

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Estudo da produção de energia fotovoltaica em função da razão de cobertura da área disponível

Hannes Grotjohann

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
João Manuel de Almeida Serra (Universidade de Lisboa)

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador João Manuel de Almeida Serra, pela disponibilidade e a partilha de conhecimento nos momentos decisivos.

Quero também agradecer a minha companheira, Greta Sabonyte, e aos meus amigos, em particular ao Franz, pelo apoio e insistência.

Quero agradecer ao João Tiago Aprício, por ter dedicado o seu tempo para explicar-me alguns dos princípios da linguagem Python, e por ter me apresentado a plataforma Anaconda. Também ao Flávio José Araújo de Souza por ter me introduzido a estrutura de programação em Python e as funções. Sem eles, o caminho de certeza teria sido mais complicado.

Quero agradecer a Filomena Maria Gamboa Neves Barbosa de Moraes pela verificação ortográfica do português.

Quero agradecer a Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa por ter me permitido de voltar a faculdade e finalizar o curso. Também quero agradecer a todos os professores do curso de Eng. Energia e do Ambiente pela dedicação ao curso.

A todos eles um meu muito obrigado.

Abstract

The objective of this dissertation was to develop an algorithm that can determine the configuration of photovoltaic modules in a given area and which optimises annual energy production. For this purpose, geometric models were created that can determine the geometric parameters of the solar collector fields, shading parameters and the guidelines for the use of this algorithm.

To test the functionality of this model, the algorithm was applied to three different terrains, thus entry criteria were modified for each terrain to assess the impact in the final result of the optimisation. Simulation results were also compared with the results obtained using the *PvSyst 2.7.9* software.

The results obtained show an enormous potential of the algorithm, in terms of both optimisation of the configuration as well as the algorithm serving as a tool for comparison. Therefore, many photovoltaic sizing software that exist in the market may benefit from such added functions.

Throughout this dissertation various aspects were discussed, some of which were related to the limitations of the algorithm, while others looked at how to tackle the problem of optimisation.

Due to the limitations of the algorithm presented in this dissertation, it can be concluded that it is best to apply the algorithm as a tool for geometric optimisation, rather than a tool to calculate the generated energy. For the latter purpose, it would be necessary to reformulate the shading criteria and to take into account the electric parameters within the modules and other components.

Keywords: Photovoltaic energy, Optimization algorithm, Optimization

Resumo

Esta dissertação dedicou-se a desenvolver um algoritmo capaz de determinar, para uma determinada área de estudo, a configuração dos módulos fotovoltaicos que otimiza a produção de energia anual. Para a consecução desta tarefa, foram desenvolvidos modelos geométricos capaz de determinar as relações geométricas das fileiras de módulos, modelos de sombreamentos, e critérios de utilização do algoritmo.

Para testar a funcionalidade, o algoritmo foi simulado para três áreas de estudo, para as quais se modificou os critérios de entrada, a fim de verificar o impacto no resultado final da otimização. Os resultados de simulação foram ainda comparados com os resultados obtidos a partir do software *PvSyst 2.7.9*.

Dos resultados obtidos, foi possível confirmar o enorme potencial do algoritmo, não só na otimização da configuração, mas também como ferramenta de comparação. Portanto, é provável que grande parte dos softwares de dimensionamento fotovoltaicos existentes no mercado, poderiam beneficiar com este tipo de funcionalidades.

Ao longo da dissertação são apresentados diversos critérios, alguns dos quais, relacionados com as limitações do algoritmo, enquanto outros, apenas procuram fornecer soluções de como abordar o problema de otimização.

Da forma como o algoritmo foi delineado na dissertação, o mesmo acaba por adequar-se mais como ferramenta de otimização geométrica, e não tanto como ferramenta de cálculo para a energia gerada. Para a determinação da energia gerada, seria necessário reformular os critérios de sombreamento, e ter-se em conta os parâmetros elétricos da interligação dos modules entre si e outros componentes.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica, Algoritmo de otimização, otimização.

Índice

Agradecimentos.....	ii
Abstract.....	iii
Resumo.....	iv
Lista de figuras.....	viii
Lista de tabelas.....	x
Lista de símbolos e abreviaturas.....	xi
1 Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura da dissertação.....	2
2 Estado da Arte.....	3
2.1 Módulos fotovoltaicos.....	3
2.2 Energia de saída de um <i>array</i> de módulos fotovoltaicos.....	6
2.3 Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos.....	8
2.4 Radiação solar e interação com sistemas fotovoltaicos.....	13
2.4.1 Geometria Terra-Sol.....	14
2.4.2 Condicionantes meteorológicos.....	15
2.5 Sistemas de fixação e configurações dos módulos fotovoltaicos.....	17
2.5.1 Estruturas de fixação estacionárias.....	17
2.5.2 Estrutura de fixação com seguimento solar.....	19
3 Metodologia desenvolvida.....	21
3.1 Tipologia de sistemas PV e limitações na configuração.....	21
3.2 Etapas de desenvolvimento do Algoritmo.....	22
3.3 Técnicas de otimização geométrica.....	23
3.3.1 Diferentes alturas (H) dos módulos nas fileiras.....	24
3.3.2 Variação do ângulo de inclinação (β) dos módulos.....	26

3.3.3	Dois ângulos (β) distintos nos módulos da parte superior (β_1) e inferior (β_2) da fileira de módulos.....	27
3.3.4	Variação da altura (h_5) da estrutura de fixação dos módulos.....	28
3.3.5	Modelo híbrido das otimizações geométricas.....	30
3.3.6	Variação entre posição de retrato e de paisagem dos módulos fotovoltaicos.....	32
3.4	Área de estudo.....	33
3.5	Critérios de distanciamento e distribuição das fileiras.....	35
3.5.1	Distanciamento homogéneo entre fileiras.....	35
3.5.2	Distanciamento heterogéneo entre fileiras.....	36
3.5.3	Condição fronteira com outro tipo de superfícies da área de estudo.....	38
3.6	Efeito do sombreamento e critérios de distanciamento para limitar o seu efeito.....	39
3.6.1	Determinação do efeito do sombreamento.....	40
3.6.2	Critérios de distanciamento para limitar o efeito do sombreamento.....	41
3.7	Produção de energia de uma fileira de módulos fotovoltaicos.....	42
3.7.1	Posição do sol em cada instante.....	42
3.7.2	Posição do sol em relação a um plano inclinado.....	44
3.7.3	Produção de energia de um módulo fotovoltaico sem sombreamento.....	44
3.7.4	Distância da sombra entre fileiras de módulos.....	45
3.7.5	Altura da sombra na fileira de módulos.....	46
3.7.6	Produção de energia de uma fileira de módulos sob efeito do sombreamento.....	47
3.8	Parâmetros de entrada.....	48
3.8.1	Parâmetros meteorológicos.....	49
3.8.2	Parâmetros da área de estudo.....	49
3.8.3	Parâmetros das características do módulo fotovoltaico.....	49
3.8.4	Parâmetro de configuração das fileiras.....	49
3.8.5	Parâmetros para limitar o efeito do sombreamento.....	50
3.9	Algoritmo de otimização.....	50
4	Resultados.....	58
4.1	Estudos de casos.....	58

4.2	Comparação entre o algoritmo e PvSys.....	63
5	Discussão e Trabalhos Futuros	65
6	Bibliografia.....	68

Lista de figuras

Figura 1 – Efeito fotoelétrico numa célula fotovoltaica, adaptado de [3]	3
Figura 2 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um díodo) [4]	3
Figura 3 - Resposta espectral de uma célula solar de silício convencional [4]	4
Figura 4 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico [4]	5
Figura 5 - Célula solar fotovoltaica de junção múltipla [6]	6
Figura 6 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa [8]	7
Figura 7 - Efeito causado pela variação da temperatura [8]	8
Figura 8 - Variação da curva P-V em função do sombreamento parcial. Adaptado de: [10].	9
Figura 9 - Ligações em díodos bypass em módulos fotovoltaicos [4].	10
Figura 10 - Associação de série-paralelo de módulos fotovoltaicos com díodos de proteção [4].	10
Figura 11 – Percentagem de potência produzida pelos módulos em função da percentagem de módulos sombreados. Adaptado de [13].	11
Figura 12 - Fluxo de corrente condicionado sob efeito de sombreamento do poste de iluminação com um díodo <i>bypass</i> (a) não entrelaçados e (b) entrelaçados [17].	12
Figura 13 - Sombreamento do posto de iluminação sobre a posição de (a) paisagem e (b) retrato. Adaptado de [17].	12
Figura 14 - Geometria Terra-Sol: ângulo zênite, inclinação do módulo, azimute do sol, altura do sol e azimute do módulo. Adaptado de [20].	14
Figura 15 – Porção de céu disponível para a primeira e seguintes fileiras de módulos [22].	16
Figura 16 – Irradiância extraterrestre e Irradiância global [23]	16
Figura 17 - Sombreamento entre sucessivas fileiras. Adaptado de [13].	18
Figura 18- Sombreamento no Diagrama das trajetórias do Sol [25].	19
Figura 19 - Variação da geometria durante o seguimento solar entre estruturas de fixação em a) seguimento solar Este-Oeste e b) seguimento solar Norte-Sul. Adaptado de [13].	19
Figura 20 - <i>Backtracking</i> em estruturas e seguimento Norte-Sul. Adaptado do manual interno de [25]	20
Figura 21 - Fluxograma do processo de otimização geométrica.	23
Figura 22 - Técnicas de otimização geométrica das fileiras de módulos numa área de estudo	24
Figura 23 - Geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies horizontais de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}	25

Figura 24 - Geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies inclinadas de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}	26
Figura 25 - Ângulos distintos na parte superior e parte inferior da fileira: geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies horizontais de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}	28
Figura 26 - Ângulos distintos na parte superior e parte inferior da fileira: geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies inclinadas de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}	28
Figura 27 - Ângulos distintos na parte superior e parte inferior da fileira: geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies inclinadas de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}	30
Figura 28 - Alturas diferentes entre fileiras de módulos na parte superior: geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies inclinadas de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}	30
Figura 29 - Formato geométrico dos módulos (em posição paisagem) numa estrutura de fixação E em formato matriz ($N \times M$) com um comprimento L e altura H	33
Figura 30 - Tipos de superfícies planas: Horizontal, Sul, Este, Oeste, Sul-Este e Sul-Oeste.....	34
Figura 31 - Distribuição das fileiras numa dada superfície com $B1$ e I constante	36
Figura 32 - Sucessivas fileiras numa superfície com $B1$ e I constante e uma distância excedente E	36
Figura 33 - Diferentes critérios de espaçamento na mesma superfície da área de estudo.....	38
Figura 34 - Condições fronteira com outras superfícies da área de estudo	39
Figura 35 - Geometria para a determinação do I_{min} e $h4$ entre superfícies com diferentes ângulos de inclinação ω	39
Figura 36 - Sombreamento parcial nos módulos entre duas fileiras sucessivas em a) posição paisagem e b) posição retrato. Adaptado de [28].....	40
Figura 37 - Fluxograma para determinação da produção solar por um módulo fotovoltaico.....	42
Figura 38 - Ângulo de declinação δ e horário $\omega_{horário}$ [30].	43
Figura 39 - Relação de ângulos entre a trajetória dos raios solares e uma superfície inclinada. Adaptado de [31].....	44
Figura 40 - Distância da sombra entre a fileiras de módulos.....	46
Figura 41 - Altura da sombra h_s nas fileiras de módulos.....	47
Figura 42 - Fluxograma para a obtenção dos métodos de otimização geométrica.....	51
Figura 43 - Área de estudo: a) horizontal, b) com inclinação a Sul e c) com orientação Este e Oeste. ..	59

Lista de tabelas

Tabela 1 - Perdas de potência e energia consoante o tipo configuração dos módulos e díodos <i>bypass</i> . Adaptado de [17].	12
Tabela 2 - Dados de entrada que delimitam as configurações das fileiras de módulos	50
Tabela 3 - Médias mensais de radiação obtidos a partir do satélite EUMETSAT e a partir do simulador interno do programa <i>PvSyst</i>	58
Tabela 4 - Características do módulo fotovoltaico.	59
Tabela 5 – Parâmetros de entrada das estruturas de fixação para cada caso de estudo.....	60
Tabela 6 – Resultados da simulação das três áreas de estudo em função dos parâmetros de entrada. .	61
Tabela 7 - Resultados das simulações para a área de estudo horizontal obtidos através do <i>PvSyst</i> e o algoritmo de simulação.....	64

Lista de símbolos e abreviaturas

Símbolo	Unidade	Nome ou descrição
\varnothing	Graus ou radianos	Latitude do lugar
Δt	Minutos ou horas	Variação do tempo.
a	cm	Distância horizontal resultante da altura $H2$ e inclinação $\beta2$ da parte inferior da fileira.
A_{estudo}	m ²	Dimensão da área de estudo.
b	cm	Distância horizontal resultante da altura $H1$ e inclinação $\beta1$ da parte superior da fileira.
$B1$	cm	Largura da fileira de módulos.
$B2$	cm	Distância mínima entre fileiras para limitar o efeito de sombreamento.
c	cm	Distância medido na horizontal entre fileiras.
C_T	%/°C	Coeficiente de temperatura de perdas de potência do módulo fotovoltaico.
D	cm	Distância ocupada pela largura da fileira ($B1$) e pelo distanciamento entre fileiras (I).
$D_{Espaçamento}$	cm	Espaçamento entre sucessivos módulos.
$D_{horizontal}$		Distância entre as extremidades do módulo medido na horizontal quando o mesmo se encontram colocados na fileira.
D_s	cm	Distância da sombra projetada por uma fileira num dado instante.
$D_{vertical}$	cm	Distância entre as extremidades do módulo medido na vertical quando o mesmo se encontram colocados na fileira.
F	-	Número de fileiras numa dada superfície da área de estudo.
F_c	-	Fator de configuração da primeira fileira da área de estudo
F_c^{ceu}	-	Fator de configuração das fileiras que sofrem sombreamento devido a presença de outras fileiras.
F_f^p	-	Fator de sombreamento para módulos em posição paisagem referente aos módulos em sombreamento parcial.
F_s	-	Fator de efeito do sombreamento.
F_{Sp}	-	Fator de sombreamento para módulos em posição paisagem
F_{SR}	-	Fator de sombreamento para módulos em posição retrato
GCR	-	Rácio de Solo Coberto.
G_{difusa}	W/m ²	Radiação difusa incidente no módulo num dado instante
G_{direta}	W/m ²	Radiação direta incidente no módulo num dado instante.

G_g	W/m ²	Radiação incidente no módulo num dado instante
H	cm	Distância dos módulos medidos na matriz vertical da fileira.
$H1$	cm	Distância dos módulos na parte superior da fileira medidos na matriz vertical da fileira.
$H2$	cm	Distância dos módulos na parte inferior da fileira medidos na matriz vertical da fileira.
$h2$	cm	Medida na vertical do triângulo retângulo resultante da distância $H1$ e inclinação $\beta1$.
$h3$	cm	Medida na vertical do triângulo retângulo resultante da relação de ângulos entre a altura da fileira, ângulo de sombreamento αs e a um plano horizontal em relação ao ponto de incidência do fim da sombra projetada de uma fileira sobre a fileira seguinte.
$h4$	cm	Diferença de altura entre sucessivas fileiras resultante do ângulo de inclinação w da área de estudo.
$h5$	cm	Variação da altura da estrutura de fixação entre sucessivas fileiras.
$h6$	cm	Medida na vertical do triângulo retângulo resultante da distância $H2$ e inclinação $\beta2$.
h_s	cm	Altura da sombra projetada numa fileira num dado instante.
I	cm	Distância entre fileiras.
I_{direta}	W/m ²	Radiação direta incidente num plano perpendicular aos raios solares.
$I_{inicial}$	cm	Distanciamento segundo o critério $B2$ ou I_{min} sem distribuição da distância excedente E pelos espaçamentos entre fileiras.
I_{min}	cm	Distância mínima entre fileiras para realizar a manutenção.
L	cm	Comprimento da fileira ao longo da matriz horizontal da fileira.
L_s	m	Largura da superfície de estudo.
M	-	Número de espaçamentos entre fileiras numa dada superfície da área de estudo.
$M_{horizontal}$	-	Número de módulos ao longo da linha horizontal da fileira.
$Na_{sombreados}$	-	Aplicado somente a módulos em posição retrato, sendo o valor inteiro que resulta do arredondamento para cima da parte fracionária do valor de $N_{sombreados}$.
$Nf_{sombreados}$	-	Aplicado somente a módulos em posição de retrato, representado a parte fracionária de $N_{sombreados}$.
$Ni_{sombreados}$	-	Aplicado somente a módulos em posição de retrato, representado a parte inteira de $N_{sombreados}$.
$N_{sombreados}$	-	Número de módulos sombreados num dado instante

$N_{vertical}$	-	Número de módulos na matriz vertical da fileira
$N_{\beta 1}$	-	Número de filas de módulos numa fileira de módulos com inclinação $\beta 1$.
$N_{\beta 2}$	-	Número de filas de módulos numa fileira de módulos com inclinação $\beta 2$.
P_{25}	W	Potência do módulo em condições STC.
P_m	-	Posição do módulo – Paisagem ou Retrato
$P_{m\acute{a}x}$	-	Perdas máximas de energia previstas.
$P_{m\acute{o}dulo}$	W	Potência de um módulo sob efeito da temperatura.
$P_{retrato}$	W	Produção instantânea de uma fileira com módulos em posição retrato sob efeito do sombreamento.
P_s	m	Profundidade de uma dada superfície da área de estudo
$P_{sem\ somb.}$	W	Produção do módulo sem o efeito do sombreamento.
P_{somb}	W	Produção do módulo sob efeito de sombreamento
qb	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação direta por m ² pela primeira fileira sem sombreamento.
qb^{somb}	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação direta por m ² pelas fileiras que sofrem sombreamento devido a presença das outras fileiras.
$qb^{somb}_{\beta 1}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação direta por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 1$ fileiras que sofrem sombreamento devido a presença das outras fileiras.
$qb^{somb}_{\beta 2}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação direta por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 2$ fileiras que sofrem sombreamento devido a presença das outras fileiras.
$qb_{\beta 1}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação direta por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 1$ da primeira fileira sem sombreamento.
$qb_{\beta 2}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação direta por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 2$ da primeira fileira sem sombreamento.
qd	kWh/m ²	Energia anual produzida através da radiação difusa pela primeira fileira.
qd^{ceu}	kWh /m ²	É referente a energia anual produzida pelas fileiras que sofrem sombreamento
$qd^{ceu}_{\beta 2}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação difusa por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 2$ da primeira fileira sem sombreamento.
$qd_{\beta 1}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação difusa por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 1$ da primeira fileira sem sombreamento.

$qd_{\beta 2}$	kWh /m ²	Energia anual produzida através da radiação difusa por m ² pelos módulos com inclinação $\beta 2$ da primeira fileira sem sombreamento.
Q_{perdas}	kWh/ano	Total de perdas na produção anual de energia devido ao efeito do sombreamento.
$Q_{Saída}$	kWh/ano	Produção anual de energia sem considerar o efeito de sombreamento.
Q_{Si}	kWh/ano	Energia anual produzida por uma dada superfície da área de estudo
Sf	cm	Dimensão da distância Ds que se encontra por baixo da fileira de módulos
SfI	cm	Dimensão do segmento horizontal do triângulo retângulo formado pela altura da sombra hs , ângulo de inclinação dos módulos β e por um plano horizontal junta a extremidade inferior da fileira dos módulos.
Si	-	Superfície da área de estudo
STC	-	Condições Teste Padrão.
$T_{módulo}$	°C	Temperatura do módulo num dado instante.
tn	Horas e minutos	Hora do nascer do sol.
tp	Horas e minutos	Hora do por do sol
ω	Graus ou radianos	Inclinação sul da superfície da área de estudo.
$\omega_{resultante}$	Graus ou radianos	Inclinação da área de estudo em relação as fileiras resultantes da relação de ângulos de ω , $\gamma 1$ e $\gamma 2$ da superfície da área de estudo e o ângulo azimutal da superfície Z_{sup} .
γ	Graus ou radianos	Ângulo de inclinação da superfície da área de estudo em relação ao Este ou Oeste.
$\gamma 1$	Graus ou radianos	Ângulo de inclinação da superfície da área de estudo em relação ao Este.
$\gamma 1$	Graus ou radianos	Ângulo de inclinação da superfície da área de estudo em relação ao Oeste.
α	Graus ou radianos	Ângulo de altura solar num dado instante.
αs	Graus ou radianos	Ângulo de sombreamento resultante da relação de ângulos entre a superfície dos módulos das fileiras e a posição do sol num dado instante.
β	Graus ou radianos	Inclinação dos módulos da fileira em relação a horizontal.
$\beta 1$	Graus ou radianos	Inclinação dos módulos na parte superior da fileira em relação a horizontal.
$\beta 2$	Graus ou radianos	Inclinação dos módulos na parte inferior da fileira em relação a horizontal.
Z_{sup}	Graus ou radianos	Ângulo Azimutal da superfície dos módulos.
Γ	Graus ou radianos	Ângulo do dia
δ	Graus ou radianos	Ângulo de declinação solar.

ε	Graus ou radianos	Ângulo em relação a horizontal resultante da diferença de altura h_5 entre sucessivas fileiras.
$\eta_{\text{módulo}}$	-	Eficiência do módulo fotovoltaico.
θ	Graus ou radianos	Ângulo de incidência solar.
$\omega_{\text{horário}}$	Graus ou radianos	Ângulo horário solar num dado instante.

1 Introdução

1.1 Enquadramento

Nos sistemas solares fotovoltaicos, a energia da luz solar é convertida diretamente em energia elétrica. Quando comparada com a maior parte das tecnologias no mercado, os sistemas solares fotovoltaicos, apresentam grandes vantagens devido à sua simplicidade, sua característica modular (desde mW até MW), os curtos prazos de instalação, o elevado grau de confiabilidade e a sua baixa manutenção. Além disso, os sistemas solares são silenciosos, permitindo a sua integração em qualquer área que possua suficiente exposição solar. Devido às suas características, a tecnologia solar, tem vindo a ser utilizada nas mais diversas aplicações.

De acordo com as previsões da EIA, Internacional Energy Outlook 2020 [1], nos próximos anos haverá uma massiva expansão do solar fotovoltaico, em todo o mundo. Este aumento no número de instalações, é atribuído à redução do custo de produção do solar fotovoltaico devido a iniciativas e subsídios governamentais, bem como à redução do custo da tecnologia fotovoltaica. De 2020 a 2030, as estimativas preveem um crescimento médio anual de 13% , para a energia produzida por esta fonte [1]. Tem-se ainda verificado um aumento no número de instalações de grande magnitude, possuindo vários MW instalados. Instalações deste tipo, requerem complexas análises por parte dos projetistas, a fim de encontrar soluções que, ao longo da vida útil, otimizam o projeto, quer ao nível de custos, quer ao nível de energia produzida. Neste sentido, procura-se encontrar soluções que [2]:

- maximizem o total de energia elétrica produzida,
- minimizem os custos de instalação e exploração,
- minimizem o custo de energia elétrica produzida.

Na otimização de um projeto para as metas anteriormente mencionadas, os projetistas veem-se obrigados a analisar uma grande variedade de parâmetros. O desafio neste tipo de análise consiste nas interdependências contraditórias de algumas destas metas. Por exemplo, quando num projeto se aumenta o número de módulos fotovoltaicos, a quantidade de energia gerada pelo sistema aumenta, havendo, no entanto, um aumento no custo de instalação. Torna-se então necessário, encontrar métodos e algoritmos de simulação, capazes de otimizar o projeto, quer ao nível da otimização específica de uma dada meta, quer na otimização conjunta de várias metas.

Este trabalho, tem como intenção fornecer uma ferramenta de otimização para sistemas fotovoltaicos, que possa servir de agente facilitador da tomada de decisões, no desenvolvimento de um projeto fotovoltaico. O algoritmo, terá como finalidade a otimização da configuração geométrica dos módulos nas fileiras, no intuito de maximizar a produção energética anual. Para alcançar esta maximização, o algoritmo utilizará várias técnicas de otimização que procuram, dentro de certas limitações, aumentar a densidade de módulos numa determinada área, limitando ao mesmo tempo o efeito do sombreamento sobre os módulos.

Existem ferramentas de simulação que facilitam cálculos e auxiliam os projetistas na tomada de decisões. Uma série de softwares disponíveis (*PvSyst*, *Pv*Sol*, *HOMER* e *Solar Advisor Model – SAM*, por exemplo) permitem o cálculo da energia produzida por sistemas fotovoltaicos, a partir de um banco de dados de irradiação solar, e de características do sistema. Por exemplo, o software *PvSyst*, uma ferramenta amplamente utilizada no mercado, possui bastantes recursos de otimização. Uma dificuldade encontrada neste software, é a sua limitação na construção do modelo tridimensional, oferecendo formas geométricas e possibilidades de desenho bastante limitadas. Outro software que é bem mais versátil

neste aspeto, é o software *HelioScope*, que permite em poucos minutos criar um modelo tridimensional cuja configuração geométrica pode ser manualmente otimizada pelo utilizador. O software de desenho *SketchUp*, possui uma interface simples e intuitiva que permite o configurar um sistema fotovoltaico, através do plugin chamado *Skelion*. No entanto oferece poucas ferramentas para a otimização. Nenhum destes softwares, permite obter automaticamente a otimização da configuração geométrica para a produção energética anual, em função de critérios de entrada.

1.2 Objetivos

Pretende-se desenvolver um algoritmo de otimização para sistemas fotovoltaicos estacionários, que em função de uma determinada área de estudo e critérios de entrada, seja capaz de identificar a configuração geométrica dos módulos fotovoltaicos que maximizem a produção anual de energia.

Neste contexto, o trabalho apresentado no âmbito desta dissertação de mestrado tem como objetivos:

- Apresentar o Estado da Arte a fim de fornecer o ponto da situação da tecnologia dos módulos fotovoltaicos quanto às suas características intrínsecas e à operação em contexto real;
- Apresentar a tipologia de sistemas fotovoltaicos estacionários para os quais o algoritmo se destina, as limitações na configuração, as técnicas de otimização utilizadas, bem como os modelos matemáticos necessários para a resolução dos problemas de otimização;
- Elaborar a sistematização dos passos que conduzem a uma metodologia adequada para o desenvolvimento do algoritmo de otimização.
- Apresentar funções objetivo que procuram, dentro de certas limitações, a configuração geométrica dos módulos fotovoltaicos que maximiza a produção de energia elétrica anual de uma dada área de estudo.
- Recorrer ao algoritmo para a otimização geométrica de casos de estudo

1.3 Estrutura da dissertação

Esta Dissertação é organizada em cinco capítulos onde se descrevem as diferentes fases que constituem todo o trabalho desenvolvido.

