoltaic system: A review', *Materials Today: Proceedings*, 4(14), pp. 12625–12629. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.MATPR.2017.10.072>.

Jamal, J. et al. (2024) 'Evaluating the shading effect of photovoltaic panels to optimize the performance ratio of a solar power system', *Results in Engineering*, 21, p. 101878. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.RINENG.2024.101878>.

Kumar, R. et al. (2021) 'Design and simulation of standalone solar PV system using PVsyst Software: A case study', *Materials Today: Proceedings*, 46, pp. 5322–5328. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.MATPR.2020.08.785>.

Olios, M., Wittmer, B. and Mermoud, A. (no date) 'Analysis of Electrical Shading Effects in PV Systems PVsyst SA ANALYSIS OF ELECTRICAL SHADING EFFECTS IN PV SYSTEMS', *European PV Solar Energy Conference*, p. 2021.

Investigation of PV System Cable Losses. Available at: https://www.researchgate.net/publication/317701311_Investigation_of_PV_System_Cable_Losses (Accessed: 10 June 2025).

Pendem, S.R. and Mikkili, S. (2018) 'Performance evaluation of series, series-parallel and honey-comb PV array configurations under partial shading conditions', *2017 7th International Conference on Power Systems, ICPS 2017*, pp. 749–754. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICPES.2017.8387389>.

Qual é a relação DC/AC de um sistema fotovoltaico? - No... (no date). Available at: <https://www.solarmodules-ms.com/blog/was-ist-das-leistungsverhaeltnis-dc-ac-verhaeltnis-einer-pv-anlage> (Accessed: 20 May 2025).

Rana, A.S. and Khan, H.A. (2016a) 'String level optimization on grid-tied solar PV systems for minimizing soft shading power loss', *IET Conference Publications*, 2016(CP694). Available at: <https://doi.org/10.1049/CP.2016.0527>.

Rana, A.S. and Khan, H.A. (2016b) 'String level optimization on grid-tied solar PV systems for minimizing soft shading power loss', IET Conference Publications, 2016(CP694). Available at: <https://doi.org/10.1049/CP.2016.0527;SUBPAGE:STRING:ABSTRACT;CTYPE:STRING:BOOK>.

Reich, N.H. et al. (2012) 'Performance ratio revisited: Is PR > 90% realistic?', Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 20(6), pp. 717–726. Available at: <https://doi.org/10.1002/PIP.1219;JOURNAL:JOURNAL:1099159X;SUBPAGE:STRING:ACCESS>.

Ruan, T. et al. (2024) 'A new optimal PV installation angle model in high-latitude cold regions based on historical weather big data', Applied Energy, 359, p. 122690. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2024.122690>.

Sado, K.A., Hassan, L.H. and Sado, S. (no date) 'Photovoltaic panels tilt angle optimization'. Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123900019>.

Saxena, A. et al. (2024a) 'A state-of-art review on photovoltaic systems: Design, performance, and progress', Process Safety and Environmental Protection, 190, pp. 1324–1354. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.PSEP.2024.07.111>.

Saxena, A. et al. (2024b) 'A state-of-art review on photovoltaic systems: Design, performance, and progress', Process Safety and Environmental Protection, 190, pp. 1324–1354. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.PSEP.2024.07.111>.

Skoplaki, E. and Palyvos, J.A. (2009) 'On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations', Solar Energy, 83(5), pp. 614–624. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2008.10.008>.

Solar Cell I-V Characteristic Curves of a PhotPanel (no date). Available at: <https://www.alternative-energy-tutorials.com/photovoltaics/solar-cell-i-v-characteristic.html> (Accessed: 10 May 2025).

Solar Trackers (no date). Available at: <https://www.renewsysworld.com/post/solar-trackers> (Accessed: 24 May 2025).

Teodorescu, R., Liserre, M. and Rodríguez, P. (2010) 'GRID CONVERTERS FOR PHOTOVOLTAIC AND WIND POWER SYSTEMS'. Available at: www.wiley.com. (Accessed: 19 May 2025).

Ultimate guide to utility-scale PV system losses — RatedPower (no date). Available at: <https://ratedpower.com/blog/utility-scale-pv-losses/> (Accessed: 10 June 2025).

Understanding PV system losses: solar panel tilt, solar incidence angle, and more | Aurora Solar (no date). Available at: <https://aurorasolar.com/blog/2024/01/17/understanding-pv-system-losses-part-4-tilt-orientation-incident-angle-modifier-environmental-conditions-and-inverter-losses-clipping-2/> (Accessed: 10 June 2025).

Vengatesh, R.P. and Rajan, S.E. (2016) 'Analysis of PV module connected in different configurations under uniform and non-uniform solar- radiations', *International Journal of Green Energy*, 13(14), pp. 1507–1516. Available at: <https://doi.org/10.1080/15435075.2016.1207078>.

Wurster, T.S. and Schubert, M.B. (2014) 'Mismatch loss in photovoltaic systems', *Solar Energy*, 105, pp. 505–511. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2014.04.014>.

Zanatta, A.R. (2022) 'The Shockley–Queisser limit and the conversion efficiency of silicon-based solar cells', *Results in Optics*, 9, p. 100320. Available at: <https://doi.org/10.1016/J.RIO.2022.100320>.

Zidane, T.E.K. et al. (2019) 'Cost-effective topology for photovoltaic power plants using optimization design', *Proceeding - 2019 IEEE 7th Conference on Systems, Process and Control, ICSPC 2019*, pp. 210–215. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICSPC47137.2019.9068013>.

Zidane, T.E.K. et al. (2023) 'Grid-Connected Solar PV Power Plants Optimization: A Review', *IEEE Access*, 11, pp. 79588–79608. Available at: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3299815>.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

Filipe José Reis Pires Custas

ISEP, Porto, 25 de setembro de 2025