No primeiro capítulo – “Introdução” – são enunciados os objetivos da dissertação e as metodologias associadas ao seu desenvolvimento. Também é efetuado um enquadramento do objeto de estudo, de modo a contextualizar a utilização dos métodos de otimização para sistemas fotovoltaicos.

No segundo capítulo – “Estado da Arte” – são apresentados os conceitos básicos relacionados com a energia fotovoltaica, o impacto do sombreamento, o efeito e origem da variabilidade da radiação solar disponível, bem como tipologias e configurações de estruturas de fixação e o seu impacto na produção fotovoltaica.

No terceiro capítulo – “Metodologia Desenvolvida e Resultados das Otimizações” – São apresentados esquemas que sintetizam os passos para o desenvolvimento, desenvolvidos os modelos matemáticos, apresentadas as condicionantes na configuração, e casos de estudo. No final apresentam-se os resultados obtidos no decurso deste estudo.

No quarto capítulo – “Discussão e Trabalhos Futuros” – são expostas as conclusões obtidas ao longo do presente estudo e propostos alguns tópicos para trabalho futuro.

2 Estado da Arte

2.1 Módulos fotovoltaicos

A energia contida na luz solar, pode ser convertida em energia elétrica, por meio do efeito fotoelétrico. Neste processo, os eletrões do material semiconductor presente nos módulos fotovoltaicos são excitados para a banda de condução, levando à criação de um potencial elétrico entre as camadas do semiconductor, permitindo a conversão da energia de fotões em energia elétrica, devido à corrente elétrica assegurada por estes eletrões.

Os módulos fotovoltaicos possuem na sua constituição células fotovoltaicas eletricamente interligadas, usando maioritariamente o silício como material semiconductor. Para a criação do potencial elétrico, o silício é comumente constituído por duas camadas dopadas, uma camada do tipo n e uma camada do tipo p, formando a junção p-n (Figura 1).

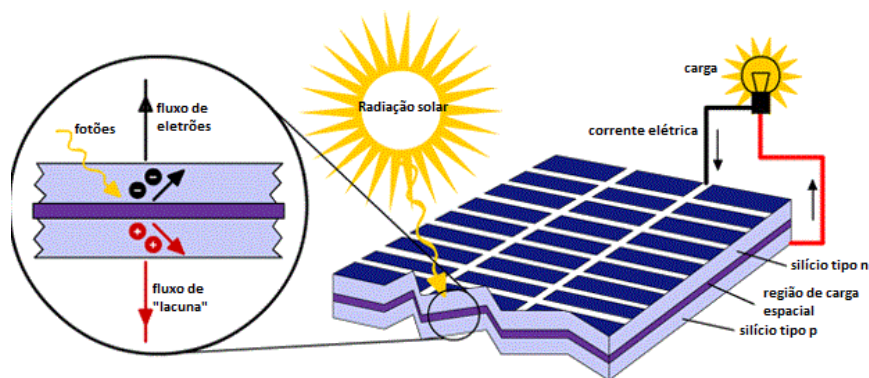


Figura 1 – Efeito fotoelétrico numa célula fotovoltaica, adaptado de [3]

Quando a radiação solar atinge a junção p-n de silício, é criado um campo elétrico no qual as cargas positivas (lacunas) do lado p da junção, são atraídas pelo lado n da junção, enquanto as cargas negativas (eletrões) do lado n da junção, são atraídas para o lado p da junção. Por meio dos condutores elétricos que ligam externamente às duas camadas, é possível fechar o circuito elétrico, gerando um fluxo de eletrões, ou seja, corrente elétrica. A intensidade de corrente elétrica varia proporcionalmente com a intensidade de radiação solar incidente sobre a célula.

Estas características elétricas de uma célula, podem ser representadas por um circuito equivalente, tal como o apresentado na Figura 2.

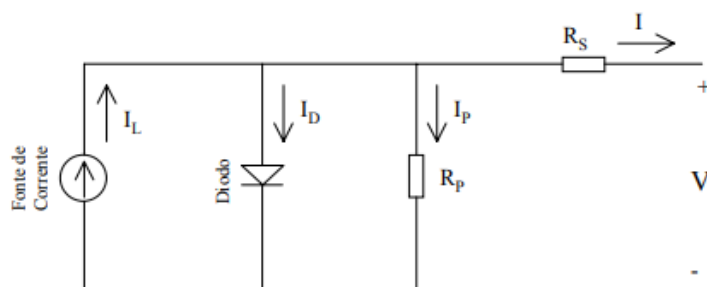


Figura 2 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um díodo) [4]

A resistência R_s representa as perdas de tensão e a resistência R_p representa as perdas de corrente. Como é possível observar, numa célula fotovoltaica, não ocorre o armazenamento de energia. Uma célula fotovoltaica produz energia em corrente contínua (DC), ou seja, possui um polo negativo e

positivo. A energia elétrica pode ser usada diretamente por uma carga que funciona com corrente DC, ou ser armazenada numa bateria. Para a transformação da corrente dos módulos fotovoltaicos em corrente alterna (AC), são comumente utilizados inversores que transformam a energia para AC, a uma voltagem e frequência específica.

Nos equipamentos de transformação de energia, não há uma eficiência de transformação de 100%, visto que nestes processos ocorrem perdas. No caso das células fotovoltaicas, grande parte das perdas ocorre devido à seletividade do próprio silício, o que leva a que nem todos os fótons incidentes no material semiconductor, possam ser aproveitados para gerar energia elétrica. Os fótons que possuem menor energia que o *gap* de energia não geram o par elétron-lacuna e passam pelo material semiconductor sem serem absorvidos. Outros, mesmo possuindo energia superior ao *gap* podem passar pelo material semiconductor sem serem absorvidos. Os elétrons-lacuna formados podem ainda recombinar-se antes de poderem contribuir para a corrente gerada na célula solar. A quantidade de fótons efetivamente coletados é que contribui para a corrente elétrica gerada pela célula.

A resposta espectral de uma célula convencional de silício pode ser observada na Figura 3 variando pouco de fabricante para fabricante.

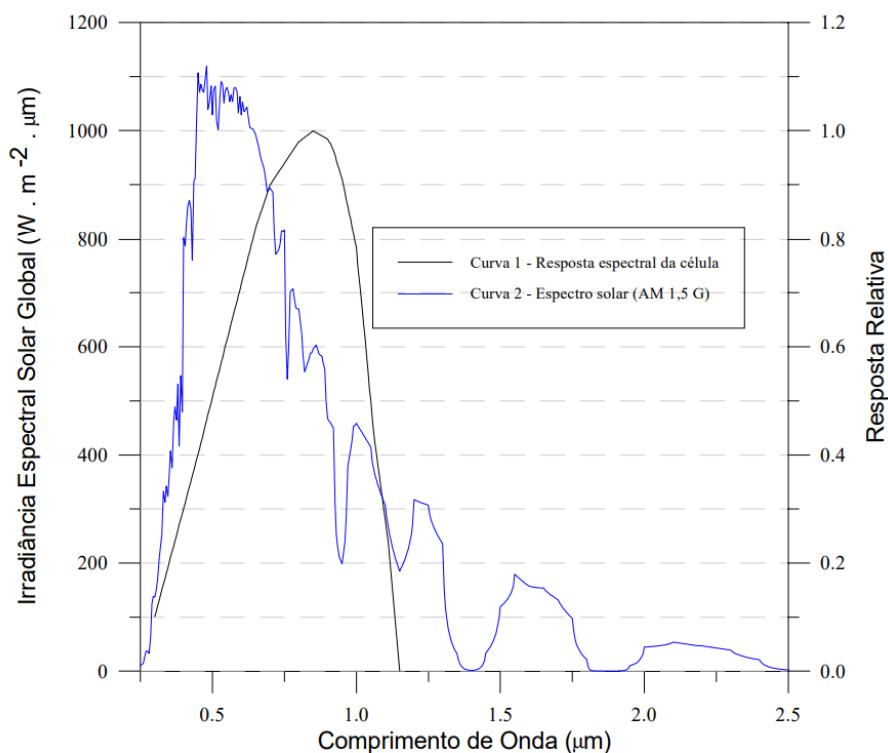


Figura 3 - Resposta espectral de uma célula solar de silício convencional [4]

Outros fatores que reduzem a eficiência, oriundos dos materiais utilizados na fabricação das células solares, podem ser agrupados em perdas óticas (a reflexão dos fótons pela superfície da célula, por exemplo), intrínsecas ao material (recombinação versus passivação), e elétricas (devido à resistência elétrica da célula e contactos elétricos, por exemplo) [4].

Os módulos fotovoltaicos, são constituídos por uma associação de células fotovoltaicas, que funcionam como uma só célula fotovoltaica de maior dimensão. A associação de células ocorre geralmente em série, sendo que as características de tensão (V) e corrente (A) do módulo fotovoltaico, são determinadas pelas características individuais de cada célula e pelo número de ligações em série. Nestas ligações, apenas são usadas células com características idênticas, dado que células diferentes

podem seriamente afetar o desempenho e vida útil do módulo. A tensão (V) e potência final (W) do módulo, é o somatório da tensão (V) e potência (W) de cada célula fotovoltaica. Na Figura 4, apresenta-se uma curva I-V, característica de um módulo fotovoltaico. Como as células fotovoltaicas têm um comportamento característico, a curva I-V é a típica representação de uma célula fotovoltaica.

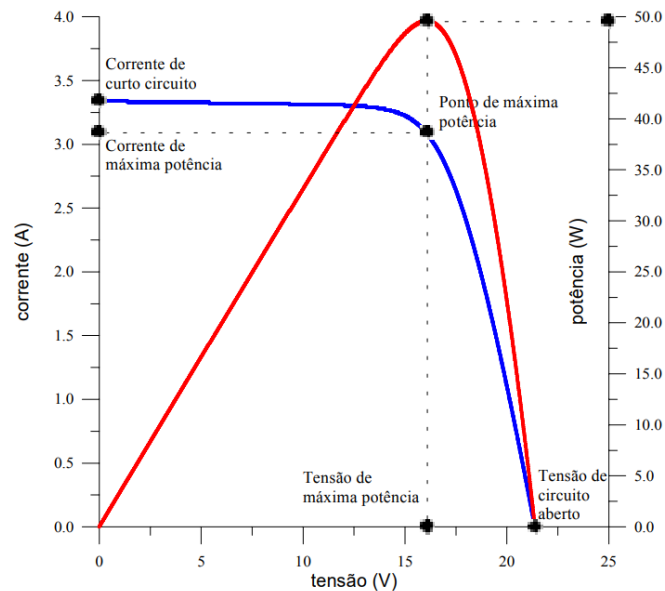


Figura 4 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico [4]

A curva azul, representa os diferentes pontos de tensão (V) e corrente (A), nas quais o módulo fotovoltaico pode operar. Verifica-se que a corrente desenvolve um comportamento levemente descendente até atingir uma curvatura, a partir do qual, diminui rapidamente até zero. A potência de saída do módulo (linha vermelha), cresce continuamente até um ponto máximo, começando depois a descer drasticamente. Assim, para garantir a máxima extração de energia possível num dado momento, o módulo deve operar o mais próximo possível do ponto máximo de potência. Para este efeito, foram desenvolvidos dispositivos capazes de controlar a tensão (V) e a corrente (A) de operação dos módulos, nomeadamente os controladores MPPT. Este termo, é uma abreviatura de “*Maximum Power Point Trackers*”, dispositivos inteligentes que usam algoritmos de otimização para encontrar o ponto de potência máxima do módulo, em cada instante de operação.

A melhoria nos processos fabrico, e a pesquisa científica dos últimos anos, levou ao aperfeiçoamento dos módulos fotovoltaicos. Para além do aumento da durabilidade e da maior eficiência de conversão elétrica que se tem vindo a encontrar nos módulos no mercado, houve um esforço para encontrar formas de minimizar as perdas elétricas devido às condições a que os módulos se encontram sujeitos no local de instalação, e a degradação natural do módulo ao longo do tempo. Para a escolha adequada do módulo, o projetista deve ter em conta todas características elétricas e mecânicas do módulo, a fim de garantir a longevidade e o bom desempenho do sistema fotovoltaico. Atualmente, existem no mercado uma panóplia de fabricantes de módulos, muitos deles, com um vasto leque opções. Os módulos podem variar em tamanho, tipo de material, características elétricas e tecnologia utilizada. Estas diferenças podem afetar o desempenho do módulo ao longo da sua vida útil. Diferenças, no impacto do sombreamento parcial sobre os módulos, a taxa de redução da produção devido à temperatura de operação, e as taxas de degradação, podem ter um impacto significativo na produção fotovoltaica.

Até aos dias de hoje, o silício tem sido o material semiconductor dominante no mercado dos módulos fotovoltaicos, e parece que nos próximos anos esta tendência se vai manter. Os progressos na produção

do fabrico de células fotovoltaicas de silício, levou à redução dos seus custos de produção, bem como ao aumento da vida útil e das eficiências de conversão elétrica. Este progresso tem sido fundamental no sucesso do silício no mercado do fotovoltaico. Apesar da sua conquista, começaram a surgir entidades que exploram a possibilidade de trazer outros semicondutores para o mercado. A empresa Oxford PV anunciou que durante o ano de 2021, irá lançar células fotovoltaicas com o semicondutor constituído pelo mineral perovskita. Segundo um artigo no Portal das Energias Renováveis, uma célula de silício chega a converter cerca de 22% da energia solar disponível, enquanto nos testes de rendimento com o semicondutor de perovskita se chegou já aos 28% [5].

Outro tipo de tecnologia que aparenta ter um enorme potencial são as células fotovoltaicas de junção múltipla, portanto com múltiplas junções p-n de diferentes materiais semicondutores. Cada junção p-n de cada material semicondutor produz uma corrente em resposta a um gama de comprimento de onda específico. A combinação de vários semicondutores, permite aumentar o espectro de absorção, ou seja, mais radiação consegue ser convertida em energia elétrica. Uma célula de silício tradicional, é limitada ao seu espectro de absorção, sendo o seu limite máximo teórico de cerca de 34%. Em um número teoricamente infinito de junções, a eficiência de células com múltiplas junções seria de 87% sob luz solar altamente concentrada [6].

Na Figura 5, pode observar-se uma célula solar de junção múltipla, neste caso com três junções distintas. A camada de topo, mais exposta a radiação solar, é uma camada cuja resposta espectral é mais vocacionada para comprimentos de onda mais curtos, ou seja, fótons de maior energia. A célula do meio, possui uma resposta espectral para maiores comprimentos de onda, maior do que a primeira camada, e menor do que a última. A combinação das camadas permite ampliar a gama de comprimentos de ondas que podem ser absorvidas para o efeito fotoelétrico. A célula solar consegue, desta forma, obter maior eficiência na conversão da energia solar para energia elétrica.

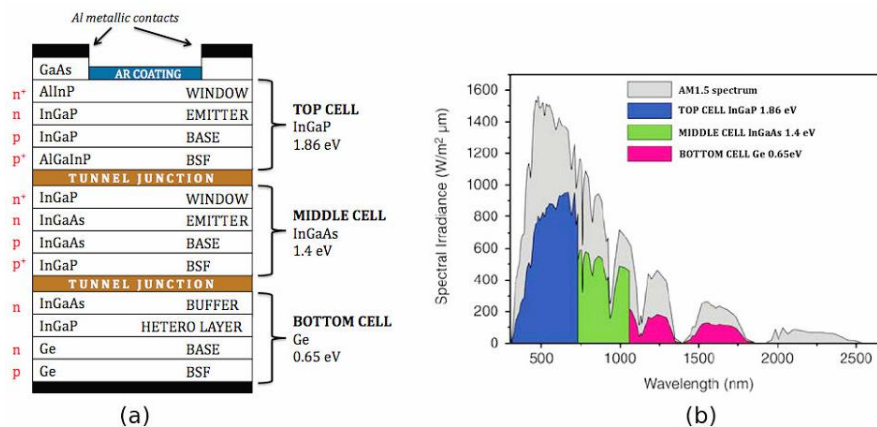


Figura 5 - Célula solar fotovoltaica de junção múltipla [6]

Este tipo de tecnologias, mostram que no futuro, existe potencial para serem utilizados outros semicondutores no fabrico das células fotovoltaicas. No entanto, terão de ser aperfeiçoados a vários níveis, nomeadamente os custos de fabrico, para terem hipótese de serem aceites pelo mercado, atualmente dominado pelo pelas células fotovoltaicas de silício.

2.2 Energia de saída de um array de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, possuem um conjunto de células fotovoltaicas ligados em série, cujas características, definem a eficiência de conversão entre a radiação solar incidente, e a quantidade de energia gerada pelo módulo. Ao longo do dia, variam as condições sobre as quais os módulos operam,

o que altera a quantidade de energia produzida pelos mesmos. Segundo Weinstock & Appelbaum, 2009, a potência de saída dos módulos fotovoltaicos ligados em série depende principalmente de três fatores:

- eficiência do módulo;
- temperatura do módulo;
- número de módulos sombreados num *array* num dado instante.

Neste contexto, a previsão da energia produzida por um *array* de módulos fotovoltaicos, pode ser obtida através do produto da radiação incidente pelo rendimento nominal dos módulos e por uma serie de fatores de perdas, que modificam o funcionamento em relação ao valor de referência.

Por norma, os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos, são apresentados em Condições Padrão (STC – Standard Test Conditions) que fornecem uma base de comparação do desempenho do módulo em condições de referência e o desempenho do modulo em contexto real. Também permite realizar comparações de desempenho entre módulos. A temperatura padrão do modulo em condições STC é de 25°C a uma irradiação solar de 1000W/m².

Dado que em contexto real, raros são os momentos em que um módulo opera em condições STC, é comum apresentarem-se os coeficientes de temperaturas, de degradação anual e informações sobre a variação da intensidade da corrente de acordo com diferentes níveis de irradiação solar. Estas informações são cruciais, não só para a comparação do desempenho dos módulos em relação aos valores esperados, como para a deteção de problemas na geração fotovoltaica, fornecendo ainda informações cruciais para o projetista na altura da escolha do módulo fotovoltaico. Neste sentido, a norma europeia Standard EN 50380, estabelece as características técnicas que os fabricantes devem apresentar nas folhas descritivas das características do módulo fotovoltaico [7].

O efeito da variação da intensidade de irradiação solar incidente num módulo fotovoltaico à temperatura constante de 25°C, pode ser observado na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico de silício (Figura 6). A corrente aumenta quase de forma linear consoante o aumento da radiação incidente.

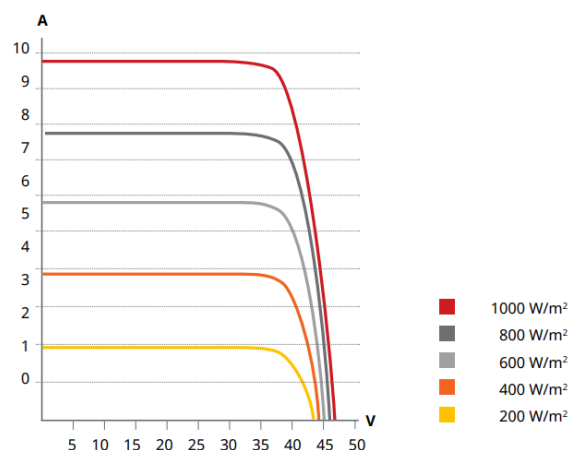


Figura 6 - Efeito causado pela variação de intensidade luminosa [8]

O aumento da irradiação incidente e/ou da temperatura ambiente, produz um aumento da temperatura do módulo provocando uma maior agitação e recombinação dos portadores, provocando uma diminuição da tensão. A diminuição de tensão por sua vez, provoca uma diminuição da corrente no díodo ID (Figura 7), ocorrendo um ligeiro aumento da corrente da célula. O aumento da corrente é, no

entanto, insuficiente, para impedir a redução da potência do módulo fotovoltaico [9]. Na Figura 7 observa-se o efeito da temperatura num módulo fotovoltaico a uma radiação constante de $1000W/m^2$.

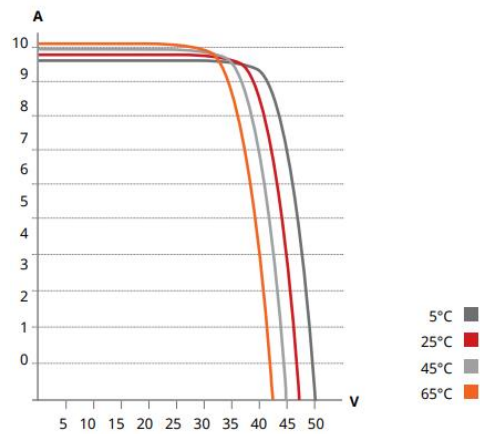


Figura 7 - Efeito causado pela variação da temperatura [8].

A temperatura do módulo, $T_{módulo}$, num dado instante, pode ser estimada recorrendo a equação:

$$T_{módulo} = 20 + 0.035 \times G_g \text{ (}^\circ\text{C)} \quad (2.1)$$

onde G_g ,é a irradiação global incidente no módulo fotovoltaico, em W/m^2 .

As perdas de potência $P_{módulo}$,devido ao aumento de temperatura acima dos 25°C ,pode ser obtido pela equação:

$$P_{módulo} = P_{25} \times [1 - C_T \times (T_{módulo} - 25)] \quad (2.2)$$

onde P_{25} é a potência do módulo, em W, sobre Condições Padrão (STC), e C_T o coeficiente de temperatura de perdas de potência, em $\%/^\circ\text{C}$. Na grande maioria dos módulos, o coeficiente de temperatura de perdas, ronda os 0.4% por $^\circ\text{C}$ acima dos 25°C . Ou seja, por cada grau Celsius acima dos 25°C , o módulo perde cerca de 0.4% de potência, face ao valor de referência.

2.3 Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos

Quando expostos à radiação solar em condições uniformes, a produção de energia elétrica evolui sensivelmente de forma linear com a quantidade de radiação incidente. Nesta situação, a curva P-V, apresenta um comportamento característico com apenas um ponto de máxima potência. Porém, quando ocorre o sombreamento parcial dos módulos, a curva P-V apresentará mais do que um ponto máximo de potência [10]. Na Figura 8, compara-se o comportamento de um módulo fotovoltaico sem sombreamento com um módulo fotovoltaico com sombreamento parcial.

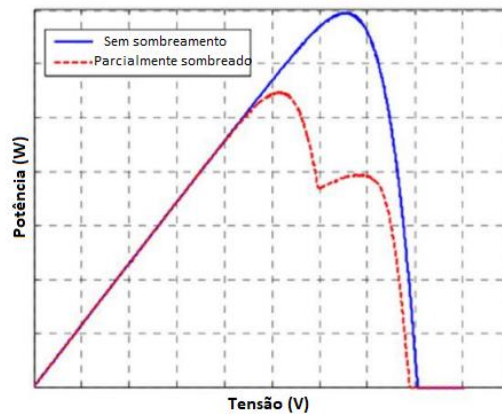


Figura 8 - Variação da curva P-V em função do sombreamento parcial. Adaptado de: [10].

O sombreamento parcial dos módulos, no qual certas áreas do módulo ficam sujeitas a diferentes intensidades de radiação solar, as células do módulo fotovoltaico que recebem uma menor quantidade de radiação solar, vão apresentar uma queda na voltagem, o que pode levar a que se tornem cargas no circuito, ou seja, consomem energia em vez de gerar [11]. Nesta situação, ocorre uma diminuição de eficiência do sistema, existindo o risco da célula fotovoltaica se danificar, devido ao aumento da temperatura da célula, resultante da corrente inversa que passa pela mesma.

O sombreamento parcial pode ocorrer em uma ou mais células de um módulo fotovoltaico, ou em um conjunto de módulos que se encontram eletricamente interligados. Nesta situação, o conjunto de módulos opera de forma semelhante, como se fossem uma unidade, ou seja, um módulo grande. No conjunto de módulos, pode haver módulos com sombreamento, outros sem, ou existir sombreamento parcial em todos os módulos. Para reduzir as perdas devido ao sombreamento e reduzir o risco de sobreaquecimento, os módulos possuem díodos *bypass*, que reduzem o risco de ocorrência de correntes inversas nas células.

Os díodos *bypass* são ligados em paralelo a um grupo de células fotovoltaicas ligadas em série, sendo que os mesmos se encontram diretamente polarizados a fim de permitir o fluxo de corrente num só sentido. Quando ocorre sombreamento significativo sobre as células, as células em questão não geram energia, mas também não se comportam como cargas para os demais conjuntos de células fotovoltaicas. Se um conjunto de células não estiver sombreado, o diodo *bypass* encontra-se inversamente polarizado, não permitindo a passagem de corrente. Este diodo *bypass* deve ser capaz de conduzir toda a corrente gerada pela associação de células em série e a sua tensão limiar deve ser a menor possível [4]. É de referir que cada célula fotovoltaica também é polarizada, à semelhança dum diodo, como se pode observar pelo circuito equivalente de uma célula fotovoltaica da Figura 2. A Figura 9 mostra como os díodos *bypass* podem ser ligados em módulos fotovoltaicos.

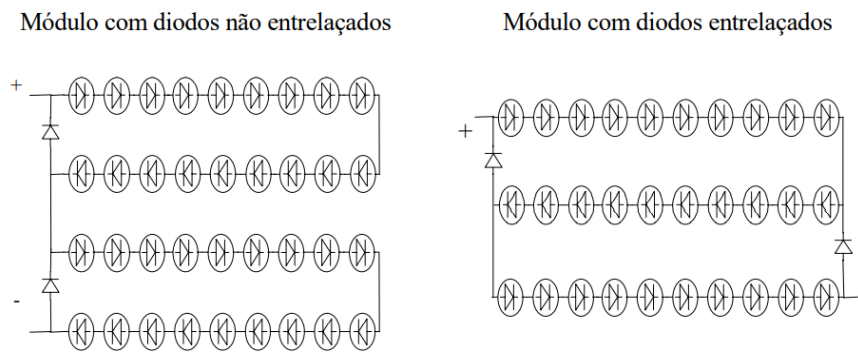


Figura 9 - Ligações em diodos bypass em módulos fotovoltaicos [4].

Para além do diodo *bypass*, é comum numa instalação fotovoltaica, recorrer-se a diodos de bloqueio. Estes diodos, permitem evitar correntes inversas em instalações fotovoltaicas que possuem vários ramos de conjuntos de módulos ligados em série, ligados entre si em paralelo. Quando ocorre o sombreamento de um desses ramos em paralelo, o diodo de bloqueio evita que esse conjunto afete as restantes *strings* (associações de N células fotovoltaicas em série) do sistema fotovoltaico [4].

Em boa prática, em instalações fotovoltaicas, é comum cada módulo ligado em série possuir um diodo *bypass*, que permite “desativar” o módulo em caso de ocorrer sombreamento relevante sobre o mesmo. Em ligações paralelas entre conjuntos de módulos ligados em série recorrem-se a diodos de bloqueio. A utilização de diodos de *bypass* e de bloqueio pode ser observado na Figura 10.

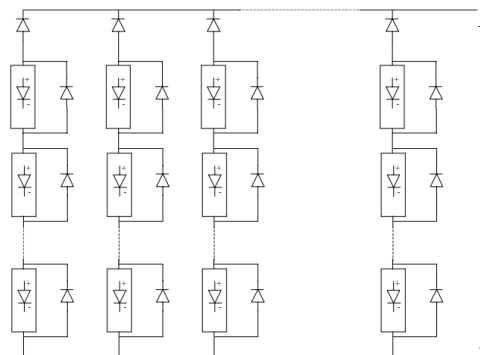


Figura 10 - Associação de série-paralelo de módulos fotovoltaicos com diodos de proteção [4].

Com o intuito de perceber o seu impacto, o sombreamento parcial, tem sido amplamente estudado por pesquisadores. Segundo [12], o sombreamento parcial tem sido identificado como a principal causa de perdas de eficiência em sistemas ligados à rede. No estudo apresentado por [13] são determinadas as perdas consoante a percentagem de módulos sombreados em cada *array*. De acordo com os resultados de extensos ensaios sobre o efeito de sombreamento, observou-se um decréscimo abrupto na produção fotovoltaica em função da percentagem dos módulos com sombreamento (Figura 11). Existem atualmente diversos estudos que confirmam esta tendência [14] [15].

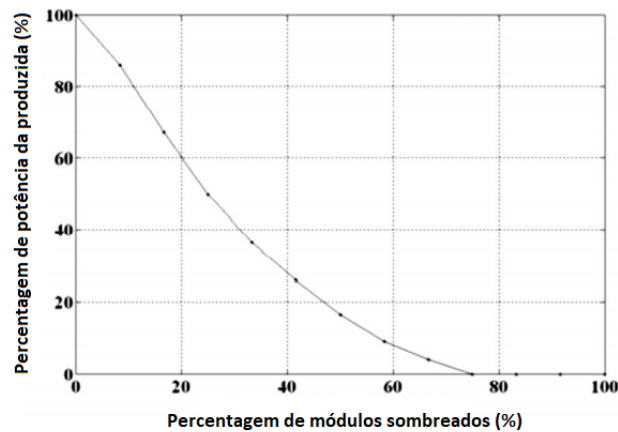


Figura 11 – Percentagem de potência produzida pelos módulos em função da percentagem de módulos sombreados. Adaptado de [13].

Quando ligados em série, potência de saída dos módulos não sombreados é afetada pelos módulos sombreados [13]. Como a Figura 11 mostra, por exemplo, para 50% dos módulos em sombreamento, registou-se uma potência de saída do *array* de apenas 16%. Portanto, é pertinente colocar em questão se a instalação de módulos em zonas que sofrem sombreamento é económica e/ou energeticamente com interesse para o projeto em causa.

O impacto do sombreamento na potência produzida nos módulos fotovoltaicos, depende da altura do dia em que este ocorre. Segundo [16], quando o sombreamento afeta o sistema fotovoltaico apenas nas primeiras horas do dia (das 7h às 9h) e nas últimas horas do dia (das 17h às 19h), o impacto na produção anual de energia é reduzido. Neste estudo, os sombreamentos que ocorriam apenas no inverno nas primeiras horas de manhã e últimas horas a tarde, foram apenas responsáveis por 5% das perdas de energia elétrica nesses meses, o que representou 0.3% de redução de desempenho anual devido ao sombreamento.

Segundo [17], num estudo sobre o efeito do sombreamento de objetos de pequena dimensão (postes de iluminação e elementos das estruturas de fixação), o efeito do sombreamento parcial destes objetos relativamente à área dos módulos sombreados, pode ser facilmente subestimado. Na instalação com 20 módulos de 104Wp, chegaram a ocorrer perdas instantâneas de 2.9% na produção, quando uma área equivalente a 0.2% da área total dos módulos se encontrava sombreado. Este sombreamento foi causado por um anemómetro que se encontrava instalado nas proximidades da estrutura de fixação. A sua sombra, sombreava parcialmente um módulo fotovoltaico de cada vez. Também foi estudado o caso de um poste de iluminação que se encontrava a 12.5 metros da estrutura dos módulos. Com o sombreamento parcial de apenas 2.1% do total da superfície dos módulos, ocorreram perdas instantâneas na ordem dos 30%. A sombra do poste de iluminação chegou a sombrear parcialmente 4 módulos ao mesmo tempo e a duração do sombreamento parcial sobre os módulos do sistema foi de 1 hora e 40 minutos, o que representou uma perda de 7% na produção do dia de ensaio.

Com o intuito de melhorar o desempenho do sistema, este estudo ainda recorreu a medidas de otimização que procuraram reduzir o impacto do sombreamento parcial do poste de iluminação sobre o sistema fotovoltaico. Uma das medidas, foi a otimização da configuração elétrica, através da modificação da posição de entrelaçados para não entrelaçados, dos diodos *bypass* entre módulos. Noutra medida alterou-se a orientação dos módulos de posição paisagem para posição retrato. A Figura 12 mostra o efeito no fluxo da corrente nos módulos fotovoltaicos sobre o efeito do sombreamento causado pelo poste de iluminação, com diodos *bypass* entrelaçados (b) versus não entrelaçados (a).

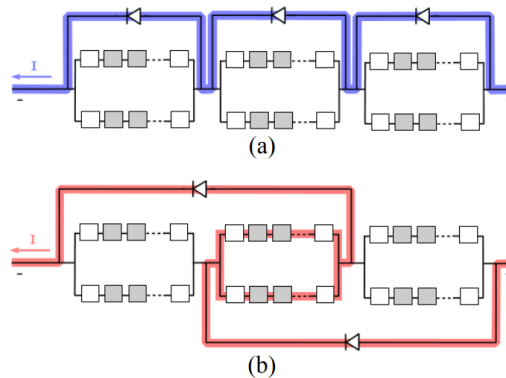


Figura 12 - Fluxo de corrente condicionado sob efeito de sombreamento do poste de iluminação com um diodo *bypass* (a) não entrelaçados e (b) entrelaçados [17].

A Figura 13 mostra a posição inicial (a) e final (b) do posicionamento dos módulos e a forma como a sombra parcial do posto de iluminação é projetada em cima de cada tipo de configuração dos módulos. Observa-se que em posição paisagem, até quatro módulos são afetados pela sombra parcial, enquanto em posição retrato, apenas dois módulos são afetados pela sombra.

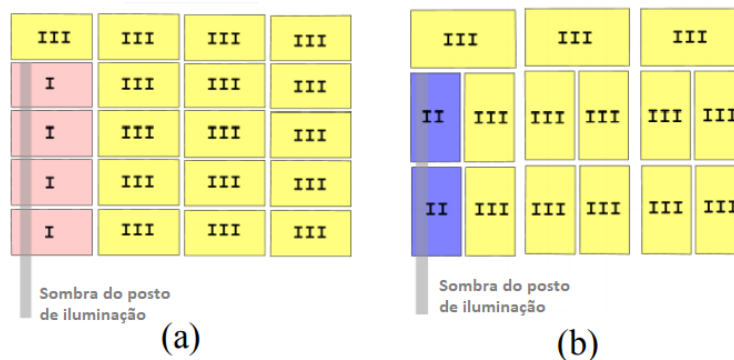


Figura 13 - Sombreamento do posto de iluminação sobre a posição de (a) paisagem e (b) retrato. Adaptado de [17].

A variação das perdas resultantes das otimizações individuais como conjuntas das medidas de otimização podem ser observados na

Tabela 1. A modificação para diodos *bypass* não entrelaçados acabou por modificar a trajetória da corrente elétrica, causando um melhor funcionamento dos módulos fotovoltaicos. Também a mudança para posição retrato teve um impacto favorável na produção elétrica.

Tabela 1 - Perdas de potência e energia consoante o tipo configuração dos módulos e diodos *bypass*. Adaptado de [17].

Orientação	Díodo <i>bypass</i>	Perdas de Potência (%)	Perdas de Energia (%)
Horizontal	Entrelaçado	30	7
	Não Entrelaçado	24.2	6.2
Vertical	Entrelaçado	14.7	3.5
	Não Entrelaçado	8	1.7

O efeito do sombreamento parcial na produção dos módulos e as possíveis otimizações nas configurações geométricas, bem como nas interligações elétricas, é amplamente estudado e replicado

por diversos estudos [18] [14]. Tal como mostra o estudo [17], o sombreamento pode ter um impacto significativo na produção solar, mesmo que as áreas afetadas sejam pequenas. A configuração otimizada para um sistema fotovoltaico sujeito a sombreamento, depende dos módulos e da forma como o sombreamento afeta o sistema. Torna-se assim importante para os projetistas, o conhecimento aprofundado do tema, e ferramentas que permitam prever o impacto do sombreamento, maximizando a sua produção. Lacunas de conhecimento nesta área podem ter impactos indesejados, reduzindo substancialmente a produção fotovoltaica e a vida útil dos módulos fotovoltaicos.

Os resultados dos estudos mencionados sobre o efeito do sombreamento, mostram claramente que o seu efeito é não linear, ou seja, a percentagem de área afetada em relação ao total de área disponível, por si, não é suficiente para determinar o efeito na geração de energia elétrica. É preciso ter presente a forma como a sombra é projetada sobre o sistema fotovoltaico, as características elétricas dos módulos e a forma como estes se encontram eletricamente interligados.

Tendo em conta o efeito do sombreamento nos sistemas fotovoltaicos, e a limitada área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, torna-se então importante encontrar formas que otimizem a configuração dos módulos, no sentido de aumentar a produção energética e ao mesmo tempo garantir que não haja sombreamentos que possam afetar significativamente o desempenho do sistema. A taxa de desempenho de um sistema é determinada através da produção de energia de um sistema fotovoltaico em comparação com a taxa de desempenho de referência (situação ideal).

2.4 Radiação solar e interação com sistemas fotovoltaicos

A quantidade de radiação que atinge a Terra, é mais que do que suficiente para satisfazer toda necessidade energética da sociedade moderna pelo que é natural, que o Homem a use em diversos processos energéticos. A tecnologia solar fotovoltaica tem sido uma das formas de aproveitamento da energia do Sol que tem demonstrado um enorme potencial na conversão da radiação solar em energia elétrica. O avanço na tecnologia solar, permitiu a diversificação das tecnologias disponíveis e a redução dos custos associados ao seu aproveitamento, sendo na atualidade a tecnologia com maior potencial para substituir as fontes fósseis utilizadas para a geração de energia elétrica. Apesar do seu enorme potencial, a energia solar fotovoltaica possui algumas limitações desafiantes, tais como a variabilidade da radiação solar disponível, o impacto do sombreamento nestes sistemas, o espaço necessário para colocação dos sistemas fotovoltaicos e o elevado custo de armazenamento da energia. Cabe ao Homem, encontrar soluções para estes desafios, ou pelo menos, de encontrar formas de otimizar estas limitações. Para isso, é necessário subdividir os problemas e juntar os esforços para encontrar as melhores soluções tendo em vista, o avanço científico do momento.

Os fenómenos que afetam o percurso da radiação até a superfície da Terra, podem ser categorizados em dois tipos: meteorológicos e variação constante da geometria Terra-Sol. As alterações na trajetória dos raios solares dependentes da geometria Terra-Sol são relativamente fáceis de determinar, resultando de movimentos periódicos previsíveis entre Terra e o Sol, tais como movimentos de translação e de rotação, eixo de inclinação da Terra ou distância Terra-Sol. Os fenómenos meteorológicos são bem mais difíceis de prever, pois são afetados pela atmosfera terrestre que se encontra em constante mutação. No entanto, como os fenómenos meteorológicos também são influenciados pela periodicidade da geometria Terra-Sol, existe alguma ciclicidade anual nestes fenómenos. Muito mais difíceis de prever, são os fenómenos meteorológicos para um dado local numa altura específica, pois dependem de fluxos locais, que para o nosso nível de compreensão parecem ser complexos. Por exemplo, a proximidades do mar, do rio, da montanha pode ter uma grande influência sobre os fenómenos metodológicos locais. Também as alterações provocadas pelo Homem, as diversas atividades humanas ou proximidade das cidades, têm impacto nos fenómenos metodológicos. A construção ou remoção de obstáculos (infraestruturas,

florestas, etc.), provoca a emissão de gases e altera o fluxo da massa de ar pela emissão de gases ou a quantidade de partículas no ar.

A variabilidade da produção fotovoltaica subjacente à variação da radiação disponível em cada instante, acarreta desafios na sua utilização. Um dos desafios é a integração deste tipo de tecnologia nas redes elétricas, pois nestas é necessário garantir que haja, em cada instante, energia elétrica suficiente para satisfazer o perfil de consumo. Variações abruptas e desvios face à produção prevista, podem comprometer o funcionamento de um sistema electroprodutor. Torna-se então de extrema importância aperfeiçoar o conhecimento dos fenómenos que afetam a radiação, a fim de otimizar a sua captação pelos sistemas fotovoltaicos, e ajustar o dimensionamento do sistema fotovoltaico à realidade dum sistema electroprodutor. Para os projetistas, a variabilidade da produção solar pode dificultar o projeto, pois é praticamente impossível conciliar a curva de produção solar e a curva de consumo. Em quase todas as situações, os projetistas veem-se obrigados a sobredimensionar os sistemas fotovoltaicos, e/ou, encontrar formas alternativas de satisfazer os consumos, tais como sistemas de armazenamento de energia ou a integração com outras fontes produtoras. O sobredimensionamento e outras medidas necessárias para garantir a estabilidade da rede elétrica, acabam por encarecer o custo total e a complexidade do sistema, o que pode desencorajar o uso da energia solar fotovoltaica. O papel do projetista é assim, de extrema importância, pois terá de solucionar esta discrepância entre o perfil de produção e o de consumo, sem tornar o projeto demasiadamente complexo ou dispendioso.

2.4.1 Geometria Terra-Sol

O conhecimento da geometria Terra-Sol, é fundamental para estimar a quantidade de radiação que chega à superfície dos módulos fotovoltaicos. Para isso, é necessário determinar fatores geográficos, tais como a latitude, o ângulo horário, a declinação solar, o ângulo da superfície em relação à horizontal e a orientação dos módulos fotovoltaicos. As relações geométricas que definem a geometria Terra-Sol são: a inclinação da superfície, a declinação solar, a latitude do local, o ângulo azimutal e o ângulo horário [19]. Na Figura 14, é possível observar a relação geométrica destes elementos:

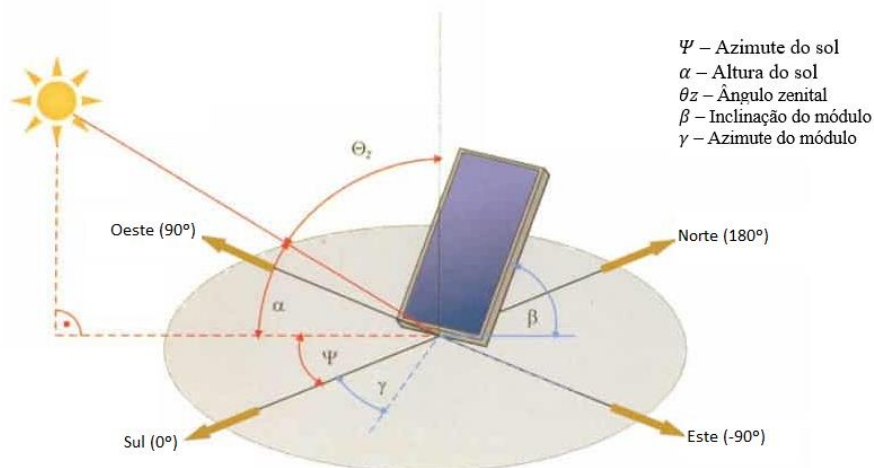


Figura 14 - Geometria Terra-Sol: ângulo zênite, inclinação do módulo, azimute do sol, altura do sol e azimute do módulo. Adaptado de [20].

O ângulo de incidência solar, θ , pode ser obtido pela equação [19]:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \times \sin \varnothing \times \cos \beta - \sin \delta \times \cos \theta \times \sin \beta \times \cos \gamma + \cos \delta \times \\ & \cos \varnothing \times \cos \beta \times \cos \omega + \cos \delta \times \sin \varnothing \times \sin \beta \times \cos \gamma \times \cos \omega + \cos \delta \times \\ & \sin \beta \times \sin \gamma \times \sin \omega \end{aligned} \quad (2.3)$$

Onde: β é a inclinação da superfície; δ é a declinação solar; \varnothing é a latitude do local; γ é o ângulo azimutal da superfície solar; ω é o ângulo horário.

A Terra, no seu movimento de translação em volta do Sol, executa uma trajetória elíptica. A linha do equador tem uma inclinação de aproximadamente 23.5° em relação ao plano da translação. O plano da órbita da Terra ao redor do Sol (plano da eclíptica) sofre uma variação de cerca 1.7% na sua excentricidade. [21], propõem a seguinte expressão para corrigir a radiação solar por efeito da excentricidade da elíptica [19]:

$$E_o = 1 + 0.033 \times \cos \frac{2\pi dn}{365} \quad (2.4)$$

onde E_o é a excentricidade da elíptica e dn o número do dia do ano, que varia de 1 até 365.

A declinação solar δ , que é a posição dos raios solares em relação ao plano do equador poder ser calculada a partir da equação:

$$\delta = 23.45 \times \sin \left[360 \times \left(\frac{284 + dn}{365} \right) \right] \quad (2.5)$$

onde dn é o dia do ano que varia de 1 a 365.

Como a posição do Sol em relação à Terra se encontra em constante mudança, numa situação ideal, os módulos fotovoltaicos acompanham constantemente estas alterações. Os dois parâmetros mais importantes no ajuste da posição dos módulos para a maximização da captação solar são a altura solar e o azimute solar. A altura solar de máxima captação depende da latitude e da altura do ano, e a azimute solar varia de acordo com a hora do dia. Por exemplo, ao meio-dia de verão a posição do Sol é mais alta do que no inverno. Com o intuito de maximizar a produção solar, desenvolveram-se sistemas de suporte com seguimento solar, podendo estes ser de um eixo ou de dois eixos. Estes sistemas ajustam a inclinação e/ou a orientação dos módulos de forma a acompanhar as mudanças que ocorrem na altura solar e/ou azimute solar. Idealmente, a orientação e inclinação dos raios solares, atingem em cada instante do dia, a superfície dos módulos em posição perpendicular.

2.4.2 Condicionantes meteorológicos

A quantidade de radiação solar que chega a uma dada superfície na Terra é condicionada não só pela geometria Terra-Sol, mas também pela massa de ar e outros elementos que se encontram na atmosfera terrestre. A existência de nuvens ou de partículas sólidas no ar podem diminuir drasticamente a radiação disponível num dado momento. Esta redução ocorre devido a fenómenos, tais como a reflexão, absorção e dispersão da radiação. Por esta razão a radiação solar que chega à superfície da terra é composta por uma componente denominada radiação direta e outra por radiação difusa. A radiação direta é a radiação que possui a mesma direção dos raios solares provenientes do sol, enquanto que a radiação solar difusa, carece de uma direção específica. A quantidade de radiação direta e difusa depende

das condições atmosféricas. Em dias de céu limpo, a maior parte da radiação é direta, enquanto que nos dias fortemente nebulados, a radiação difusa é a predominante.

Para maximizar a produção fotovoltaica, os módulos devem acompanhar a trajetória do sol ao longo do dia com a superfície dos módulos em posição perpendicular em relação aos raios solares. Nesta posição, os módulos conseguem absorver o máximo da radiação direta. A captação da radiação difusa é máxima quando o módulo se encontra na posição horizontal, orientado na direção do céu. No entanto, variações na posição do módulo em relação à posição ótima para a captação da radiação solar difusa, tem um efeito pouco significativo na produção fotovoltaica. Na Figura 15, é possível observar a porção de céu disponível para uma fileira de módulos fotovoltaicos devido à sua inclinação e à presença de outras fileiras de módulos.

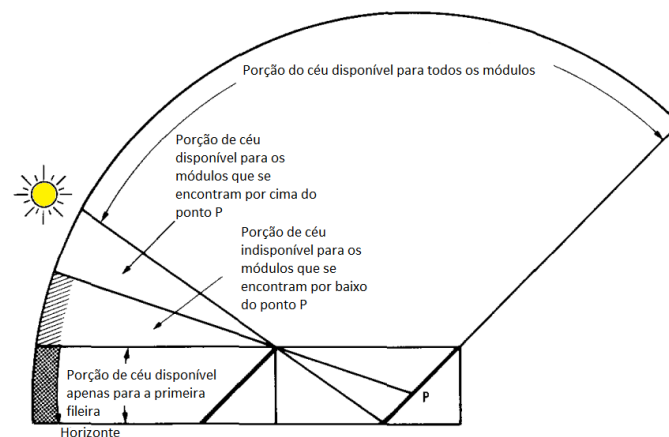


Figura 15 – Porção de céu disponível para a primeira e seguintes fileiras de módulos [22].

A distribuição solar de referência que estabelece a eficiência de conversão dos módulos fotovoltaicos é representada pela sigla AM1.5. Este padrão define a distribuição espectral de referência com uma irradiância no valor de 1000 W/m^2 . Através desta padronização do espectro da radiação solar, é possível medir a curva característica de qualquer tecnologia fotovoltaica usada na fabricação de módulos. Valores próximos das condições AM1.5 são normalmente obtidos ao meio-dia, em dias de céu limpo no horizontal independentemente da localização. Na Figura 16 observa-se a radiação extraterrestre (fora da atmosfera) e a radiação em condições AM1.5. Como pode ser observado a irradiância é superior fora da atmosfera terrestre do que na superfície da Terra. Esta diminuição é consequente da passagem da radiação através da atmosfera terrestre.

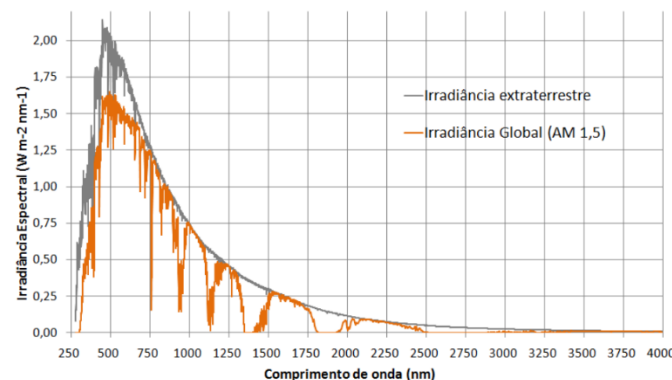


Figura 16 – Irradiância extraterrestre e Irradiância global [23]

2.5 Sistemas de fixação e configurações dos módulos fotovoltaicos

Cada módulo fotovoltaico, possui na sua constituição, como vimos, um conjunto de células fotovoltaicas e díodos. Numa instalação fotovoltaica, os módulos podem ser ligados em série ou em paralelo com outros módulos. Um conjunto de módulos pode ter assim múltiplas possíveis configurações geométricas e elétricas. Podem ser estáticos com orientação e inclinação fixa, ou acompanharem a trajetória do sol. Em ambos os casos procura-se maximizar a produção fotovoltaica através da otimização da orientação, inclinação, configuração e localização dos módulos fotovoltaicos.

Existe no mercado uma enorme variedade de estruturas de fixação para módulos fotovoltaicos, sendo a sua principal função a de fixar os módulos e de facultar aos mesmos uma boa exposição solar. O tipo de estrutura a ser utilizada numa dada aplicação, depende essencialmente do tipo de instalação fotovoltaica, da superfície em que é instalada, das limitações no local de instalação, das condições meteorológicas locais e do nível de aproveitamento solar pretendido. Maioritariamente, os sistemas solares fotovoltaicos são instalados no solo ou nas coberturas dos edifícios. Nestas aplicações podem encontrar-se dois tipos de estruturas: estruturas de fixação estacionárias e estruturas de fixação com seguimento solar. As estruturas de fixação estacionárias, como o nome já indica, são estruturas nas quais os módulos fotovoltaicos são mantidos com um ângulo de inclinação e a orientação fixa ao longo do ano. No caso das estruturas de fixação com seguimento solar, estas podem ser subdivididas em subcategorias, nomeadamente nos sistemas de fixação com seguimento Norte-Sul e Este-Oeste (dois eixos) e sistemas seguimento que podem ser de Norte-Sul ou de Este-Oeste (um eixo). A diferença reside no fato de que as primeiras têm capacidade de regular a inclinação e orientação dos módulos, enquanto que no segundo tipo de sistema de fixação, apenas têm a capacidade de regular uma destas orientações. Neste caso, a inclinação ou a orientação. A escolha entre estas estruturas de fixação depende do nível de aproveitamento de energia solar pretendido. Cabe ao projetista, analisar as opções disponíveis no mercado, a fim de encontrar a melhor solução para o seu projeto.

2.5.1 Estruturas de fixação estacionárias

Em grande parte das instalações fotovoltaicas que recorrem a estruturas de fixação estacionárias, os módulos encontram-se em sucessivas fileiras em forma de matriz à semelhança da Figura 17. Nesta configuração, pode haver sombreamento parcial ou total de uma fileira módulos sobre a outra. Numa dada altura do dia, em que ocorre sombreamento entre fileiras, a dimensão da sombra entre fileiras é diretamente afetada pela distância (D), a que mesmas se encontram uma da outra. Numa fileira com ângulo de inclinação β , altura H e comprimento L , quanto menor for a distância (D) entre duas fileiras sucessivas, maior é a área de sombreamento de uma fileira sobre a outra. A única fileira que não é afetada pelo sombreamento de fileiras é a primeira.

Para além da distância entre as fileiras, também a geometria e a inclinação das fileiras dos módulos, têm impacto no sombreamento entre fileiras. Alterações na altura, comprimento e inclinação da fileira têm efeitos na dimensão da sombra projetada.

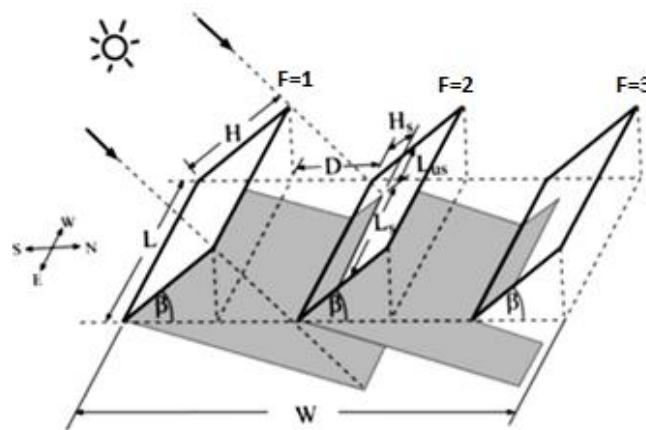


Figura 17 - Sombreamento entre sucessivas fileiras. Adaptado de [13].

Caso haja uma vasta área para a implementação para das fileiras de módulos, é possível reduzir ou mesmo eliminar o sombreamento, aumentando a distância entre as fileiras. No entanto, em instalações em que se pretende maximizar a produção fotovoltaica em função da área disponível, devido a limitações de espaço ou considerações económicas, recorre-se geralmente a dois tipos de abordagem: uma é baseada na distância mínima necessária para realizar manutenções, e a outra é baseada na redução do sombreamento mútuo entre fileiras. Caso a distância mínima para realizar manutenções seja inferior à definida distância para evitar o sombreamento, a distância entre as fileiras de módulos passa ser a distância mínima para evitar o sombreamento, caso contrário, a distância mínima é a distância mínima para realizar manutenções. Normalmente, para garantir a ventilação e manutenção adequada, os módulos encontram-se instalados do solo, a uma altura que varia de 0.5m a 1.5m [24].

A determinação da distância para limitar o efeito do sombreamento entre fileiras pode ser baseada em critérios económicos, impacto no funcionamento elétrico e/ou mecânico, perdas de energia ou na hora do dia em que ocorre o sombreamento. É comum, os projetistas evitarem nos projetos, o sombreamento a partir de certas horas do dia.

O programa de simulação *PvSyst*, amplamente utilizado no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos apresenta o “Diagrama das Trajetórias do Sol”, que permite ao utilizador analisar o nível de sombreamento entre fileiras de módulos a uma dada hora do dia, em função do mês do ano e da latitude do lugar (Figura 18). Neste diagrama, é possível observar a trajetória do Sol ao longo do ano, numa dada localização específica. A trajetória marcada com o número “7”, é a trajetória para o dia de 22 dezembro, sendo este o dia do ano em que a altura solar é menor. Também é este o dia em que os módulos são sujeitos a maiores períodos de sombreamento, sendo por isso muitas vezes utilizado como dia de referência nas análises do sombreamento. O dia de 22 julho, assinalado com um “1”, apresenta a trajetória mais alta do ano. O diagrama também apresenta vários níveis de sombreamento para a uma dada configuração das fileiras. No caso apresentado na Figura 18, deixa de haver qualquer sombreamento entre fileiras no intervalo das 10h00-15h00 para todos os meses do ano.

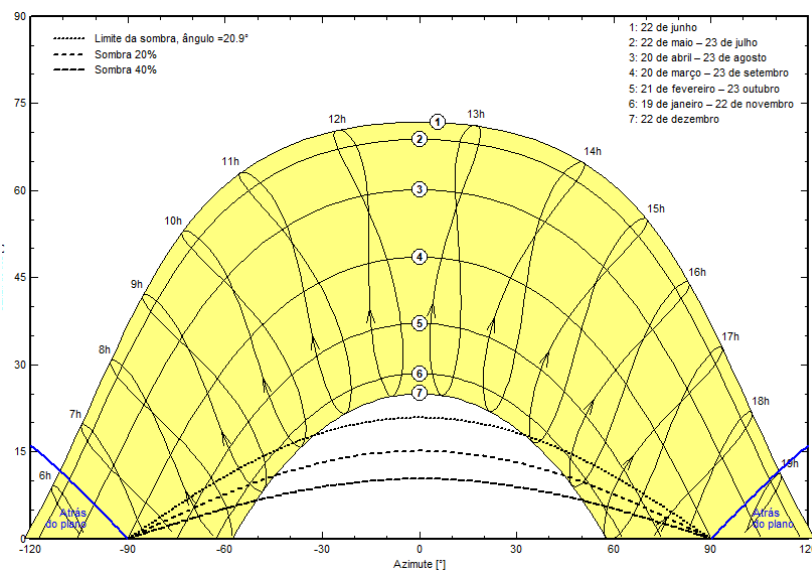


Figura 18- Sombreamento no Diagrama das trajetórias do Sol [25]

2.5.2 Estrutura de fixação com seguimento solar

Ao contrário dos sistemas de fixação estacionários, os sistemas de fixação com seguimento solar, têm a capacidade de ajustar o ângulo de inclinação e/ou a orientação dos módulos em função da posição do Sol. Este constante ajuste, permite aumentar a quantidade de radiação captada e conseqüentemente aumentar a produção fotovoltaica. De acordo com [26] a utilização de estruturas de fixação com seguimento solar, pode aumentar a produção de energia do sistema fotovoltaico de 20% a 40%.

Na Figura 19, apresenta-se a variação da posição dos módulos entre estruturas com seguimento solar, em seguimento solar Este-Oeste (a) e em seguimento solar Norte-Sul (b). Em ambos os casos, a distância (D) entre os módulos varia consoante a variação do ângulo β . A distância mínima (D_{min}) e distância máxima (D_{max}) são distâncias de menor e maior afastamento das extremidades mais próximas dos módulos. Estes podem variar de acordo com os limites das estruturas de fixação, nomeadamente pelo ângulo máximo (β_{max}) e mínimo (β_{min}) e pela distância (H) de cada conjunto de módulos da estrutura de fixação.

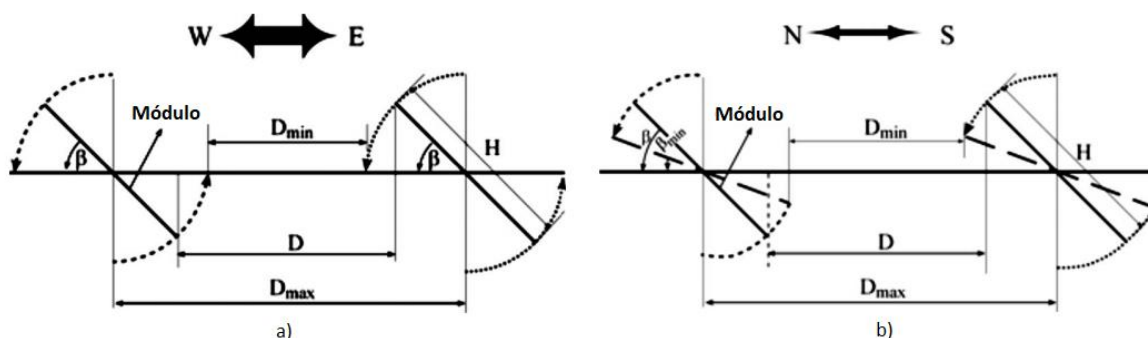


Figura 19 - Variação da geometria durante o seguimento solar entre estruturas de fixação em a) seguimento solar Este-Oeste e b) seguimento solar Norte-Sul. Adaptado de [13]

Hoje em dia, para além de otimização da orientação e da inclinação em função da posição do Sol existem estruturas de fixação que permitem a otimização ao nível de sombreamento nos módulos, entre as estruturas de fixação. Este método de otimização é denominado de *Backtracking*. A otimização é

conseguida recorrendo a algoritmos. Quando se inicia o sombreamento mútuo nos módulos entre as estruturas de fixação, deixam de seguir o Sol e ajustam (recuam) o ângulo dos módulos, de forma a que não ocorra sombreamento nos mesmos. A Figura 20 apresenta um caso de *Backtracking* em estruturas com eixo horizontal e seguimento Norte-Sul.

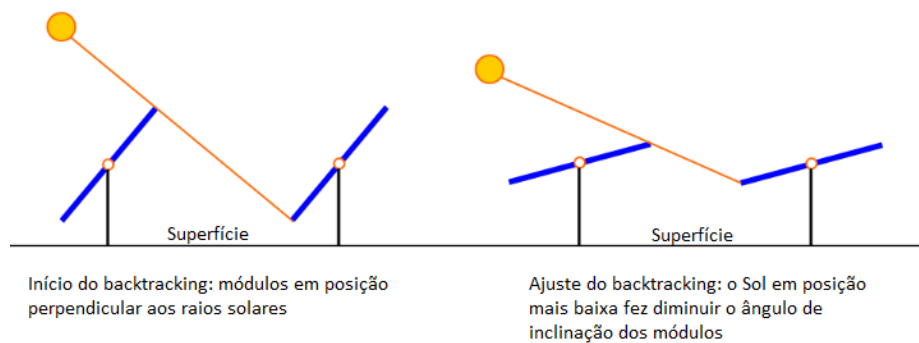


Figura 20 - *Backtracking* em estruturas e seguimento Norte-Sul. Adaptado do manual interno de [25]

Otimizações, tais como a de *Backtracking*, não só promovem o aumento da produção fotovoltaica, mas também permitem o aumento da área útil para a produção fotovoltaica, relativamente ao espaço disponível. Este aumento é conseguido através da redução dos espaços sem módulos entre as estruturas de fixação. Esta relação é denominada por Rácio de Solo Coberto, em inglês denominado por *Ground Cover Ratio* (GCR). O Rácio de Solo Coberto é obtido pela relação entre a área total de módulos e a área total de implementação do campo fotovoltaico.

$$GCR = \frac{\text{Área total dos módulos fotovoltaicos}}{\text{Área total de implementação do campo fotovoltaico}} \quad (2.6)$$

As estruturas de fixação podem ainda estar equipadas com funções estratégicas de otimização da irradiância, em inglês, *Irradiance optimization strategy*. Este é um método relativamente recente e que determina a orientação em que a estrutura com seguimento, recebe as maiores quantidades de irradiação. Numa situação de céu fortemente nebulado, este método orienta os módulos em posição horizontal, de forma a captarem o máximo de radiação difusa.

A evolução que se tem verificado ao longo dos últimos anos, nas estruturas de fixação com seguimento, contribuíram para a expansão desta tecnologia. Estas apresentam vantagens claras face às estruturas de fixação estacionárias quanto ao aproveitamento de energia. Também o fato de terem surgido tecnologias como o *Backtracking*, que permitem aumentar a quantidade de área de módulos pela área disponível, faz com que esta tecnologia seja de grande interesse para locais onde a área disponível é escassa. Comparativamente aos sistemas estacionários, estes sistemas tendem ser mais complexos (logo mais propícios a falhas) e dispendiosos, também mais suscetíveis a rugosidade, inclinação da superfície de instalação e a condições meteorológicas adversas. Para além da sua óbvia vantagem na produção energética, o projetista terá de analisar estas condicionantes para perceber se este tipo de estruturas são ou não a melhor solução o projeto em causa.

3 Metodologia desenvolvida

Para o desenvolvimento de uma metodologia adequada ao problema de otimização a que este trabalho se propôs, procedeu-se à sua divisão em quatro etapas: na primeira etapa são apresentados os conceitos base para o estudo da radiação solar; na segunda, os tipos de otimização e configuração para os quais o algoritmo se destina e os passos de como o algoritmo e os dados de input são obtidos; na terceira etapa, são apresentados os cálculos dos dados de input e o algoritmo; na quarta e última etapa, os resultados obtidos no decurso deste estudo.

As simulações de otimização foram obtidas com recurso a linguagem computacional Python. É uma linguagem de alto nível, interpretada, para programação de âmbito geral.

3.1 Tipologia de sistemas PV e limitações na configuração

De entre os vários tipos de otimizações possíveis, o presente algoritmo destina-se a otimizar a configuração geométrica de um campo de módulos fotovoltaicos, no sentido de maximizar a produção anual de energia para uma dada área disponível. Esta otimização é conseguida através de um conjunto de técnicas, que para uma dada área de estudo, procuram encontrar a configuração da fileira dos módulos que maximiza a produção anual de energia. Para este efeito, o algoritmo busca encontrar a relação ideal entre: a geometria da fileira dos módulos, a maximização da área útil para produção fotovoltaica em relação à área total de estudo e o impacto do sombreamento sobre as fileiras.

O algoritmo, destina-se exclusivamente a sistemas fotovoltaicos com estruturas de fixação estacionários, ou seja, sistemas com orientação e inclinação fixa. Como estes sistemas de fixação com seguimento solar existentes no mercado já podem vir com funções de *Backtracking* e *Irradiance optimization strategies*, considera-se que os sistemas de fixação estacionários beneficiam mais com o tipo de otimizações geométricas apresentadas neste trabalho. No entanto, as otimizações apresentadas podem eventualmente também ser estendidas para os sistemas de fixação com seguimento solar. Algo que pode ser explorado em futuros trabalhos científicos.

Visto que no mercado existe uma vasta gama de estruturas de fixação estacionárias e possíveis configurações das mesmas, torna-se praticamente impossível, num só trabalho científico, abordar otimizações geométricas para todas as aplicações. Neste sentido, este trabalho limitou-se a desenvolver um algoritmo para campos fotovoltaicos, em que as estruturas e os módulos fixados nas mesmas, formam sucessivas fileiras paralelas entre si. Nesta configuração, cada fileira possui na sua constituição, um conjunto de módulos em matriz com N linhas e M colunas. A distância entre duas fileiras é definida por dois tipos de critérios: pela distância mínima necessária para realizar manutenções ou na redução do sombreamento mútuo entre fileiras. Caso a distância mínima para realizar manutenções, seja inferior à distância definida para limitar o efeito do sombreamento, a distância entre as fileiras de módulos passa ser a distância mínima para limitar o efeito do sombreamento. Caso contrário, a distância mínima é a distância para realizar manutenções. Numa área de estudo, a distância para realizar as manutenções pode variar entre sucessivas fileiras de acordo com critérios de entrada. Por exemplo, pode ser considerado que numa área de estudo só a cada terceira fila, haja uma distância mínima para realizar as manutenções, sendo que nas outras fileiras a distância é determinada pela distância mínima para limitar o efeito do sombreamento.

Como o objetivo do algoritmo é fornecer soluções personalizadas de acordo com uma dada área de estudo e dados de entrada, considerou-se que faria sentido incluir algumas restrições na configuração do sistema bem como nas condições locais. Estas restrições, procuram delimitar o algoritmo para um número razoável de variáveis e, ao mesmo tempo, impor regras de boas práticas, com o intuito de se

evitem configurações que são impraticáveis numa instalação real. O presente algoritmo fica assim restrito a sistemas fotovoltaicos da tipologia mencionada nos parágrafos anteriores, em que:

- as fileiras de módulos se encontram com orientações: Sul, Sul-Este e Sul-Oeste;
- a configuração dos módulos é idêntica ao longo de uma fileira de módulos;
- a área de estudo e da envolvente encontram-se livre de obstáculos;
- áreas de estudo com inclinação e orientação: horizontal, Sul, Sul-Este e Sul-Oeste;
- a área de estudo tem superfícies plana (sem curvaturas ou saliências);
- com a exceção do parâmetro da altura da estrutura de fixação das fileiras, os parâmetros são idênticos para as estruturas de fixação que se encontram no mesmo tipo de superfície da área de estudo.

Como é evidente, o algoritmo de otimização, apesar de se destinar a um tipo de sistema que respeita as condições anteriormente mencionadas poderá ser estendido para outras condições fora desses parâmetros. Para tal, alguns dos cálculos e/ou considerações precisam de ser ajustados. Considera-se, no entanto, que uma parte significativa de sistemas fotovoltaicos existentes poderão beneficiar com as otimizações obtidas com o algoritmo de otimização do presente trabalho. O algoritmo pode também ser diretamente utilizado em situações em que ocorrem desvios, face aos sistemas delimitados nesta secção, avaliando, no entanto, o impacto que estes desvios têm no resultado da otimização.

Os dados de entrada para o algoritmo podem ser divididos em duas categorias: dados das condições locais, e dados referentes a configuração das fileiras e características do módulo utilizado. Os dados das condições locais, tais como condições meteorológicas e de posição são utilizados pelo algoritmo para os cálculos da energia gerada pelo sistema. Os dados referentes as configurações das fileiras dos módulos e das características do módulo, podem ser dados pelos próprios fabricantes ou serem configurações preferenciais para o projeto. Informações pormenorizadas sobre os dados de entrada podem ser encontrados na secção 3.8.

No presente estudo, para além da otimização geométrica, outras abordagens poderiam ter sido utilizadas ou combinadas, tais como otimizações em termos das ligações elétricas entre módulos fotovoltaicos, custo da energia produzida ou custos de instalação e exploração. Preferiu-se, no entanto, reduzir as variáveis em estudo e oferecer-se soluções específicas que possam dar respostas concretas aos projetistas. Futuramente este trabalho pode ser combinado com outros estudos a fim de estender a aplicação do algoritmo para outras áreas.

3.2 Etapas de desenvolvimento do Algoritmo

A Figura 21 apresenta o fluxograma do processo de otimização do algoritmo. De forma simplificada, é possível dizer que o processo de otimização geométrica apresentado no fluxograma se fundamenta no somatório das produções de energia elétrica instantâneas ao longo do ano. Neste sentido, foram criados ou adaptados modelos matemáticos que permitem calcular, para cada instante, os parâmetros que influenciam a produção de um módulo fotovoltaico. É de referir, que o modelo não tem em consideração otimizações em termos das ligações elétricas, ou a interação entre módulos fotovoltaicos, e as interações dos mesmos com outros elementos do sistema fotovoltaico, como por exemplo reguladores de carga ou inversores. O método de otimização apresentado nesta dissertação considera que a produção fotovoltaica é apenas dependente das características inerentes de cada módulo fotovoltaico (potência de pico, eficiências, coeficiente de temperatura, etc.) e da sua interação com o meio em que se encontra. Procurou-se assim delimitar o número de variáveis e dar foco ao objetivo da presente dissertação, que é no fundo nada mais que oferecer soluções geométricas para um campo de fileiras de módulos, no sentido de maximizar a energia anual para a área disponível. Estudos tais, como otimizações das configurações

elétricas para a minimização do efeito do sombreamento, podem ser futuramente combinados com o algoritmo apresentado neste trabalho.

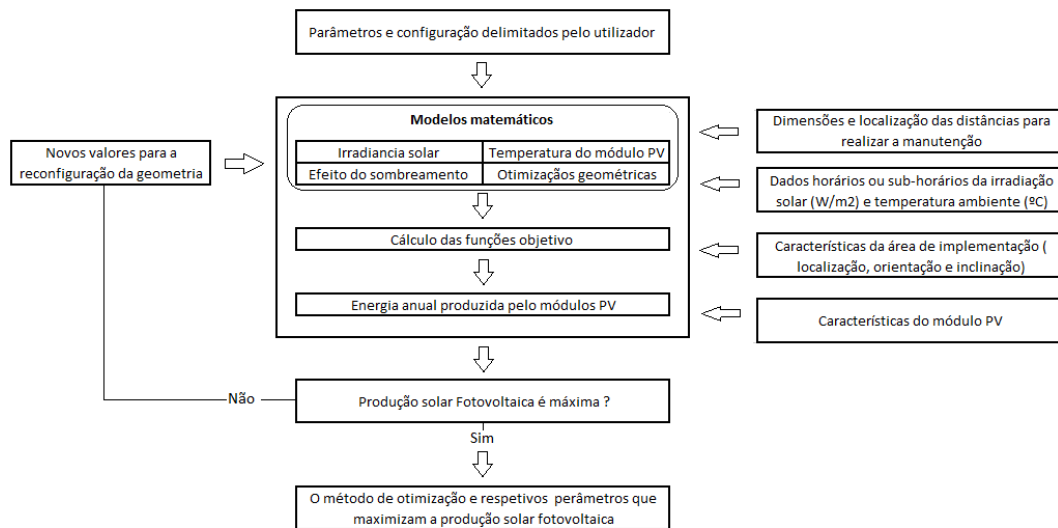


Figura 21 - Fluxograma do processo de otimização geométrica

3.3 Técnicas de otimização geométrica

Existem diversas formas de aumentar a produção fotovoltaica para uma dada área disponível. Este trabalho procura maximizar a produção anual fotovoltaica a partir de diversas soluções de otimização da configuração geométrica das fileiras de módulos. A utilização de várias técnicas de otimização permite aumentar o leque de opções disponíveis. A configuração final a ser implementada, vai depender da área de estudo e as opções tomadas para o projeto. Por exemplo, alterações na inclinação ou orientação do terreno, bem como o critério de distanciamento entre fileiras de módulos, podem influenciar o nível de maximização energética, atingido a partir de uma dada técnica. A seguir podem ser observadas as técnicas de otimização geométricas abordadas na presente dissertação que no fundo, são nada mais que variações da configuração das estruturas de fixação e posição dos módulos fotovoltaicos. Na Figura 22, são apresentadas representações de técnicas de otimização expressas geometricamente.

Técnicas de otimização geométrica:

- diferentes alturas (H) dos módulos das fileiras;
- variação do ângulo de inclinação (β) dos módulos;
- dois ângulos (β) distintos nos módulos da parte superior (β_1) e inferior da fileira de módulos (β_2);
- variação na altura (h_5) da estrutura de fixação dos módulos;
- variação da posição dos módulos fotovoltaicos nas estruturas de fixação entre posição retrato e posição paisagem

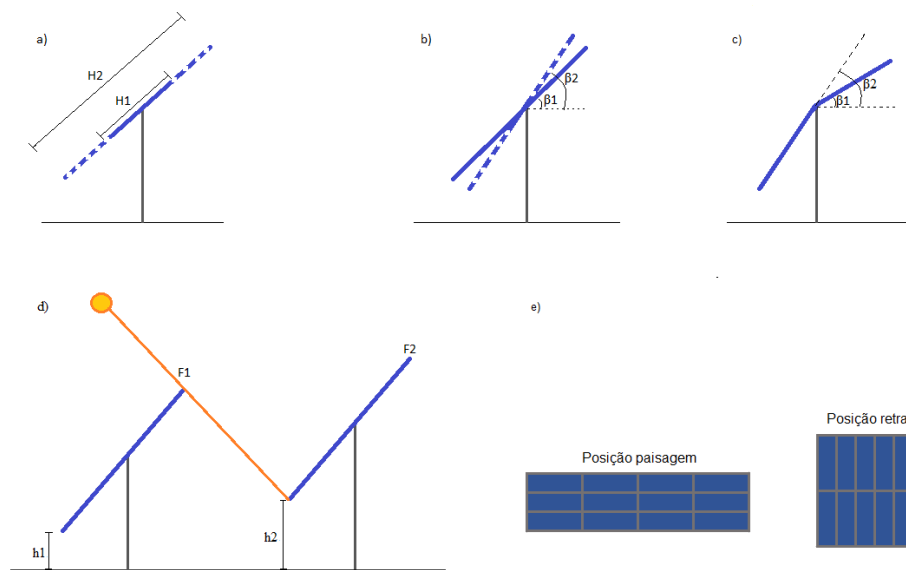


Figura 22 - Técnicas de otimização geométrica das fileiras de módulos numa área de estudo

Estas técnicas de otimização geométrica, podem ser aplicadas individualmente, ou em combinação. No algoritmo de simulação, as técnicas de otimização, são incluídas num só modelo matemático, como se fosse uma estrutura de fixação com um conjunto de opções de configuração. De acordo com os dados de entrada, uma dada técnica de otimização pode ficar ativada ou desativada. Por exemplo, se nos dados de entrada se define um ângulo de inclinação β dos módulos fixo, o ângulo de inclinação não será otimizado. A solução final, será o resultado de otimização obtido por uma das técnicas de otimização ou uma solução híbrida de pelo menos duas ou mais técnicas de otimização.

3.3.1 Diferentes alturas (H) dos módulos nas fileiras

Quando analisada isoladamente, a eficácia da técnica de otimização que procura otimizar a altura (H) dos módulos das fileiras (Figura 22a) da área de estudo e o critério de distanciamento entre fileiras. Em áreas de estudo horizontais em que a distância entre fileiras determinada pela distância mínima para limitar o efeito de sombreamento, o GCR (*Ground Cover Ratio*) não é influenciado pela altura H dos módulos das fileiras. Por outro lado, nas situações em que a distância mínima entre fileiras é superior à distância para limitar o efeito de sombreamento, a variação da altura H dos módulos das fileiras pode levar a maiores GCR e consequentemente ao maior aproveitamento solar para a área de estudo em questão. Para superfícies horizontais, como o representado na Figura 23, se H é a altura dos módulos numa fileira de módulos, e β o ângulo de inclinação dos módulos, então a distância mínima, representada pela letra D , entre as extremidades frontais dos módulos de cada fileira, pode ser determinada por

$$D = B1 + I = H \times \cos \beta + I \quad (3.1)$$

em que I é a distância entre duas sucessivas fileiras. Tomando I_{min} como distância mínima para realizar manutenções e $B2$ a distância mínima para limitar o efeito do sombreamento. Caso a distância $B2$ é superior a I_{min} , então a distância entre duas fileiras I é determinada pela distância $B2$. A distância D_s é a distância da sombra projetada de uma fileira num dado instante. Esta distância é determinada através da geometria dos módulos e a posição do Sol em relação ao módulo dum dado instante. Esta distância pode ser calculada através da equação (3.35) do ponto 3.7.4.

$$B2 = Ds \quad (3.2)$$

Para $I = B2$, o GCR pode ser determinado pela equação:

$$GCR = \frac{H}{B1 + B2} = \frac{H}{H \times \cos \beta + Ds} \quad (3.3)$$

Por outro lado, se $I = I_{min}$, o GCR pode ser determinado pela equação:

$$GCR = \frac{H}{B1 + I_{min}} = \frac{H}{H \times \cos \beta + I_{min}} \quad (3.4)$$

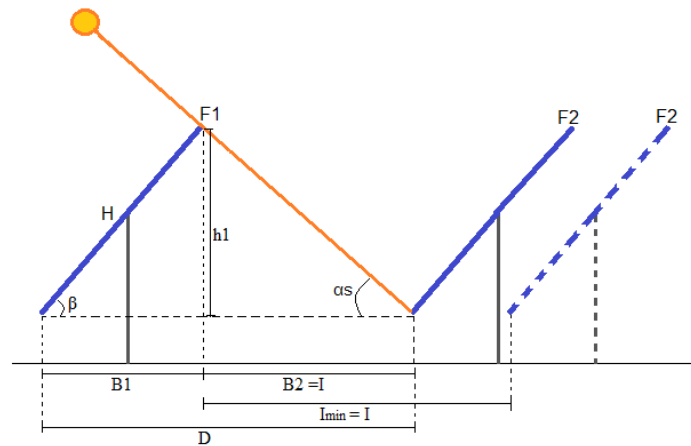


Figura 23 - Geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies horizontais de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}

A Figura 24 apresenta a geometria para superfícies inclinadas. Nesta, o ω é o ângulo da inclinação da superfície de estudo em relação à horizontal, e $h4$ a diferença de altura entre a primeira fileira ($F1$) e a segunda fileira ($F2$). A semelhança da Figura 23, o $B2$ é a distância para limitar o efeito de sombreamento e I_{min} é a distância mínima para realizar a manutenção. As relações geométricas podem ser determinadas pela relação dos três triângulos retângulos (numerados de 1 a 3).

Quando $I = B2$, temos:

Triângulo 1: $a = H \times \cos(\beta)$ e $h1 = H \times \sin(\beta)$

Triângulo 2: $b = Ds$

Triângulo 3: $\tan \omega = \frac{h4}{a+b}$

Da relação dos triângulos temos

$$h4 = \tan \omega \times (H \times \cos(\beta) + Ds) \quad (3.5)$$

Como $h1 = h4 + h3$, temos:

$$h4 = H \times \text{sen}(\beta) - h3 \quad (3.6)$$

Agora a equação (3.5) pode ser resolvida em função de $h3$:

$$h3 = H \times \text{sen}(\beta) - \tan(\omega) \times (H \times \text{cos}(\beta) + Ds) \quad (3.7)$$

Por fim determina-se D :

$$D = \frac{H \times \text{cos}(\beta) + Ds}{\text{cos } \omega} \quad (3.8)$$

Para $I = B2$, o GCR pode ser determinado pela equação:

$$GCR = \frac{H}{B1 + B2} = \frac{N_{vertical} \times D_{vertical}}{H \times \text{cos}(\beta) + Ds} \quad (3.9)$$

Por outro lado, se $I = I_{min}$ o GCR pode ser determinado pela equação:

$$GCR = \frac{N_{vertical} \times D_{vertical}}{B1 + I} = \frac{N_{vertical} \times D_{vertical}}{\frac{H \times \text{cos}(\beta)}{\text{cos } \omega} + I_{min}} \quad (3.10)$$

Em que $D_{vertical}$ é a medida do módulo medido na vertical, quando o mesmo se encontra fixo na estrutura de fixação. Estas medida dependem da dimensão dos módulos e da posição dos módulos (retrato ou paisagem) na estrutura de fixação. O $N_{vertical}$ é o número de módulos na vertical.

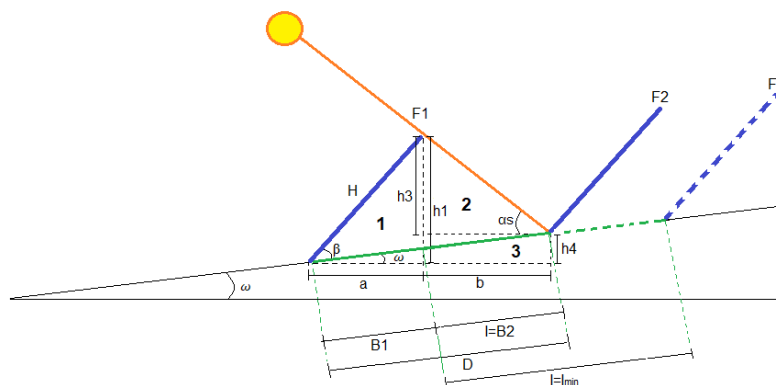


Figura 24 - Geometria e distanciamento I entre sucessivas fileiras em superfícies inclinadas de acordo com os critérios de distanciamento $B2$ e I_{min}

3.3.2 Variação do ângulo de inclinação (β) dos módulos

Quando a distância entre sucessivas fileiras é determinada pela distância mínima para limitar o efeito do sombreamento ($I = B2$), variações no ângulo de inclinação tendem a modificar o GCR . Nesta situação, as equações (3.3) e (3.9), mostram como o GCR muda em função do ângulo de inclinação β , em superfícies planas e para superfícies inclinadas, respetivamente. Para situações em que $I = B2$, o GCR tende a aumentar para ângulos de inclinação β menores. Quando a distância é determinada pela distância mínima para realizar manutenções ($I = I_{min}$) reduções no ângulo de inclinação β podem ter um efeito reduzido ou mesmo diminuir o GCR . O GCR para $I = I_{min}$ pode ser determinado pelas equações (2.4) e (3.10), respetivamente para superfícies planas e inclinadas. Nas Figura 23 e Figura 24 podem ser encontradas as relações geométricas do ângulo inclinação β na geometria das fileiras, para planos horizontais e verticais, respetivamente.

Como variações no ângulo de inclinação β , modificam o ângulo de incidência dos raios solares, aumentar o GCR não necessariamente significa um aumento da produção de energia pelo módulo fotovoltaico. Cada localização possui um ângulo inclinação ótimo, na qual a captação anual de radiação é máxima. Desvios face ao ângulo de inclinação ótimo, reduzem a quantidade anual de radiação recebida, e consequentemente a quantidade de energia produzida pelo módulo.

Para além do impacto na produção fotovoltaica, existem outras limitações que podem influenciar o ângulo de inclinação β a ser implementado num projeto. Por exemplo, é comum que as próprias estruturas de fixação sejam limitadas a um só ângulo ou a um determinado intervalo de ângulos de inclinação β . Em algumas situações, evitam-se ângulos de inclinação menores, já que nestas posições as poeiras tendem a acumular-se mais facilmente nos módulos fotovoltaicos. As poeiras podem reduzir significativamente a captação da radiação solar pelos módulos. Também podem ser consideradas questões de estética ou condições meteorológicas, às quais as fileiras dos módulos vão estar sujeitos. Por exemplo, locais com ventos fortes ou com neve, podem limitar o ângulo a ser escolhido. Podem ainda ser levadas em conta, considerações ao nível do fluxo de ar entre as fileiras dos módulos para a redução da temperatura. Torna-se assim necessário, equilibrar os benefícios do aumento do GCR através da variação do ângulo de inclinação β , com as variações de produção de energia, limitações das estruturas e condições do local de instalação.

3.3.3 Dois ângulos (β) distintos nos módulos da parte superior (β_1) e inferior (β_2) da fileira de módulos

A semelhança do método de otimização no qual se recorre à otimização do ângulo de inclinação dos módulos, a presença de dois ângulos distintos nos módulos da parte superior e inferior a fileira, pode aumentar, levando ao aumento do GCR . Também a eficiência deste método, depende do critério de distanciamento utilizado. Caso o critério de distanciamento for o de $I = B2$, otimizações dos ângulos superiores e inferiores da fileira dos módulos podem aumentar o GCR . Caso o critério de distanciamento for de $I = I_{min}$, não é necessariamente possível obter configurações que otimizem o GCR .

Tal como a técnica de otimização que procura otimizar o ângulo de inclinação β da fileira de módulos, a presente técnica também se baseia na variação dos ângulos dos módulos na fileira. A única diferença é que a outra técnica apenas se aplica a estruturas que possuem um só ângulo de inclinação β . Neste sentido, todas as vantagens e condicionantes mencionadas na outra técnica, que ocorrem da modificação dos ângulos de inclinação β , também se aplica a presente técnica de otimização. A Figura 25 e Figura 26 apresentam para superfícies horizontais e inclinadas, respetivamente, a geometria entre duas fileiras com dois ângulos de inclinação β distintos. A distância entre a primeira fileira ($F1$) e a segunda fileira ($F2$), depende do critério de distanciamento, podendo este ser $I = B2$ ou $I = I_{min}$. Em que I é a distância entre fileiras que é determinado pelo critério da distância mínima para limitar o efeito de sombreamento ($B2$), ou pelo critério da distância mínima para realizar a manutenção (I_{min}).

sombreamento. Este aumento de GCR é diretamente dependente das zonas que possuem fileiras em que há a necessidade de manter uma distância mínima para realizar manutenções. Informações mais detalhadas sobre a relação entre a otimização do GCR e distâncias mínimas para realizar manutenções podem ser encontradas no ponto 3.5.

Em terrenos horizontais, a geometria entre fileiras de módulos que ocorre devido à variação da altura $h5$ da estrutura de fixação, assemelha-se à geometria encontrada entre fileiras de módulos em terrenos inclinados apresentadas nas Figura 24 e Figura 26. Tal como nos terrenos inclinados as sucessivas fileiras possuem uma diferença de altura h . Torna-se então relativamente simples, converter o modelo da geometria entre fileiras, em terrenos horizontais para o modelo geométrico, em que ocorre variação da altura $h5$ entre fileiras. A Figura 27, apresenta a geometria entre fileiras para a técnica de otimização, que se baseia na variação da altura $h5$, as estruturas das fileiras de módulos. Neste caso, para fileiras com um só ângulo de inclinação β . Observa-se que em relação ao modelo do terreno inclinado, $B1, B2$ e I passou a ser a distância medida na horizontal entre fileiras, em vez do plano inclinado. A altura $h5$, é a diferença de altura da primeira fileira ($F1$), em relação a fileira seguinte ($F2$), e ε o ângulo de inclinação em relação ao plano superfície de estudo, resultante da diferença de altura $h3$, entre fileiras de módulos.

A adaptação da geometria das Figura 24 e Figura 26, referente a superfícies inclinadas, também é relativamente simples, pois neste caso apenas acresce a variação da altura entre os módulos de fileiras sucessivas. Na Figura 28, apresenta-se a geometria da variação da altura em superfícies inclinadas. Neste caso, para fileiras com dois ângulos de inclinação β distintos na parte superior ($\beta1$) e inferior ($\beta2$) da fileira. Os cálculos desta técnica de otimização, encontram-se incorporados no modelo híbrido apresentado a seguir.

A altura $h5$ entre sucessivas estruturas de fixação varia de forma constante ao longo das fileiras de uma dada superfície a ser otimizada. A primeira fileira é a fileira que não sofre sombreamento das outras fileiras na superfície a ser otimizada, é a fileira onde o valor de $h5$ é zero.

$$h5_n = (Fn - 1) \times k \quad (3.11)$$

Em que Fn é o número da fileira contado a partir da primeira fileira e $h5_n$ a respetiva altura, e k é a variação da altura entre duas sucessivas fileiras.

Apesar de não ser do âmbito da presente dissertação, o modelo geométrico da Figura 27 para superfície horizontais, também pode ser aplicado a superfícies inclinadas aonde se procedeu à terraplanagem da área entre as fileiras, de forma a que a superfície entre duas sucessivas fileiras (espaço entre fileiras) dos módulos fique horizontal. Em estruturas de fixação sucessivas, que possuem a mesma altura $h5$, a altura $h4$, seria neste caso a altura do degrau que ocorre junto a fileira $F2$. Para sucessivas estruturas de fixação com alturas $h5$ diferentes, $h4$ seria obtido pela soma da altura do degrau mais a diferença de alturas $h5$ das estruturas de fixação entre fileiras. Também o modelo da Figura 28, para superfícies inclinadas, pode ser adaptado a superfícies inclinadas em que se procedeu à suavização do ângulo de inclinação ε . Neste caso, o ângulo de inclinação ε , passa a ser o novo ângulo de inclinação, entre o espaçamento das fileiras. Também aqui, a altura $h4$, é obtida pela soma da altura do degrau que ocorre junto a fileira $F2$, com a diferença das alturas $h5$ (caso exista) entre as estruturas de fixação de sucessivas fileiras. Estes modelos geométricos, são de interesse em situações de terraplanagem, para por exemplo, construção de estradas ou de zonas de passagem.

inclinação da superfície de estudo $\omega = 0$, o modelo transforma-se num modelo para superfícies horizontais. Nesta situação $B1 = a + b$ e $B2 = c$. O modelo geométrico também se adapta às variações dos comprimentos de $H1$ e $H2$, para situações em que há dois ângulos de inclinação β , ou a variação da altura H , em caso de haver apenas um ângulo de inclinação β .

Quando $I = B2$, temos:

Triângulo 1: $a = H2 \times \cos(\beta2)$ e $h6 = H2 \times \sin(\beta2)$

Triângulo 2: $b = H1 \times \cos(\beta1)$ e $h2 = H1 \times \sin(\beta1)$

Triângulo 3: $\tan \omega = \frac{h4}{a+b+c}$

Triângulo 4: $c = Ds$, em que Ds é determinado pela equação (3.35) do ponto 3.7.4

Da relação dos triângulos temos

$$h4 = \tan \omega \times [H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1) + Ds] \quad (3.12)$$

Como $h1 = h3 + h5 + h4$ e $h1 = h2 + h6$, temos:

$$h3 = H2 \times \sin(\beta2) + H1 \times \sin(\beta1) - h5 - \tan \omega \times [H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1) + Ds] \quad (3.13)$$

Agora a equação (3.35) pode ser substituir o $h3$ na equação (3.13) e ser resolvido em função de Ds :

$$Ds = \quad (3.14)$$

$$\frac{H2 \times \sin(\beta2) + H1 \times \sin(\beta1) - h5 - \tan \omega \times [H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1)]}{\tan \alpha} \times \cos(|w_{horário} - Z_{sup}|)$$

Agora $a + b + c$ pode ser determinado:

$$a + b + c = H2 \times \cos(\beta2 + \omega) + H1 \times \cos(\beta1 + \omega) + Ds \quad (3.15)$$

Por fim determina-se D :

$$D = \frac{a + b + c}{\cos \omega} = \quad (3.16)$$

$$= \frac{H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1) + \frac{H2 \times \sin(\beta2) + H1 \times \sin(\beta1) - h5 - \tan \omega \times [H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1)]}{\tan \alpha} \times \cos(|w_{horário} - Z_{sup}|)}{\cos \omega}$$

Para $I = B2$, o GCR pode ser determinado pela equação:

$$\begin{aligned}
 GCR &= \frac{N_{vertical} \times D_{vertical}}{B1 + B2} = & (3.17) \\
 &= \\
 &= \frac{N_{vertical} \times D_{vertical}}{\frac{H2 \times \cos(\beta2 + \omega) + H1 \times \cos(\beta1 + \omega) + \frac{H2 \times \sin(\beta2) + H1 \times \sin(\beta1) - h5 - \tan \omega \times [H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1)]}{\tan \alpha} \times \cos(|w_{horário} - Z_{sup}|)}{\cos \omega}}
 \end{aligned}$$

Por outro lado, se $I = I_{min}$, o GCR pode ser determinado pela equação:

$$GCR = \frac{H}{B1 + I} = \frac{N_{vertical} \times D_{vertical}}{\frac{H2 \times \cos(\beta2) + H1 \times \cos(\beta1)}{\cos \omega} + I_{min}} \quad (3.18)$$

3.3.6 Variação entre posição de retrato e de paisagem dos módulos fotovoltaicos

Nas estruturas de fixação, os módulos fotovoltaicos são comumente colocados em posição retrato e/ou em posição paisagem. A posição dos módulos escolhida para um determinado projeto, pode depender de diversos fatores, nomeadamente: tipo de estruturas de fixação, tipo de aplicação, preferências em termos de estética, condições meteorológicas, otimização do espaço e/ou otimização do efeito de sombreamento sobre os módulos. Por exemplo, a empresa holandesa ESDEC [27], comercializa estruturas de fixação para telhados planos tais como FlatFix Wave Plus e FlatFix Fusion, em que os módulos só podem ser instalados em posição paisagem e com ângulos de inclinação menores a 15°. Para além da estética, esta configuração procura melhorar a estática do sistema, quando sujeito a ventos fortes.

Numa estrutura de fixação de módulos, é comum que os módulos sejam colocados no modo retrato ou no modo em paisagem, pelo que é raro encontrar-se instalações com ambas as posições na mesma estrutura de fixação. Uma das razões deve-se à dificuldade de compatibilizar a geometria das fileiras de módulos, com diferentes posições, no intuito de diminuir o espaço não útil para a produção solar. Por outro lado, grande parte das estruturas de fixação disponíveis no mercado, são concebidas para uma posição única dos seus módulos. Neste sentido, o algoritmo da presente dissertação, só considera posições únicas na mesma estrutura de fixação, ou seja, a posição retrato ou posição paisagem.

A configuração geométrica de uma estrutura de fixação (E), depende do espaçamento entre os módulos e da quantidade, da dimensão, da distribuição e da orientação (posição retrato ou paisagem) dos módulos. O número de módulos de cada fileira e os espaçamentos verticais, definem o comprimento (L) da estrutura de fixação (E), e o número de módulos colocados na vertical e os espaçamentos horizontais definem a altura (H) da estrutura de fixação (E), formando uma matriz com N linhas e M colunas de módulos (Figura 29). Em algumas situações, a estrutura fixação (E), pode exceder, num ou mais lados, o limite lateral dos módulos que se encontram nas bordas da fileira. Nestas situações, este excedente aumenta na mesma proporção a altura e/ou comprimento da estrutura de fixação (E). Estas situações começam a aparecer cada vez menos nas instalações foto voltaicas, já que aumentam a área não útil para a captação da radiação solar. Na presente dissertação, considera-se que a dimensão L e H são definidas pelos módulos e pelos espaçamentos, ou seja, que as estruturas de fixação não excedem os módulos. Também é considerado que, em toda área de estudo, os módulos são idênticos, quer ao nível de dimensão, quer ao nível das características elétricas.

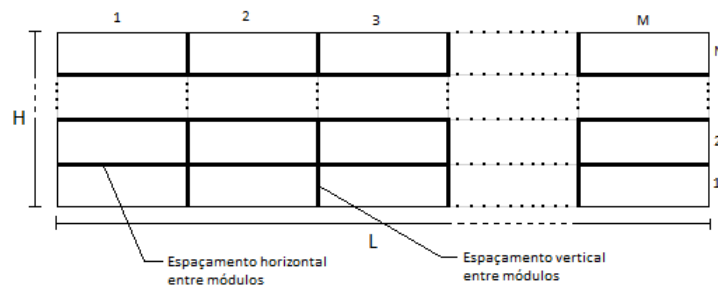


Figura 29 - Formato geométrico dos módulos (em posição paisagem) numa estrutura de fixação E em formato matriz ($N \times M$) com um comprimento L e altura H

Em boa parte das instalações, o espaçamento entre módulos costuma manter-se constante e rondar entre os 2 a 3 cm. No presente algoritmo de otimização, considera-se que o espaçamento entre módulos, também se mantém constante. O valor é definido nos dados de entrada (inseridos pelo utilizador).

As distâncias L e H podem ser obtidas pelas equações:

$$L = M_{horizontal} \times D_{horizontal} + (M_{horizontal} - 1) \times D_{Espaçamento} \quad (3.19)$$

$$H = N_{vertical} \times D_{vertical} + (N_{vertical} - 1) \times D_{Espaçamento} \quad (3.20)$$

Em que $D_{horizontal}$ e $D_{vertical}$ é a medida dos módulos medidos na horizontal e na vertical, respetivamente, quando os mesmos se encontram fixas nas estruturas de fixação. Estas medidas, vão depender da dimensão dos módulos e da sua posição (retrato ou paisagem), na estrutura de fixação. O $M_{horizontal}$ e $N_{vertical}$ são o número de módulos na horizontal e vertical, respetivamente. O $D_{Espaçamentos}$, o espaçamento vertical ou horizontal entre módulos.

O algoritmo da presente dissertação procura otimizar a posição dos módulos (retrato ou paisagem) ao nível do sombreamento e ao nível otimização geométrica da fileira. Em certas áreas de estudo, a posição ótima para mitigar o efeito do sombreamento, pode não ser a posição que otimiza o GCR , pelo que o critério determinante será a configuração que maximiza a energia anual produzida.

3.4 Área de estudo

Dada a grande variedade de estruturas de fixação, os módulos fotovoltaicos podem ser instalados nas mais diversas superfícies. Grande parte das instalações de média e até grande dimensão, que vão de dezenas de kWp, a vários MWp instalados, encontrando-se integradas em edifícios ou em terrenos. Estas áreas possuem as mais diversas características pelo que, cabe aos projetistas, determinar o tipo estruturas de fixação a serem utilizadas. Dentro da gama de opções que um projetista tem ao seu dispor, terá de estudar as limitações de configuração das mesmas, para poder determinar quais as estruturas que se adaptam melhor às condições locais da área de estudo do projeto.

Tal como acontece nas estruturas fixação existentes no mercado, as estruturas de fixação apresentados nesta secção, também possuem limitações na sua configuração. Como foi já referido no ponto 3.1, o algoritmo desenvolvido na presente dissertação, reserva-se a áreas de estudo com superfícies planas, e orientações Horizontal, Sul, Sul-Este ou Sul-Oeste (Figura 30). Nestas configurações, as áreas de estudo e da envolvente, encontram-se livre de obstáculos, ou seja, não há

obstruções que afeta a instalação das fileiras ou que projetem sombreamento sobre os módulos. O único sombreamento que ocorre é o sombreamento entre fileiras. As técnicas de otimização aplicadas às estruturas de fixação, foram desenvolvidas para as áreas de estudo com as características mencionadas, sendo, no entanto, provável que também possam ser adaptadas a outro tipo de superfícies.

Como nos projetos, se procura manter o mesmo tipo de estruturas de fixação numa dada área de estudo, o presente algoritmo foi desenvolvido de forma a manter a homogeneidade das fileiras dos módulos que se encontram no mesmo tipo de superfície da área de estudo. Neste sentido, com a exceção da variação da altura da estrutura h_5 , os restantes parâmetros geométricos das medidas de otimização apresentados são idênticos entre as fileiras que se encontram no mesmo tipo de superfícies (orientação Horizontal, Sul, Este, Oeste, Sul-Este ou Sul-Oeste) da área de estudo.

Na Figura 30, o ângulo inclinação ω , representa a inclinação Sul da superfície, o ângulo γ_1 , a inclinação Este e o ângulo γ_2 a inclinação Oeste da superfície.

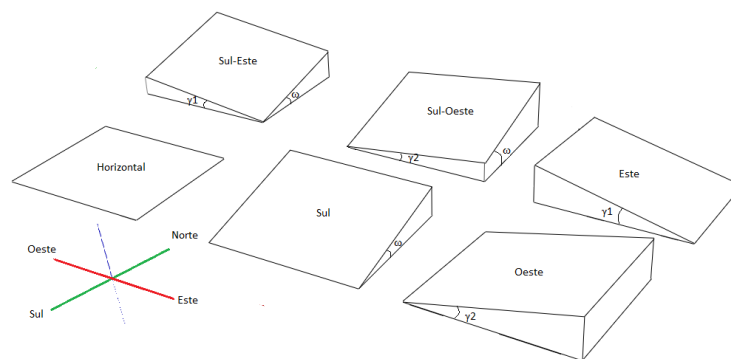


Figura 30 - Tipos de superfícies planas: Horizontal, Sul, Este, Oeste, Sul-Este e Sul-Oeste.

As áreas de estudo para os módulos fotovoltaicos, podem ser constituídas por um só tipo de superfície, ou pela combinação de vários tipos de superfícies. No processo de otimização geométrica do algoritmo de otimização apresentado na presente dissertação, sempre que a área de estudo for constituída por mais de um tipo de superfícies, a mesma será subdividida em superfícies do mesmo tipo, ou seja, em áreas possuem a mesma inclinação e orientação. A otimização geométrica de cada tipo de área será efetuada de forma individualizada. O resultado da otimização apresentará assim, uma solução específica para cada tipo de superfícies da área de estudo.

A inclinação que ocorre na fileira dos módulos devido as inclinações e orientações da área de estudo depende da orientação da fileira e das características da área de estudo. Quando a superfície de estudo é caracterizada por uma inclinação sul ω , caso os módulos as fileiras de módulos também se encontrarem na mesma orientação, inclinação da fileira de módulos é a inclinação da superfície ω mais a inclinação dos módulos β dos módulos. No entanto, quando a fileira de módulos se encontra com outras orientações, a inclinação que ocorre nas fileiras devido a superfície de estudo varia de acordo com valor do desvio face ao sul e em função das inclinações das orientações das superfícies. A equação (3.21) apresenta a inclinação que ocorre na fileira devido superfície de estudo e de acordo com a orientação da fileira.

$$\omega_{resultante} = \omega + (\gamma - \omega) \times \frac{Z_{sup}}{90} \quad (3.21)$$

O ângulo $\omega_{resultante}$ é o ângulo de inclinação da superfície em relação a orientação da fileira de módulos na superfície de estudo. Nos modelos de otimização geométrica apresentados o ω passa ser

$\omega_{resultante}$. O parâmetro Z_{sup} é o ângulo azimutal da fileira de módulos. Os ângulos $\omega_{resultante}$, ω , γ e Z_{sup} encontram-se em graus.

3.5 Critérios de distanciamento e distribuição das fileiras

Num dado tipo de superfície de estudo, a distribuição das fileiras é condicionada pelo critério de distanciamento entre fileiras, limitações impostas pelos parâmetros de entrada na configuração das fileiras e pelas condições fronteiras com outras superfícies da área de estudo. Numa situação em que os espaçamentos entre fileiras são mantidos constantes, a distribuição das fileiras tende de ser homogénea ao longo da superfície de estudo. Por outro lado, caso haja variações das distâncias entre fileiras devido a diferentes critérios de distanciamento ou condição fronteiras, é necessário aplicar outras regras a fim de ajustar a configuração das fileiras à heterogeneidade dos espaçamentos entre as mesmas.

O distanciamento entre sucessivas fileiras, depende do critério de distanciamento escolhido, podendo este ser a distância mínima para limitar o efeito do sombreamento $B2$, ou a distância mínima para realizar manutenções I_{min} . Enquanto a distância $B2$ é baseada em critérios específicos, o critério de distanciamento baseado em I_{min} não segue necessariamente um padrão específico. Um projetista, pode determinar uma distância I_{min} para cada fileira ou conjunto de fileiras, e/ou adaptar o distanciamento às condições locais da área de estudo. Por exemplo, pode haver zonas interditas à instalação das fileiras, devido à existência de estradas de acesso, infraestruturas na área de estudo, superfícies inadequadas para a fixação das estruturas de fixação, linhas de água, corredores de acesso às infraestruturas existentes.

No presente trabalho considera-se que a distância para realizar manutenções I_{min} , é todo o distanciamento superior à distância para limitar o efeito do sombreamento, independentemente do motivo. Esta distância, pode por exemplo ser, a distância necessária para evitar obstáculos, zonas de passagem ou existir apenas por questões estéticas. Por outro lado, a distância para limitar o efeito do sombreamento $B2$, é todo o distanciamento necessário para delimitar o seu efeito dos limites pré-definidos.

3.5.1 Distanciamento homogéneo entre fileiras

No caso do critério de distanciamento entre sucessivas fileiras ser mantido (I tem um valor constante), num determinado tipo de superfície da área de estudo, o algoritmo ajusta a configuração das fileiras, de modo a reduzir as áreas não úteis para a captação solar. Na prática, procura-se encontrar-se soluções, nas quais o total da soma da largura das fileiras $B1$, mais soma da distância entre fileiras I , seja igual à profundidade P da superfície a ser otimizada (Figura 31). A profundidade P , neste caso, pode ser obtida através da equação:

$$P = F \times B1 + M \times I \quad (3.22)$$

Em que P é a profundidade de um determinado tipo de superfície da área de estudo, F o número de fileiras de módulos e M o número de espaçamentos entre fileiras. $B1$ é a largura da fileira e I a largura dos espaçamentos.

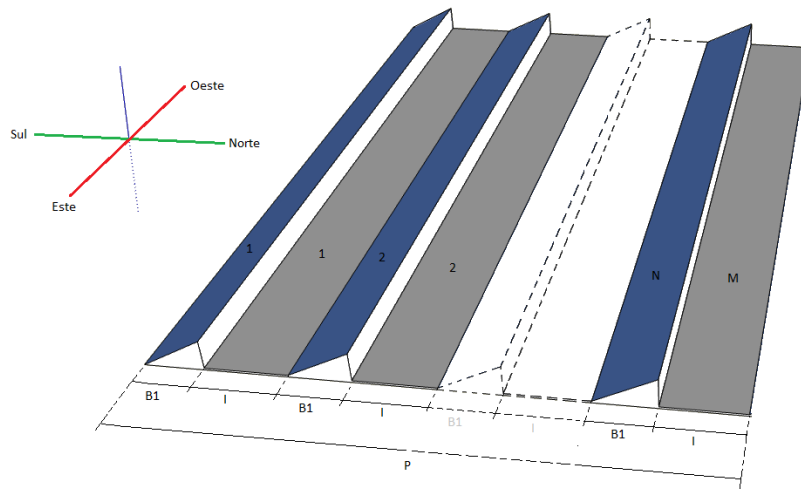


Figura 31 - Distribuição das fileiras numa dada superfície com B1 e I constante

Caso o critério de distanciamento, em combinação com os parâmetros de entrada, relativamente à configuração das fileiras, não permita a obtenção de configurações que ocupem o comprimento total da profundidade P (Figura 32), a distância excedente E , é dividida de igual modo entre os distanciamentos I das fileiras. Nesta situação o valor distanciamento entre fileiras pode ser obtido pela equação:

$$I = I_{inicial} + \frac{E}{M} \quad (3.23)$$

Em que $I_{inicial}$, é a distância entre fileiras, de acordo com o critério de distanciamento para limitar o efeito do sombreamento $B2$, ou o critério da distância mínima para realizar a manutenção, I_{min} . E , é a distância excedente, após a otimização geométrica das fileiras e a distribuição das mesmas, de acordo com o critério I_{min} ou $B2$. Depois da distribuição do excedente E , entre os espaçamentos das fileiras, a distribuição final das mesmas na superfície, toma a forma da Figura 31.

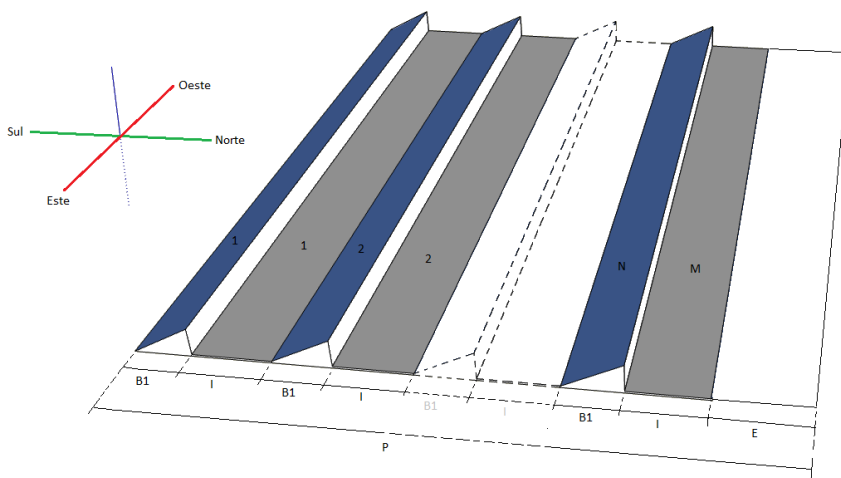


Figura 32 - Sucessivas fileiras numa superfície com B1 e I constante e uma distância excedente E

3.5.2 Distanciamento heterogéneo entre fileiras

Quando há diferentes critérios de espaçamento no mesmo tipo de superfície da área de estudo, é preciso adaptar a otimização da utilização da superfície à dimensão dos espaçamentos. No presente trabalho, procura-se obter esta otimização, através da subdivisão da superfície da área de estudo em parcelas. Sempre que ocorra um espaçamento de maior dimensão, as fileiras anteriores, procuram otimizar a sua configuração. Idealmente todos os espaçamentos em I_{min} , são transformados em espaçamentos $B2$, ou em caso não seja possível, procura reduzir-se ao mínimo, a diferença entre espaçamento $B2$ e I_{min} . Para a consecução deste objetivo, no processo de otimização da geometria, a profundidade Ps é subdividida de em função das distâncias I_{min} . Todas as fileiras que se encontram antes da distância da I_{min} , são otimizadas em função da mesma. Como para uma dada profundidade Ps só são permitidas fileiras que possuem a mesma geométrica, com exceção do parâmetro da altura $h4$ da estrutura de fixação, a otimização geométrica dos parâmetros segue uma sequência hierárquica. Nesta, a otimização começa primeiro pela otimização em função da maior distância de I_{min} e segue sequencialmente até chegar a menor distância de I_{min} . Neste processo, algumas das distâncias I_{min} podem ser transformadas em distância $B2$. Podendo ainda as distâncias $B2$ resultantes desta otimização serem maiores que distâncias I_{min} inicialmente previstas ($B2 > I_{min}$). Em função da divisão da superfície em parcelas, as distâncias entre as fileiras da mesma parcela são idênticas, no entanto entre parcelas as distâncias entre fileiras podem variar. Por fim, a otimização geométrica para cada distância I_{min} são comparadas em função da produção de energia. O processo de otimização, passa assim, pela combinação entre a otimização individualizada do espaço de cada parcela e a otimização da produção global de energia da superfície da área de estudo.

A distâncias I_{min} podem ter uma localização específica que não pode ser alterado na otimização. Neste caso a otimização é realizada de forma manter a localização desta distância I_{min} na superfície da área de estudo. Por outro lado, caso a distância I_{min} não estiver limitado a uma localização específica, a localização da mesma varia em função da otimização da utilização do espaço.

A Figura 33, apresenta uma superfície com diferentes critérios de espaçamento entre sucessivas fileiras. Neste caso, para otimizar a utilização da superfície, a profundidade P da superfície é dividida em função dos espaçamentos I_{min1} e I_{min2} em $P1$ e $P2$. A configuração do espaço ocupado pelas fileiras de 1 a 3 é otimizada em função do I_{min1} da superfície $P1$, e a configuração do espaço ocupado pelas fileiras de 4 a 8 é otimizada em função do I_{min2} . O resultado final de otimização pode, por exemplo, ser uma solução em que a altura $h1$ da fileira é otimizada, de modo a aumentar os espaçamentos $B2$, e desta forma aproximar o máximo possível a dimensão dos espaçamentos I_{min1} e I_{min2} , ao espaçamento $B2$. Nesta configuração, o número de fileiras na superfície é menor, devido ao aumento da dimensão do distanciamento $B2$.

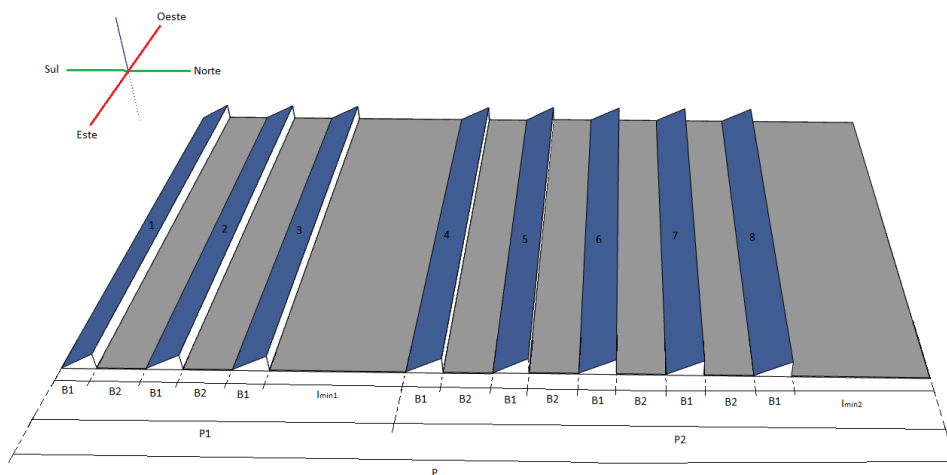


Figura 33 - Diferentes critérios de espaçamento na mesma superfície da área de estudo

3.5.3 Condição fronteira com outro tipo de superfícies da área de estudo

Existem os mais diversos critérios que podem ser escolhidos para as condições fronteira com outros tipos de superfícies da área de estudo. Na presente metodologia, considera-se que ao longo comprimento do longitudinal das fileiras, as mesmas não são influenciadas pelas condições fronteira com outro tipo de superfícies. No entanto, ao longo da profundidade P , a condição fronteira com outro tipo de superfícies pode influenciar a forma como a otimização geométrica é realizada. Caso a fronteira da superfície de estudo junto da última fileira de módulos ser também o limite da área de estudo, a última fileira termina junto ao limite da superfície de estudo a ser otimizada. Exceções são os casos, em que existe uma distância I_{min} a junto a fronteira dessa mesma superfície de estudo, nestes casos, a última fileira recua em relação a fronteira e termina junto a fronteira da distância I_{min} . Por outro lado, caso a fronteira da superfície de estudo junto a última fileira de módulos fizer fronteira com outra superfície da área de estudo, a última fileira encontra-se distanciada da fronteira de modo que a distância $B2$ termina junto a mesma. Nesta situação a superfície de estudo tem o mesmo número de fileira F e distâncias $B2$. Exceções são os casos em que existe uma distância I_{min} na superfície a ser otimizada antes da primeira fileira de módulos ou na superfície adjacente da área de estudo junto a fronteira da superfície a ser otimizada.

A Figura 34 mostra uma situação na qual ocorre a partilha de distâncias I_{min} entre diferentes tipos de superfícies. Neste caso, a superfície A partilha a distância I_{min3} , e a superfície C partilha a distância I_{min4} , com a superfície B. Como I_{min3} também ocupa uma parte da área da superfície B, a fileira 1 teve de recuar. Devido à distância I_{min4} , existe mais espaço desocupado sem módulos após a fileira 3. No sentido de otimizar o espaço disponível, a otimização das fileiras de 1 a 3, é realizada em função da distância I_{min4} , como se toda a área ocupada pela distância I_{min4} pertencesse a área B. Na prática, o processo de otimização do presente método, considera que a distância I_{min3} , ocupada antes da fileira 1, pertence à área A, e a distância I_{min4} ocupada após a fileira, pertence à área B. Nestas situações, devido às condições fronteira a profundidade do campo a ser otimizada pelo algoritmo, passa de P para P' . Esta situação, aplica-se em todas as situações de fronteira em que ocorrem distâncias I_{min3} e/ou I_{min4} , independentemente do tipo de superfícies em questão. Numa situação em que a distância I_{min3} não chegue a ocupar a superfície B, a fila 1 começa junto à fronteira da superfície A. Do mesmo modo, caso não exista uma distância mínima para realizar manutenções na superfície C, junto à fronteira da superfície B, o limite de otimização é a fronteira entre as superfícies B e C.

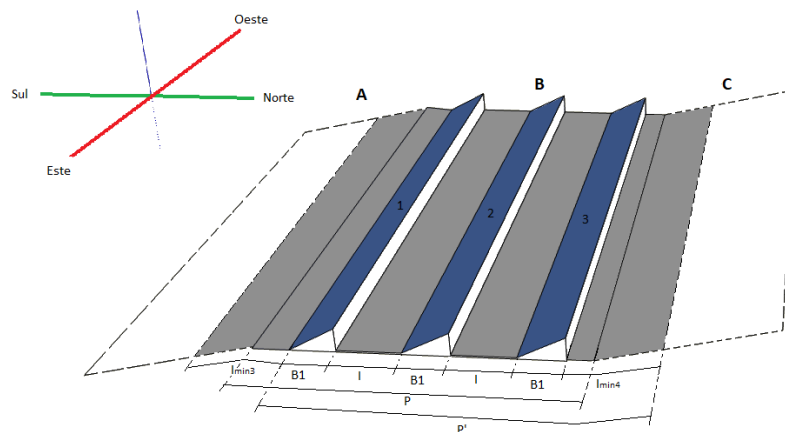


Figura 34 - Condições fronteira com outras superfícies da área de estudo

Em situações em que as distâncias I_{min} transitam de fronteira, as mesmas podem incidir em superfícies com diferentes inclinações ω , neste caso o distanciamento em critério de B2 entre fileiras é determinado através de um ângulo de inclinação ω médio (Figura 35). O novo I_{min} e o $h4$ resultante desta transição de ângulos entre superfícies, pode ser simplesmente determinada pela relação de ângulos, através de uma das quatro geometrias apresentadas na Figura 35. Estes parâmetros, podem ser usados diretamente no cálculo da distância B2.

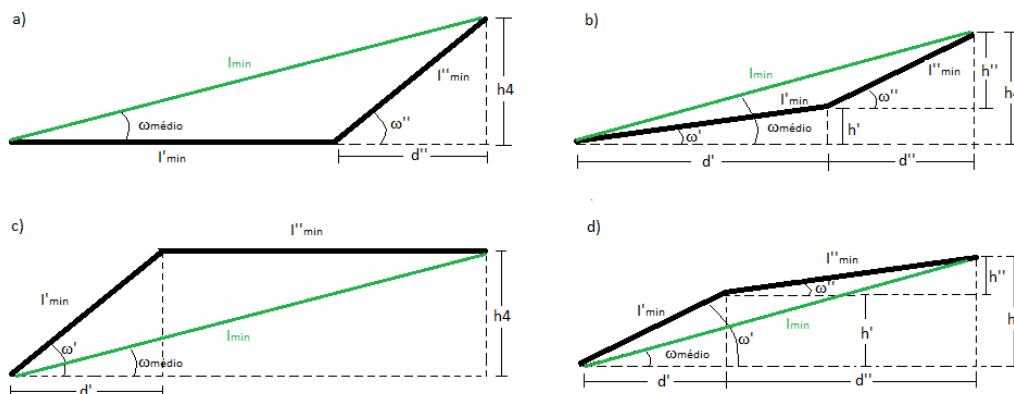


Figura 35 - Geometria para a determinação do I_{min} e $h4$ entre superfícies com diferentes ângulos de inclinação ω

3.6 Efeito do sombreamento e critérios de distanciamento para limitar o seu efeito

Quanto ao efeito do sombreamento parcial nos módulos, o impacto do mesmo na produção fotovoltaica, depende da dimensão do sombreamento, do número de módulos afetados, das interligações elétricas e da localização da sombra nos módulos fotovoltaicos. Neste sentido, deve realizar-se um estudo da sombra a fim de encontrar configurações que minimizem seu impacto na produção fotovoltaica. Tal como mostra a Tabela 1 do ponto 2.3, a escolha entre a posição paisagem e a posição retrato pode ter um impacto significativo na produção fotovoltaica.

A Figura 36, mostra um módulo em posição paisagem e em posição retrato, em sombreamento parcial. Neste caso, os sombreamentos, afetam as primeiras duas filas de células fotovoltaicas dos módulos fotovoltaicos. Apesar da altura h' do sombreamento ser aproximadamente igual em ambos os

casos, nesta situação, o impacto do sombreamento tende a ser mais significativo no módulo em posição retrato. Esta diferença pode ser explicada pelas ligações elétricas internas de um módulo fotovoltaico. Tipicamente, os módulos fotovoltaicos são constituídos por um conjunto de células fotovoltaicas ligadas em série com e três díodos bypass ligados em paralelo (como mostra a Figura 36). A existência dos díodos bypass, permitem que certas secções dos módulos possam continuar a operar quando outras áreas se encontram em sombreamento. Em posição paisagem, os díodos bypass, dividem o módulo em três secções. Como mostra o ensaio experimental realizado em [28], em condições semelhantes apresentados na Figura 36, nas quais cerca de 1/3 da área em posição paisagem é afetada pelo sombreamento, a produção do módulo passou para 2/3 da produção fotovoltaica inicial, enquanto em posição retrato, a produção fotovoltaica do módulo foi quase nula. Informações mais explícitas sobre o efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos podem ser encontradas no ponto 2.3.

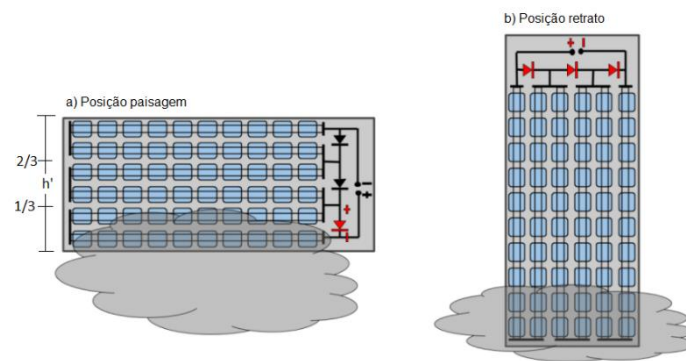


Figura 36 - Sombreamento parcial nos módulos entre duas fileiras sucessivas em a) posição paisagem e b) posição retrato. Adaptado de [28].

Entre sucessivas fileiras de módulos, paralelas entre si, que possuem a mesma configuração e que se encontram em superfícies planas, a altura do sombreamento de uma fileira sobre a outra, tende a afetar de igual modo os módulos que se encontram na mesma fila da fileira (com mesma altura a inclinação), com exceção dos módulos das extremidades das fileiras que, em certas alturas do dia, recebem menos sombreamento que as restantes. Esta diferença, deve-se à geometria entre o Sol e a posição as fileiras durante o dia.

3.6.1 Determinação do efeito do sombreamento

Como na presente metodologia, a geometria das fileiras no mesmo tipo de superfície, é mantida entre si, e ao longo das mesmas com exceção do parâmetro da altura h_4 da estrutura de fixação, considera-se que, o problema de otimização, deve considerar apenas as zonas centrais das fileiras, sendo que a sua sombra, afeta as fileiras seguintes de igual modo. Neste sentido, no problema de otimização, não se considera o sombreamento que possa ocorrer entre fileiras que se encontram em diferentes tipos de superfícies.

A correta metodologia para a determinação do efeito do sombreamento em sistemas fotovoltaicos é até aos dias de hoje, um tema bastante discutido. Existe uma panóplia de estudos científicos que recorrem ou desenvolvem, as mais diversas metodologias. Mesmo na área dos softwares de simulação para sistemas fotovoltaicos, é possível encontrar diferentes modelos para a determinação do efeito do sombreamento. O software SolarFarmer 1.0.199.0, por exemplo, usa outros modelos para determinação do efeito do sombreamento que não os usados pelo software *PvSyst* 7.2. A empresa que desenvolveu o software SolarFarmer, não só recorre a outros modelos, mas também refere na sua página web que não concorda com os modelos atualmente utilizados pelo software *PvSyst* [29].

O modelo aplicado na presente metodologia, para a determinação de efeito do sombreamento teve em consideração os resultados experimentais obtidos em [28] e também a metodologia do estudo de [13]. Na presente metodologia, considera-se um modelo simplificado do efeito do sombreamento baseado no posicionamento típico dos díodos *bypass* encontrados nos módulos (Figura 36). Neste modelo, as células fotovoltaicas em sombreamento parcial, bem como as células fotovoltaicas que não se conseguem desconetar eletricamente das células sombreadas através dos díodos *bypass*, deixam de produzir corrente elétrica. Tendo em conta esta condição, considera-se que os módulos em posição retrato, deixam de produzir energia durante todo o período em que os mesmos são afetados por sombreamento, independentemente da área dos módulos afetados. Por outro lado, em posição paisagem, a produção dos módulos depende da altura máxima da sombra no módulo. Para alturas de sombreamento até 1/3 da altura h' do módulo (Figura 36), considera-se que o módulo produz 2/3 em relação ao módulo nas mesmas condições, sem sombreamento. Quando a altura h' da sombra se encontra superior a 1/3 e igual ou inferior a 2/3 da altura do módulo, o mesmo passa a produzir 1/3 da energia. Assim que a altura h' passa os 2/3 da altura do módulo, o mesmo deixa de produzir energia. Este modelo de sombreamento é um modelo pessimista quanto à produção de energia, principalmente quando os módulos se encontram em posição retrato. O modelo, ignora a produção de energia pelos módulos, que ocorre devido à radiação difusa. Por exemplo, o impacto do sombreamento entre fileiras pode ser pouco significativo em dias nebulados, em que a radiação incidente é predominantemente difusa. A potência de produção dum módulo $P_{somb.}$ sobre o efeito do sombreamento pode ser obtido pela equação:

$$P_{somb.} = F_s \times P_{sem\ somb.} \text{ (W)} \quad (3.24)$$

Em que F_s é o fator do efeito do sombreamento e $P_{sem\ somb.}$ a potência do módulo nas mesmas condições, mas sem sombreamento. O F_s , toma o valor entre 0 e 1.

Apesar de ser um modelo que subestima a produção de energia pelos módulos, considera-se que é um modelo adequado para a otimização geométrica das fileiras, já que tende a promover configurações com uma margem de segurança, face as perdas máximas inicialmente previstas. Especialmente relevante torna-se essa margem de segurança em superfícies que não são totalmente planas, nas quais existem maiores incertezas quanto ao impacto real do sombreamento.

3.6.2 Critérios de distanciamento para limitar o efeito do sombreamento

A determinação da distância para limitar o efeito do sombreamento entre fileiras, pode ser baseado em critérios económicos, no impacto no funcionamento elétrico e/ou mecânico, perdas de energia ou a hora do dia em que ocorre o sombreamento. É comum, os projetistas evitarem nos seus projetos o sombreamento, a partir de certas horas do dia.

No presente algoritmo, são utilizados dois critérios para o distanciamento. Um baseado na hora dia em que este ocorre, outro baseado na percentagem de perdas de energia em relação a um sistema nas mesmas condições, sem sombreamento. No critério baseado na hora do dia, é determinada a hora da manhã em que o sombreamento termina e/ou a hora da tarde em que o sombreamento se inicia entre as fileiras. Desta forma, a otimização de toda a área de estudo, é realizada de modo a limitar o sombreamento entre fileiras em alturas específicas. Como a dimensão da sombra entre fileiras numa dada hora do dia depende do dia do ano, o critério baseado na hora do dia é aplicado ao dia do ano em que a altura solar é a mais baixa. Em Portugal este dia é o dia 22 de dezembro. Este é o dia do ano em que a dimensão da sombra de uma fileira sobre outra é maior, pelo que também é o dia com maior tempo

de permanência da sombra de uma fileira sobre a outra. Por outro lado, o critério baseado na percentagem de perdas, é um critério que procura limitar a um valor específico, a quantidade de energia perdida pelo sistema, devido ao efeito do sombreamento. Esta percentagem, é referente à produção de energia de um mês específico, ou referente ao à produção de energia anual do sistema fotovoltaico. Os valores referentes aos critérios de distanciamento, são introduzidos no algoritmo de acordo com o ponto 3.8.

3.7 Produção de energia de uma fileira de módulos fotovoltaicos

Para determinar a energia gerada por um módulo em cada instante, recorre-se a equações de seguimento solar disponíveis na literatura e, a dados de entrada relativamente à configuração das fileiras e das condições locais às quais as estas vão estar sujeitas. Na Figura 37 apresentam-se os passos necessários para a determinação da produção fotovoltaica de um módulo, num determinado instante. Com exceção dos dados que se encontram nos retângulos verdes, todos os restantes, dados precisam ser determinados.

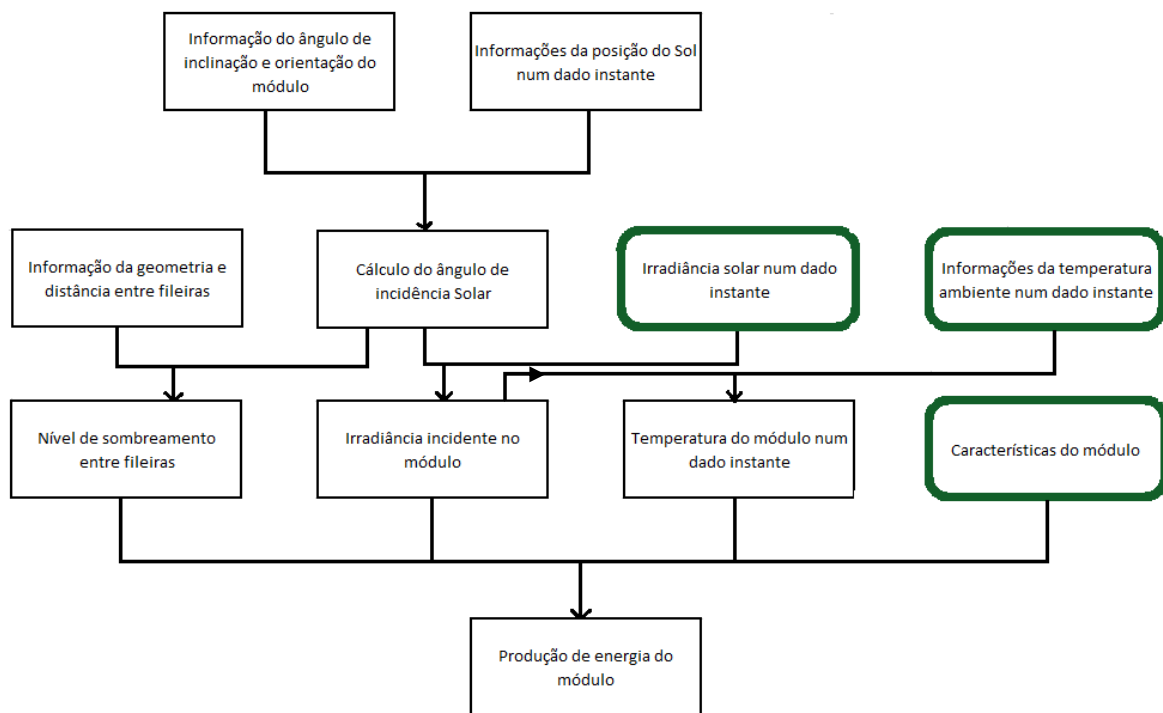


Figura 37 - Fluxograma para determinação da produção solar por um módulo fotovoltaico

3.7.1 Posição do sol em cada instante

Para determinar a posição do sol durante o dia, primeiramente é necessário determinar o ângulo de declinação da Terra δ , e o ângulo horário $\omega_{horário}$. O ângulo de declinação da Terra δ é o ângulo entre a linha que une o centro da terra e o sol com o plano equatorial, enquanto o ângulo horário $\omega_{horário}$, é o ângulo medido entre o meridiano do observador e o meridiano que contém o sol, ambos ilustrados na Figura 38.

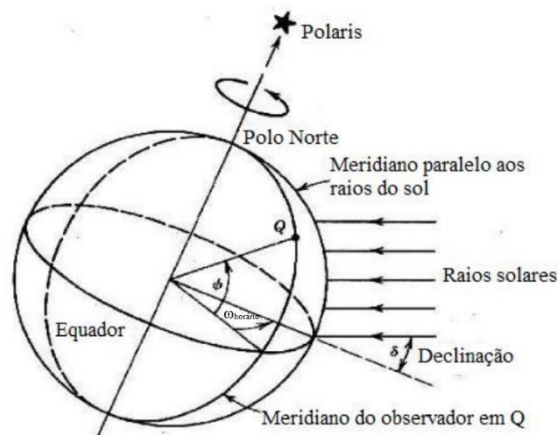


Figura 38 – Ângulo de declinação δ e horário $\omega_{horário}$ [30].

O ângulo de declinação δ , é medido em graus pode ser calculado por meio da equação (3.26). Nesta, o parâmetro Γ , representa o ângulo do dia em radianos, enquanto o ângulo horário $\omega_{horário}$ em graus/hora ($^{\circ}/h$), é determinado como 0° ao meio-dia, sendo que este varia 15° a cada hora do dia:

$$\omega_{horário} = (hora\ local - 12) \times 15^{\circ} \quad (3.25)$$

Em que *horal local* é a hora num dado instante.

Em alternativa a declinação δ pode também ser calculada pela equação (2.5) apresentada do ponto 2.4.1. A equação (3.26) apresenta no entanto menor erro de cálculo (erro $< 0.035^{\circ}$) [31], pelo que é a equação utilizada no presente algoritmo.

$$\delta = \frac{180}{\pi} \times [0.006918 - 0.399912 \times \cos(\Gamma) + 0.070257 \times \sin(\Gamma) - 0.006758 \times \cos(2\Gamma) + 0.000907 \times \sin(2\Gamma) - 0.002697 \times \cos(3\Gamma) + 0.00148 \times \sin(3\Gamma)] \quad (3.26)$$

O ângulo do dia Γ , pode ser determinado pela equação:

$$\Gamma = \frac{2\pi(n - 1)}{365} \quad (3.27)$$

Em que n é o dia juliano [31].

Com base nas equações (3.25),(3.26) e (3.27), conjuntamente com a latitude do local ϕ da área de estudo, é possível determinar o ângulo da altura solar, α (equação (3.28)). Este pode ser definido como o ângulo entre a linha que une o observador e o sol, com o eixo perpendicular a um plano horizontal, ambos ilustrados na Figura 38.

$$\sin \alpha = \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega_{horário} + \sin \delta \times \sin \phi \rightarrow \alpha = \arcsin (\cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega_{horário} + \sin \delta \times \sin \phi) \quad (3.28)$$

3.7.2 Posição do sol em relação a um plano inclinado

A relação geométrica entre um plano com uma orientação específica em relação a Terra e a direção dos raios solares, ou seja, a posição do sol em relação a orientação de um plano pode ser determinada através da relação de ângulos entre os mesmos. A Figura 39 apresenta a relação de alguns destes ângulos entre o Sol e um plano inclinado, onde: β é a inclinação da superfície, θ_z é o ângulo zenital, Z_{sup} é o ângulo azimutal da superfície, Z_{sol} é o ângulo azimutal do Sol, e α é o ângulo da altura solar.

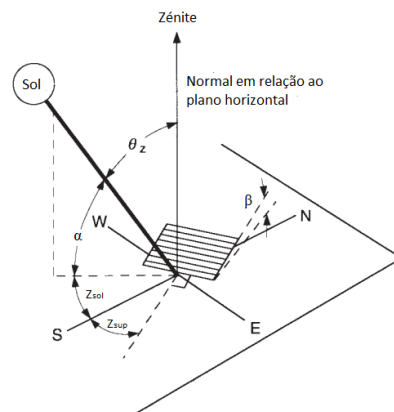


Figura 39 - Relação de ângulos entre a trajetória dos raios solares e uma superfície inclinada. Adaptado de [31]

O ângulo de incidência solar θ , pode ser obtido pela equação (3.29), sendo o ângulo da radiação incidente em relação a uma superfície e a normal desta superfície [31].

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \times \sin \phi \times \cos \beta - \sin \delta \times \cos \phi \times \sin \beta \times \cos Z_{sup} + & (3.29) \\ & \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \beta \times \cos \omega_{horário} + \cos \delta \times \sin \phi \times \sin \beta \times \cos Z_{sup} \times \\ & \cos \omega_{horário} + \cos \delta \times \sin \beta \times \sin Z_{sup} \times \sin \omega_{horário} \end{aligned}$$

O ângulo θ pode eventualmente exceder os 90° em relação a superfície o que iria significar que a radiação incidente incide atrás da superfície. Também quando se recorre a equação (3.29) é preciso de ter em atenção que a Terra não esteja a bloquear os raios solares, ou seja que o ângulo horário $\omega_{horário}$ se encontre no período entre o nascer e por do sol.

3.7.3 Produção de energia de um módulo fotovoltaico sem sombreamento

Na presente metodologia considera-se a produção de um módulo fotovoltaico que não está sujeito a sombreamento depende somente da quantidade de radiação global incidente (W/m^2) e da temperatura do módulo ($^\circ C$).

A radiação incidente no módulo G_g , em W/m^2 , dum dado instante pode ser obtido pela equação (3.30), em que G_{difusa} é a componente difusa e G_{direta} a componente direta da radiação.

$$G_g = G_{difusa} + G_{direta} \quad (3.30)$$

Como a radiação difusa carece de direção, a mesma não depende da orientação dos módulos, no entanto a radiação direta depende do ângulo de incidência dos raios solares. A radiação direta incidente em cada instante pode ser calculado pela equação (3.31), em que I_{direta} é irradiação direta incidente

num plano que se encontra em posição perpendicular em relação aos raios solares. O ângulo θ é em graus.

$$G_{direta} = I_{direta} \times \cos \theta \quad (3.31)$$

A temperatura do módulo, $T_{módulo}$, num dado instante pode ser estimada recorrendo a seguinte equação:

$$T_{módulo} = 20 + 0.035 \times G_g \text{ (}^\circ\text{C)} \quad (3.32)$$

Onde aonde G_g é a irradiação global incidente no módulo fotovoltaico no módulo num dado instante, em W/m^2 .

A potência $P_{módulo}$ de um módulo fotovoltaico, sujeito ao aumento de temperatura em cima dos 25°C pode ser obtido pela equação:

$$P_{módulo} = P_{25} \times [1 - C_T \times (T_{módulo} - 25 \text{ deg})] \text{ (W)} \quad (3.33)$$

Onde P_{25} é a potência do módulo, em W, sobre Condições Padrão (STC), e C_T o coeficiente de temperatura de perdas de potência, em $\%/^\circ\text{C}$.

Como a metodologia apresentada na secção 3.6 considera que só a parte do módulo que não se encontra em sombreamento tem potencial para produzir energia, no cálculo da temperatura dos módulos em sombreamento parcial, considera-se que a parte que recebe a radiação segue o padrão de temperaturas da equação (3.32).

Com base nas equações (3.31), (3.32) e (3.33) e conhecendo eficiência de conversão da radiação e dimensões do módulo é possível estimar a produção fotovoltaica do módulo $P_{sem\ somb.}$, que não se encontra sobre o efeito do sombreamento num dado instante. A equação (3.34) calcula a produção fotovoltaica de um módulo tendo em conta a temperatura do mesmo e a irradiação incidente num dado instante. Em que A_p é a área e $\eta_{módulo}$ do módulo fotovoltaico.

$$P_{sem\ somb.} = (G_{difusa} + I_{direta} \times \cos \theta) \times A_p \times \eta_{módulo} \times [1 - C_T \times (T_{módulo} - 25 \text{ deg})] \text{ (W)} \quad (3.34)$$

3.7.4 Distância da sombra entre fileiras de módulos

A distância da sombra entre fileiras de módulos depende da relação de ângulos entre as fileiras dos módulos é a radiação solar incidente. Quando a fileira dos módulos a orientada para o sul, a distância da sombra ao meio-dia pode ser determinada pela relação entre o ângulo da altura solar α e a altura h_3 da fileira de módulos. Nesta posição o ângulo de incidência solar θ toma o valor 0. Por outro lado, quando o ângulo de incidência solar θ é diferente de 0, a dimensão da sombra da fileira varia de acordo a relação geométrica da altura h_3 com o ângulo de incidência solar θ e o ângulo da altura solar α de um dado instante. A Figura 40 mostra a relação de ângulos entre a radiação solar e as fileiras dos módulos,

na qual D_s é a distância da sombra e α_s o ângulo de sombreamento, que resulta da incidência da radiação no ponto P do plano horizontal e a altura h_3 da fileira.

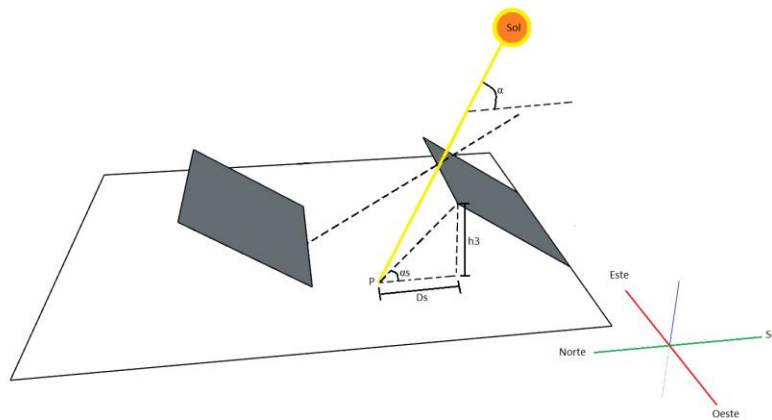


Figura 40 - Distância da sombra entre a fileiras de módulos

Observa-se um desvio da sombra em relação a normal da superfície da fileira devido ao ângulo horário $\omega_{horário}$ e ângulo azimutal da superfície Z_{sup} . Para o mesmo ângulo da altura solar α , quanto maior é a diferença entre ângulo de horário solar $\omega_{horário}$ e o ângulo azimutal da superfície Z_{sup} , menor é o valor da distância D_s . Quando a diferença entre $\omega_{horário}$ e Z_{sup} é de 90° , a distância D_s é zero. Por outro lado, quando essa diferença entre os ângulos é igual a 0, o ângulo da altura solar α é igual ao ângulo do sombreamento α_s ($\alpha = \alpha_s$). Através da equação (3.35) é possível determinar a distância de sombreamento D_s em função da relação dos ângulos $\omega_{horário}$, Z_{sup} e α , sendo os ângulos em graus.

$$D_s = \frac{h_3}{\tan \alpha} \times \cos(|\omega_{horário} - Z_{sup}|) \quad (3.35)$$

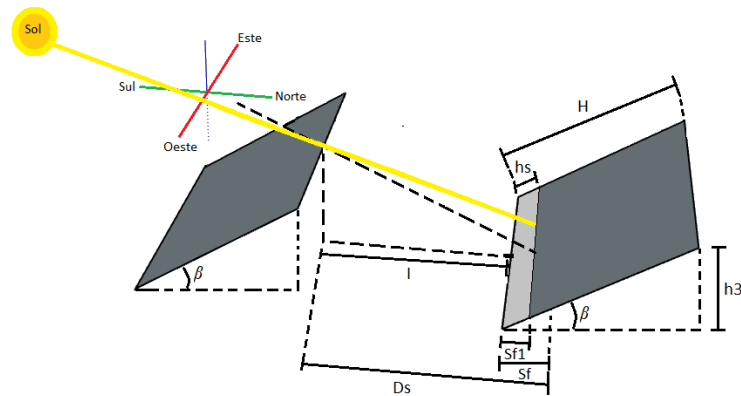
A partir da relação dos ângulos, o ângulo do sombreamento α_s pode ser determinado pela equação:

$$\tan \alpha_s = \frac{h_3}{D_s} = \frac{1}{\frac{1}{\tan \alpha} \times \cos(|\omega_{horário} - Z_{sup}|)} \rightarrow \alpha_s = \tan^{-1}\left(\frac{1}{\frac{1}{\tan \alpha} \times \cos(|\omega_{horário} - Z_{sup}|)}\right) \quad (3.36)$$

As equações (3.35) e (3.36) só são validas para ângulos Z_{sup} superiores a 0 e quando a diferença entre o ângulo $\omega_{horário}$ e o ângulo Z_{sup} é inferior a 90° , ou seja, só para alturas em que a radiação atinge a parte frontal das superfícies dos módulos fotovoltaicos.

3.7.5 Altura da sombra na fileira de módulos

A altura da sombra numa dada fileira depende da distância de sombreamento D_s num dado momento, distância l entre a fileira e da inclinação da fileira. A Figura 41 mostra a relação entre estes parâmetros. O h_s é a altura da sombra na fileira e, S_f é a dimensão da distância D_s que se encontra por baixo da fileira de módulos fotovoltaicos.


 Figura 41 - Altura da sombra h_s nas fileiras de módulos

A altura da sombra pode ser determinada pela equação (3.37), sendo que só é válida para $0 \leq h_s \leq H$, ou seja, quando $H \cos \beta + I \geq D_s \geq I$.

$$h_s = \frac{Sf1}{\cos \beta} = \frac{\tan \alpha s \times Sf}{\tan \beta + \tan \alpha s} = \frac{\tan \alpha s \times (D_s - I \times \cos \omega)}{(\tan \beta + \tan \alpha s) \times \cos \beta} \quad (3.37)$$

Em caso de haver dois ângulos de inclinação β distintos na mesma fileira, é preciso adaptar o cálculo função da altura da h_s da sombra na fileira. Quando $0 \leq h_s \leq H_2$, a altura da sombra h_s pode ser calculada pela equação:

$$h_s = \frac{\tan \alpha s \times (D_s - I \times \cos \omega)}{(\tan \beta_2 + \tan \alpha s) \times \cos \beta_2} \quad (3.38)$$

Quando $H_2 < h_s \leq H_1 + H_2$, a altura da sombra pode ser calculada a partir da equação:

$$h_s = H_2 + \frac{\tan \alpha s \times (D_s - I \times \cos \omega + H_2 \times \cos \beta_2 - \frac{\tan \beta_2 \times H_2 \times \cos \beta_2}{\tan \beta_1})}{(\tan \beta_1 + \tan \alpha s) \times \cos \beta_1} - \frac{\tan \beta_2 \times H_2 \times \cos \beta_2}{\tan \beta_1 \times \cos \beta_1} \quad (3.39)$$

3.7.6 Produção de energia de uma fileira de módulos sob efeito do sombreamento

A produção de energia de uma fileira de módulos sobre o efeito do sombreamento depende da dimensão da sombra h_s , da altura H dos módulos e do fator do efeito de sombreamento F_s . A partir da equação (3.20) é possível calcular o número de módulos sombreados $N_{\text{sombreados}}$.

$$\begin{aligned} N_{\text{sombreados}} &= \frac{h_s}{H} \times N_{\text{vertical}} = \\ &= \frac{h_s}{N_{\text{vertical}} \times D_{\text{vertical}} + (N_{\text{vertical}} - 1) \times D_{\text{Espaçamento}}} \times N_{\text{vertical}} \end{aligned} \quad (3.40)$$

Caso o $N_{sombreeados}$ não for um número inteiro, significa que há módulos em sombreamento parcial. O valor fracionário de $N_{sombreeados}$ representa a percentagem da altura $D_{vertical}$ do módulo em sombreamento parcial. Se $N_{sombreeados} > N_{vertical}$, significa que a sombra excede a altura H da fileira de módulos.

A forma como o F_s afeta a produção dos módulos fotovoltaicos depende da posição dos módulos (retrato ou paisagem) e da altura da sombra no módulo fotovoltaico. De acordo a metodologia definida na secção 3.6, os módulos em sombreamento total não produzem energia fotovoltaica. Por outro lado, em sombreamento parcial a produção de energia dos módulos depende da posição dos mesmos. Em posição retrato, os mesmos deixam de produzir energia elétrica sempre que ocorre sombreamentos sobre os mesmos, enquanto em posição paisagem a produção é afetada pela altura da sombra no módulo. Informações mais detalhadas sobre o efeito do sombreamento na produção fotovoltaica pode ser encontrada na secção 3.6.

Tendo em conta como F_s afeta os módulos em posição retrato, em termos de cálculo pode-se considerar que cada módulo em sombreamento parcial é um módulo em sombreamento total. Neste sentido, quando o módulo se encontra em posição retrato, a parte fracionaria da equação (3.40) é sempre arredondado para cima. Por exemplo, se $N_{sombreeados}$ toma o valor de 4.1, o mesmo é arredondando para o valor inteiro 5. Este valor inteiro arredondado daqui a diante é designado por $Na_{sombreeados}$.

A produção duma fileira com módulos em posição retrato em sob efeito do sombreamento pode ser calculada pela equação (3.41). Em que $P_{retrato}$ é a produção fotovoltaica de uma fileira sob efeito do sombreamento nas quais os módulos se encontram em posição retrato. O $P_{sem\ somb.}$ é a produção fotovoltaica dos módulos que não estão sujeitas ao sombreamento e $M_{horizontal}$, o número de módulos ao longo da linha horizontal da fileira. A equação só é válida para $Na_{sombreeados} \leq N_{vertical}$.

$$P_{retrato} = (N_{vertical} - Na_{sombreeados}) \times P_{sem\ somb.} \times M_{horizontal} \text{ (W)} \quad (3.41)$$

Por outro lado, quando os módulos se encontram em posição paisagem, a parte fracionaria de $N_{sombreeados}$, representa a altura da sombra no módulo em sombreamento parcial e a parte inteira o número de módulos em sombreamento total. De acordo do valor da altura sombra no módulo em sombreamento parcial, é aplicado um fator de F_s . A equação (3.42) apresenta a produção da fileira com módulos quando os módulos fotovoltaicos se encontram em posição paisagem. Nesta, $Ni_{sombreeados}$ representa a parte do valor inteiro de $N_{sombreeados}$. A parte de fracionaria é daqui a diante é designado por $Nf_{sombreeados}$. O valor de Ff_p muda em função do valor $Nf_{sombreeados}$. A equação (3.42) só é válida para $Ni_{sombreeados} + Nf_{sombreeados} \leq N_{vertical}$.

$$P_{paisagem} = (N_{vertical} - Ni_{sombreeados} + Ff_p) \times P_{sem\ somb.} \times M_{horizontal} \text{ (kW)} \quad (3.42)$$

Em que Ff_p é o fator de sombreamento para módulos em posição paisagem que se encontram em sombreamento parcial. O valor deste fator varia entre 0, 1/3, 2/3 e 1, dependendo da altura da sombra no módulo.

3.8 Parâmetros de entrada

Para realizar a otimização geométrica de um sistema fotovoltaico tendo em vista uma dada área de estudo, através de um algoritmo matemático, são necessários um conjunto de parâmetros de entrada. Estes dados, fornecem informações úteis ao nível do sistema fotovoltaico, das condições locais e

delimitam as otimizações a serem realizadas. Neste sentido, apresentam-se nesta secção os parâmetros de entrada, qual que o presente algoritmo recorre, bem como o tipo e origem destes parâmetros. Os parâmetros de entrada, a que o presente algoritmo recorre, podem ser agrupados em cinco categorias, nomeadamente

- meteorológicos;
- da área de estudo;
- das características do módulo fotovoltaico;
- de configuração das fileiras;
- para limitar o efeito do sombreamento.

Alguns destes parâmetros, são medidos ou obtidos localmente, enquanto outros dependem de limitações ou preferências para o projeto.

3.8.1 Parâmetros meteorológicos

O cálculo da energia produzida pelos módulos do ponto 3.7, recorre a dados referentes à irradiação solar (W/m^2) num dado instante. Estes dados, devem no mínimo, ser referentes a um ano completo, de janeiro a dezembro. Para uma maior precisão na otimização geométrica, a escala temporal destes dados, encontra-se preferencialmente entre os 15 e os 60 minutos.

3.8.2 Parâmetros da área de estudo

Para a otimização geométrica das fileiras de módulos na área de estudo, através do presente algoritmo, é necessário proceder à classificação dos diferentes tipos de superfícies que a constituem. Após esta etapa, podem ser determinadas as características de cada superfície, nomeadamente a dimensão da área e a inclinação e orientação das superfícies. Para além desta informação, caso já existam informações prévias sobre a localização e dimensão das distâncias mínimas para realizar manutenções, I_{min} , as mesmas devem ser determinadas. Por fim, deve existir suficiente informação para aplicar a metodologia do ponto 3.5.

Para o cálculo da produção de energia dos módulos fotovoltaicos do ponto 3.7, são necessários ainda os dados referentes à longitude e à latitude local da área de estudo.

3.8.3 Parâmetros das características do módulo fotovoltaico

Entre os diferentes parâmetros elétricos que fazem parte de um módulo fotovoltaico, nos dados de entrada, o presente algoritmo recorre a dados referente à eficiência do módulo (%) e ao coeficiente de temperatura ($\%/^{\circ}C$). Estes parâmetros, são necessários para o cálculo da energia produzida pelos módulos apresentando no ponto 3.7. Para além destes parâmetros são necessárias informações relativamente as dimensões do módulo escolhido para o projeto, nomeadamente o comprimento e largura do módulo fotovoltaico (cm).

3.8.4 Parâmetro de configuração das fileiras

A configuração geométrica que uma fileira pode tomar através das técnicas de otimização, depende das limitações da estrutura de fixação escolhida e das preferências para o projeto. Estas informações têm de ser introduzidas previamente no algoritmo de otimização, a fim de oferecer soluções específicas que se enquadrem no âmbito do projeto em causa. Na Tabela 2, apresentam-se todos os dados de entrada que podem ser introduzidos por um utilizador, para delimitar as configurações das fileiras de módulos.

A coluna “Otimizado pelo algoritmo”, refere-se aos parâmetros que podem ser otimizados, ou não, pelo algoritmo. Por exemplo, o espaçamento entre módulo, é um dado de entrada introduzido pelo utilizador e possui um valor específico. Em nenhum momento, o algoritmo procura modificar este espaçamento para a otimização do mesmo, em função da energia produzida pelo sistema fotovoltaico.

Tabela 2 - Dados de entrada que delimitam as configurações das fileiras de módulos

Parâmetro de entrada	Tipo de dado	Otimizado pelo algoritmo
Posição dos módulos P_m	Opção entre posição retrato e paisagem	Sim
Espaçamento $D_{\text{Espaçamento}}$ entre módulos	Distância em centímetros	Não
Orientação Z_{sup} da fileira	Ângulo em graus (entre -90° e 90°)	Não
Distância I_{min} mínima entre fileiras para realizar a manutenção	Distância em centímetros	Não
Número de ângulos de inclinação por fileira	Números inteiro (entre 1 e 2)	Não
Número de módulos em posição vertical numa fileira de altura H (para estruturas com um só ângulo de inclinação β)	Intervalo de números inteiros (valor máximo e mínimo)	Sim
Ângulo de inclinação β (para estruturas com um só ângulo de inclinação)	Intervalo de valores (valor máximo e mínimo)	Sim
Ângulo de inclinação β_1 e β_2 (para estruturas com dois ângulos de inclinação)	Intervalo de valores (valor máximo e mínimo)	Sim
Número de módulos em posição vertical na parte superior H1 e na parte inferior da fileira H2 (para estruturas com dois ângulos de inclinação)	Intervalo de números inteiros (valor máximo e mínimo)	Sim
Variação da altura h_5 entre sucessivas estruturas de fixação	Intervalo de valores em centímetros	Sim

3.8.5 Parâmetros para limitar o efeito do sombreamento

O limite do efeito do sombreamento, é determinado de acordo com a hora do dia, ou pela percentagem de perdas. Caso se opte por limitar o efeito do sombreamento para uma dada hora do dia, é preciso escolher a hora de manhã e/ou tarde, nas quais não deve ocorrer sombreamento entre sucessivas fileiras. Por exemplo, caso sejam introduzidos os valores das 10h00 às 17h00 horas, o algoritmo vai procurar configurações das fileiras de forma a nunca ocorrerem sombreamentos entre estas horas. Por outro lado, caso se opte por limitar a percentagem de perdas, estas podem ser relativas à produção mensal de um mês específico, à de ano completo. Por exemplo, caso se opte por uma percentagem de perdas máximas devido ao sombreamento de 5% para o mês de dezembro, o algoritmo procura configurações, em que esta percentagem não é ultrapassada, relativamente a produção à fotovoltaica do mês de dezembro.

3.9 Algoritmo de otimização

A otimização da configuração dos módulos pode ser interpretada por um problema matemático de programação geral, tipicamente multivariável e não linear, aplicado a funções objetivo e funções restritas [13] que podem tomar a seguinte forma:

Minimizar (Maximizar) $C(\bar{X})$ em relação a \bar{X} , sujeito a:

$$g_j(\bar{X}) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, me$$

$$g_j(\bar{X}) \leq 0, \quad j = me + 1 \dots, m$$

$$\begin{aligned} X_k &\geq 0, & X_k &\in Z^+, & \forall K &= 1, \dots, i \\ X_k &\geq 0, & X_k &\in R, & \forall K &= i + 1, \dots, n \end{aligned}$$

Onde Z^+ é o conjunto de números naturais, e $C(\bar{X})$ a função objetivo do problema de otimização a resolver. As variáveis problema \bar{X} são os n parâmetros de configuração do sistema ($\bar{X} \geq 0$, números não negativos). Estes parâmetros, variam de forma livre entre limites máximos e/ou mínimos definidos pelas limitações físicas, podendo também ser interrelacionados para satisfazer algumas condições impostas. As limitações representadas por me , são designadas restrições de igualdade, enquanto o intervalo $m - me$, representa as restrições de desigualdade. Algumas das funções de otimização, são caracterizadas por números inteiros. Como por exemplo, o número de fileiras de módulos fotovoltaicos.

A Figura 42 apresenta o fluxograma de como podem ser obtidos os métodos de otimização geométrica de um conjunto de fileiras de módulos que se encontram numa dada área de estudo.

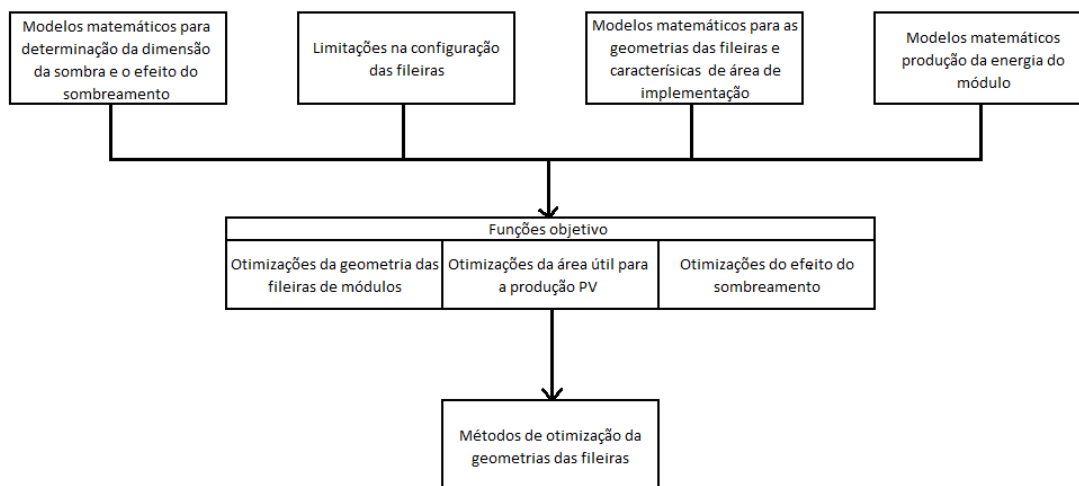


Figura 42 - Fluxograma para a obtenção dos métodos de otimização geométrica

A área de estudo é composta por um tipo superfícies S_i ou um conjunto de superfícies S_i planas, em cada uma tem uma largura L_s , profundidade P_s , ângulo de inclinação ω e orientação Z_{sup} característica. Nestas, fileiras de módulos encontram-se em F fileiras com uma distância I entre as mesmas. As fileiras possuem uma altura H e um comprimento L nas quais os módulos se encontram expostos em N filas e M colunas, com uma inclinação β e com espaçamento $D_{Espaçamento}$ entre os mesmos. Tendo $D_{horizontal}$ e $D_{vertical}$ como a medida dos módulos medidos na horizontal e na vertical nas estruturas de fixação, respetivamente, a altura da fileira H pode ser determinada pela equação (3.19) e a largura L pela equação (3.20).

As variáveis a serem determinados através do problema de otimização são $X = (H, L, \beta, h5, B1, I, F, Pm)$, em que F é uma variável discreta. Todas as variáveis têm um significado físico, neste sentido tem valores não negativos. O problema de otimização pode ser formulado da seguinte maneira:

Maximizar $Q_{saida}(H, L, \beta, h5, B1, I, F, Pm)$

Em relação a:

O problema de otimização é constringido pelas dimensões da área de estudo $A_{implementação}$, pelas dimensões de cada tipo de superfícies S_i que constituem a $A_{implementação}$, pelas condições fronteira entre diferentes tipos de superfícies S_i , pelos limites do efeito de sombreamento e pelas distâncias mínimas para realizar a manutenção I_{min} .

A dimensão da área de estudo é dada por:

$$A_{implementação} = S_i1 + S_i2 + S_i3 + \dots + S_in \quad (3.43)$$

Como a área cada superfície S_i tem uma profundidade Ps e largura Ls característica, temos:

$$A_{implementação} = Ps1 \times Ls1 + Ps2 \times Ls2 + Ps3 \times Ls3 + \dots + Psn \times Lsn \quad (3.44)$$

Caso não haver uma distância mínima para realizar manutenções I_{min} nas fronteiras com outras superfícies que modifiquem a profundidade Ps a ser otimizada para Ps' (Figura 34), os parâmetros que configuram as fileiras encontram-se limitados pelas dimensões de cada tipo de superfície S_i , nomeadamente pela sua profundidade Ps e largura Ls (equações (3.45) e (3.46)). Por outro lado, caso a superfície a ser otimizada passar de Ps para Ps' , a otimização é Ps' realizada em relação a superfície S_i' . Nestes casos o Ps a ser otimizado é Ps' , o S_i a ser otimizado é S_i' e o Ls a ser otimizado é Ls' . Informações sobre a metodologia aplicada no distanciamento e distribuição das fileiras pode ser encontrada no ponto 3.5.

Limite de dimensão das fileiras de módulos em função de Ps :

$$(B1 + I_1) + (B1 + I_2) + \dots + (B1 + I_F) \leq Ps \quad (3.45)$$

$$L_1 + L_2 + \dots + L_F \leq Ls \quad (3.46)$$

Em que F é o número de fileiras que ocupam o espaço da profundidade Ps . Os distanciamentos $I_1 + I_2 + \dots + I_F$ para a profundidade Ps podem ser homogêneos e seguirem um critério único ou heterogênicos com diferentes critérios de distanciamento. Caso a superfície de estudo ter em toda a sua extensão a mesma largura, o comprimento L das fileiras também é mantido idêntico entre as fileiras.

Para superfícies da área de estudo S_i em que a fronteira junta da última fileira de módulos fazer fronteira com outra superfície S_i que pertencente a área de estudo, a superfície da área de estudo é preenchida de forma:

$$P_s = F \times (B1 + I) \quad (3.47)$$

Em que:

$$I = I_{inicial} + \frac{E}{F} \quad (3.48)$$

O $I_{inicial}$ é a distância entre fileiras em função dos critérios I_{min} ou $B2$, e I é a distância final entre fileiras. Esta resulta da distribuição de um excedente E entre os espaçamentos das fileiras. O excedente E é o espaço que sobra na profundidade P_s depois das fileiras se encontrarem distribuídas ao longo da profundidade P_s sobre critério I_{min} ou $B2$.

Quando fronteira junto a última fileira da superfície de estudo S_i a ser otimizada, fazer fronteira com uma área que não pertence a área de estudo, a superfície S_i da área de estudo é preenchida de acordo com a equação:

$$P_s = F \times B1 + (I_{inicial} + \frac{E}{F-1}) \times (F-1) \quad (3.49)$$

Neste caso, a última fileira termina junto a fronteira aonde a área de estudo termina.

Tendo em consideração a metodologia definida ponto 3.6 referente ao efeito do sombreamento, o comprimento L das fileiras não interfere com os parâmetros configuração que afetam as distâncias entre fileiras ($H, \beta, h5, B1, I, F, Pm$), apenas interfere na quantidade de módulos por fileira e consequentemente na quantidade de energia produzida pelas mesmas. Produção fotovoltaica é assim proporcional ao comprimento das fileiras.

Para uma dada profundidade P_s em que ocorrem diferentes tipos de critérios de distanciamento I_{min} entre fileiras, a otimização das fileiras é realizada através da subdivisão da profundidade da superfície em parcelas menores (equação (3.50)). O ponto 3.5 apresenta a metodologia de como a otimização é alcançada nestas situações.

$$P_s = P' + P'' + \dots + P^n \quad (3.50)$$

O espaçamento entre fileiras I tem de ter pelo menos a distância mínima I_{min} e também pelo menos a distância $B2$ (restrição de desigualdade), ou seja:

$$I \geq I_{min} \geq B2$$

Caso a distância $B2$ ser inferior a distância I_{min} , na otimização o intervalo de distâncias é:

$$I_{min} \leq I \leq I_{m\acute{a}x}$$

Para distâncias $B2$ superiores a distância I_{min} , o intervalo de distâncias a ser otimizado é:

$$B2 \leq I \leq I_{m\acute{a}x}$$

Em que o $I_{m\acute{a}x}$ é distância máxima entre fileiras, limitada pelos limites de configuração (depende dos critérios de entrada).

O número de módulos na matriz vertical da fileira $N_{vertical}$ é pelo menos um. Nos dados de entrada pode ser limitado por um número mínimo e máximo.

$$N_{vertical} \geq 1$$

A inclinação dos módulos β pode variar entre os ângulos:

$$0 \text{ deg} \leq \beta \leq 90 \text{ deg}$$

Existe pelo menos uma fileira numa dada profundidade Ps , ou seja:

$$F \geq 1 \in Z^+$$

A variação da altura $h5$, desde a primeira fileira $F1$ até à última fileira Fn numa dada profundidade P varia no sentido crescente, ou seja:

$$h5 \geq 0$$

A posição dos módulos Pm , pode ser em modo retrato ou paisagem. De com a posição do módulo, a altura H varia bem como o fator de sombreamento Fs a ser aplicado, esta vária entre:

$$0 \leq Fs \leq 1$$

Quando o critério de sombreamento selecionado for o critério da hora do dia, e este consistir numa hora específica, a distância entre as fileiras é igual ou a distância $B2$ dessa hora. O dia do ano para o qual a distância $B2$ é determinado é o do dia com a trajetória mais baixa do ano.

$$B2 = \frac{Ds}{\cos \omega} \quad (3.51)$$

Caso o critério horário consistir num intervalo de horas, a distância entre as fileiras final é a distância $B2$ de maior dimensão destas horas.

Quando o critério de sombreamento selecionado for a percentagem de energia anual perdida a distância $B2$ é a distância que limita o efeito do sombreamento ao valor pretendido.

$$\frac{Q_{perdas}}{Q_{saída}} = P_{m\acute{a}x} \quad (3.52)$$

Em que Q_{perdas} é a energia anual perdida devido ao sombreamento entre fileiras, $Q_{saída}$ a energia anual produzida por uma dada área de estudo, e $P_{m\acute{a}x}$ percentagem máxima de energia devido ao efeito do sombreamento.

A quantidade anual de energia produzida Q_{saiada} pelas fileiras dos módulos de uma dada área de estudo é determinada dentro dos limites dos parâmetros mencionados, e pode ser formulado da seguinte maneira:

$$Q_{saiada} = N \times M \times Ap \times [qb + qd + (F - 1) \times (qb^{somb} + qd^{ceu})] \quad (3.53)$$

Onde qb e qd é a energia anual produzida, por metro quadrado, pela primeira fileira da área de estudo através da incidência da irradiação direta e indireta, respetivamente. O qb^{somb} e qd^{ceu} é energia anual produzida, por unidade de área, nas restantes fileiras $(F - 1)$ devido ao sombreamento entre fileiras e redução da porção de céu disponível, através da radiação direta e difusa, respetivamente.

A energia anual produzida pela primeira fileira sem sombreamento (primeira fileira da área de estudo) produzida através da radiação direta, por metro quadrado, é dado por:

$$qb = \sum_{n=1}^{n=365} \sum_{tn}^{tp} I_{direta_n} \times \eta_{módulo} \times (1 - C_T \times (T_{módulo} - 25 \text{ deg})) \times \cos\theta \Delta t \quad (3.54)$$

Em que tn é a hora do nascer do sol, tp é a hora do por do sol e Δt representa o intervalo do tempo, dos períodos entre o nascer até o por do sol, de um ano completo.

A energia anual produzida pelas fileiras que sofrem sombreamento devido a presença das outras fileiras, por metro quadrado, é dado por:

$$qb^{somb} = \sum_{n=1}^{n=365} \sum_{tn}^{tp} F_s \times I_{direta_n} \times \eta_{módulo} \times (1 - C_T \times (T_{módulo} - 25 \text{ deg})) \times \cos\theta \Delta t \quad (3.55)$$

Assumindo se um modelo isotrópico para a radiação difusa, a energia anual produzida pela fileira que não sofre sombreamento (primeira fileira da área de estudo) através da radiação difusa, por metro quadrado, é dada por:

$$qd = \sum_{n=1}^{n=365} \sum_{tnd}^{tpd} F_c \times I_{difuso} \times \eta_{módulo} \times (1 - C_T \times (T_{módulo} - 25 \text{ deg})) \Delta t \quad (3.56)$$

Em que tnd é a hora para o nascer do sol e tpd a hora do nascer do sol para a radiação difusa. O F_c é o fator de configuração em relação a porção de céu disponível. Para qd^{ceu} , que é referente a energia anual produzida pelas fileiras que sofrem sombreamento o F_c , toma o valor de F_c^{ceu} .

O fator de configuração F_c' da primeira fileira que não sofre sombreamento, é determinado por:

$$F_c' = \frac{180 - \beta}{180} \quad (3.57)$$

O fator de configuração F_c'' das fileiras que sofrem sombreamento, é determinado por:

$$Fc'' = \frac{180 - \beta - \tan^{-1}\left(\frac{h3}{I}\right)}{180} \quad (3.58)$$

Em que β é o ângulo de inclinação em graus da fileira dos módulos, $h3$ a diferença de altura conforme definido na Figura 28, e I a distância entre sucessivas fileiras. O Fc toma o valor Fc' ou Fc'' , dependendo se é a primeira fileira que não sofre sombreamento, ou se é uma das fileiras que sofre sombreamento mutuo, respetivamente.

Em caso de a área de estudo ser constituída por vários tipos de superfícies S_i , anual de energia produzida Q_{saiada} é obtida pelo somatório da energia anual produzida de cada superfície Q_{Si} que pertence a área de estudo.

$$Q_{saiada} = Q_{Si1} + Q_{Si2} + \dots + Q_{Sin} \quad (3.59)$$

Para uma dada superfície S_i , nas quais as fileiras possuem dois ângulos de inclinação β (β_1 e β_2) a equação (3.53) é adaptada para:

$$Q_{Si} = N_{\beta_1} \times M \times Ap \times [qb_{\beta_1} + qd_{\beta_1} + (F - 1) \times (qb^{somb}_{\beta_1} + qd^{ceu}_{\beta_1})] + N_{\beta_2} \times M \times Ap \times [qb_{\beta_2} + qd_{\beta_2} + (F - 1) \times (qb^{somb}_{\beta_2} + qd^{ceu}_{\beta_2})] \quad (3.60)$$

Em que N_{β_1} e N_{β_2} são referentes ao número filas de módulos nas fileiras com um ângulo β_1 e β_2 , respetivamente. O cálculo da produção de energia anual divide-se em função do ângulo β_1 ($qb_{\beta_1}, qd_{\beta_1}, qb^{somb}_{\beta_1}$ e $qd^{ceu}_{\beta_1}$) e em função do ângulo β_2 ($qb_{\beta_2}, qd_{\beta_2}, qb^{somb}_{\beta_2}$ e $qd^{ceu}_{\beta_2}$).

Os módulos podem ainda encontrar-se nas superfícies S_i em posição retrato ou em posição paisagem. Dependendo da posição dos módulos, são aplicas diferentes critérios para a determinação do Fs . A equação (3.61) apresenta a o fator de sombreamento Fs_R para módulos em posição retrato. A equação só é válida para $Na_{sombreados} \leq N_{vertical}$.

$$Fs_R = \frac{N - Na_{sombreados}}{N} \quad (3.61)$$

A equação (3.62) apresenta a o fator de sombreamento Fs_P para módulos em posição paisagem. A equação só é válida para $Ni_{sombreados} + Nf_{sombreados} \leq N_{vertical}$.

$$Fs_P = \frac{N - Ni_{sombreados} + Ff_p}{N} \quad (3.62)$$

O valor do Ff_p varia em função de $Nf_{sombreados}$:

$$Ff_p = \frac{1}{3}, \text{ para } 0 < Nf_{sombreados} \leq \frac{1}{3}$$

$$Ff_p = \frac{2}{3}, \text{ para } \frac{1}{3} < Nf_{\text{sombreados}} \leq \frac{2}{3}$$

$$Ff_p = 1, \text{ para } \frac{2}{3} < Nf_{\text{sombreados}} \leq 1$$

Caso a superfície ser otimizada em função de uma só parcela, o fator de sombreamento F_s , com exceção da primeira fileira, é mantida ao longo da superfície S_i , no entanto, caso ser otimizado para múltiplas parcelas, o fator de sombreamento F_s pode variar entre as parcelas. Esta variação deve-se a diferenças entre o distanciamento I entre fileiras.

A otimização energética é alcançada através do método de ataque de força bruta, no qual o algoritmo vai variando os parâmetros dentro das limitações dos parâmetros de entrada e em função da área de estudo. Para cada configuração os módulos são distribuídos de acordo com as funções (3.47) ou (3.49) e é realizado o cálculo da energia anual gerada pelo sistema fotovoltaico. Por fim o algoritmo devolve os parâmetros que maximizam a produção de energia anual.

4 Resultados

4.1 Estudos de casos

Na presente secção são apresentadas três áreas de estudo para as quais se recorreu ao algoritmo para encontrar a configuração das fileiras que otimizam a produção de energia anual. Para observar o efeito dos dados de entrada no resultado final da otimização geométrica, recorreu-se ainda a três conjuntos de configurações de dados de entrada. Obteve-se desta forma, para cada área de estudo, três configurações das fileiras distintas, otimizadas de acordo com cada conjunto configurações de entrada.

Para ter um meio de comparação, e também para verificar a validade dos valores da energia gerada, obtidos a partir do algoritmo de simulação, decidiu-se recorrer ao programa *PvSyst* (versão 7.2.3). Primeiramente recorreu-se ao algoritmo para encontrar a configuração geométrica otimizada, sendo que a mesma foi posteriormente replicada e simulada no programa *PvSyst*. Os estudos de caso e os conjuntos de critério de entrada, permitiram desta forma, testar a funcionalidade do algoritmo, apresentar exemplos de aplicação do algoritmo, bem como a análise dos resultados obtidos.

O algoritmo de simulação da presente dissertação é composto por vários modelos matemáticos, alguns dos quais são conhecidos e amplamente utilizados, enquanto outros foram criados de raiz. Para testar coerência dos novos modelos matemáticas, os mesmos foram sujeitos a múltiplos testes. Em alguns casos foi possível realizar pequenos testes de amostra, que foram realizados com recurso a dados de radiação ou através da replicação dos dados no programa *PvSyst*. A simulação do algoritmo através do programa computacional *Python* foi de grande utilidade para testar os modelos, uma vez que permitiu ao acesso a um vasto número de resultados. Também a comparação dos resultados obtidos através das simulações realizadas pelo algoritmo e depois replicadas em condições semelhantes no programa *PvSyst* ajudou na correção de gralhas contidas no código de *Python*.

Para todos os estudos de casos simulados por meio do algoritmo, bem como através do programa *PvSyst*, recorreram-se a dados radiação global solar (W/m^2) horários medidos via satélite EUMETSAT durante o ano de 2016 para a localização de Lisboa, na latitude de $38,725^\circ$ e longitude de $-9,125^\circ$. A escala temporal de medição dos dados da radiação solar foi de 1 em 1 hora.

O ficheiro meteorológico final utilizado nas simulações, foi obtido a partir dos dados de radiação global do satélite EUMETSAT. Estes dados foram primeiramente carregados num ficheiro meteorológico para o Programa *PvSyst*, e através de um simulador interno, transformados nas componentes de radiação direta incidente num plano perpendicular a radiação solar (I_{direta_n}), e a radiação difusa incidente num plano horizontal (I_{difuso}). O ficheiro meteorológico final, continha estes dados numa escala de tempo de 1 em 1 hora de um ano completo e os dados de temperatura do ar. Como na fórmula utilizada no presente algoritmo de simulação a temperatura do ar ao longo do ano é assumida como 20°C , também no ficheiro meteorológico assumiu-se a mesma temperatura constante do ar. Estes dados, em conjunto dos dados da temperatura do ar, permitiram simular a energia gerada.

A Tabela 3 apresenta as médias mensais dos dados de radiação obtidos a partir do satélite EUMETSAT e a partir do simulador interno do programa *PvSyst*.

Tabela 3 - Médias mensais de radiação obtidos a partir do satélite EUMETSAT e a partir do simulador interno do programa *PvSyst*.

Mês	Radiação Global (W/m^2)	Radiação Difusa (W/m^2) num plano horizontal	Radiação direta (W/m^2) num plano perpendicular a radiação
Janeiro	60830	29622	78573
Fevereiro	89422	34039	121856

Março	146666	47275	175544
Abril	170321	60047	179469
Mai	189390	65630	180498
Junho	229395	61758	244885
Julho	235951	59894	257119
Agosto	215211	55290	242387
Setembro	170350	44641	211743
Outubro	112315	40691	147412
Novembro	69761	31110	95972
Dezembro	65480	23341	122738

A Tabela 4 apresenta o módulo fotovoltaico genérico utilizado nas simulações.

Tabela 4 - Características do módulo fotovoltaico.

Módulo Fotovoltaico	Características
Potência nominal ($P_{máx}$)	380 W
Dimensões	2000×992×35mm
Coeficiente de temperatura ($P_{máx}$)	-0,29/°C
Eficiência	19,15%

A Figura 43 apresenta as áreas de estudo com dimensões de 50 metros por 50 metros sobre as quais a otimização da configuração das fileiras ao nível da produção de energia anual incide. A área de estudo horizontal (Figura 43 -a)) é uma área plana que possui uma zona interdita a implementação do sistema fotovoltaico com 4 metros de largura e 50 metros de comprimento. A área de estudo com inclinação a Sul (Figura 43- b)) é uma área plana com inclinação de 10 graus para o Sul. A área de estudo com orientação Este e Oeste (Figura 43 – c)) é uma área de estudo em que metade da área encontra-se virada para o Este, e outra metade para Oeste. Ambas superfícies possuem uma inclinação de 16 graus.

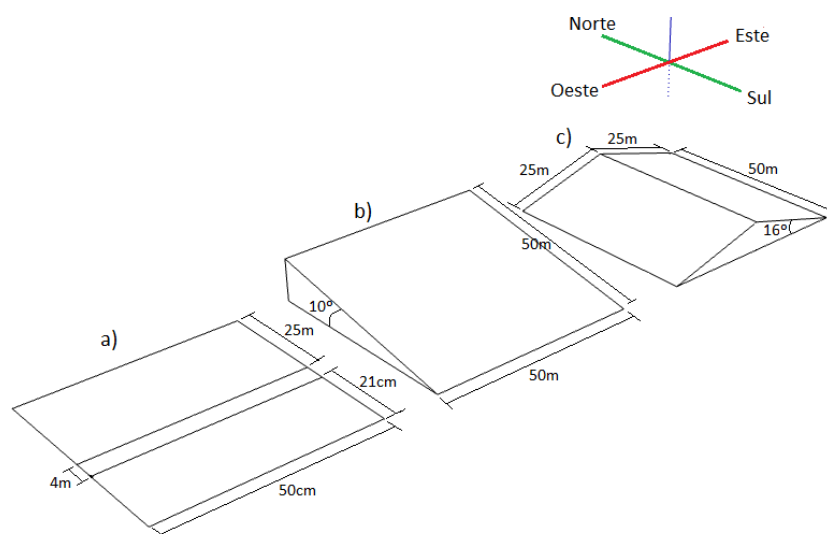


Figura 43 - Área de estudo: a) horizontal, b) com inclinação a Sul e c) com orientação Este e Oeste

A Tabela 5 apresenta três conjuntos de configurações distintas para as fileiras. Desta forma foi possível obter três resultados de otimização para cada uma das áreas de estudo, constituindo um total de

nove otimizações. Em todos os conjuntos de configurações o horário é limitado de forma que não ocorra sombreamento entre as fileiras, em nenhum momento do ano, entre as 10h00 e 16h00 horas. Na prática, basta de determinar o dia do ano em a trajetória do Sol é mais baixa. Para a localização em causa, para uma dada hora, a menor altura solar é registado no dia 22 de dezembro.

O conjunto de configurações permitiu testar as fórmulas matemáticas desenvolvidas para calcular o sombreamento para os módulos em posição de retrato, bem como em posição paisagem. Também permitiu observar o efeito da variação no número de módulos por fileira, dos ângulos dos módulos, das variações da altura h_5 , e o impacto de ter uma ou dois ângulos de inclinação numa fileira.

Tabela 5 – Parâmetros de entrada das estruturas de fixação para cada caso de estudo

Parâmetro de entrada	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3
Posição dos módulos P_m	Retrato	Paisagem	Paisagem
Espaçamento $D_{Espaceamento}$ entre módulos	2 cm	2 cm	2 cm
Orientação Z_{sup} da fileira	0°	0°	0°
Distância I_{min} - mínima entre fileiras para realizar a manutenção	-	-	-
Número de ângulos de inclinação por fileira	2	1	1
Ângulo de inclinação β_1 e β_2 (para estruturas com dois ângulos de inclinação)	$30^\circ \leq \beta_1 \leq 35^\circ$ e $30^\circ \leq \beta_2 \leq 35^\circ$	-	-
Número de módulos N em posição vertical na parte superior H1 e na parte inferior H2 da fileira H2 (para estruturas com dois ângulos de inclinação)	$1N \leq H1 \leq 2N$ e $1N \leq H2 \leq 2N$	-	-
Número de módulos N em posição vertical numa fileira de altura H (para estruturas com um só ângulo de inclinação β)	-	2	$2 \leq H \leq 4$
Ângulo de inclinação β (para estruturas com um só ângulo de inclinação)	-	$20^\circ \leq \beta \leq 45^\circ$	35°
Variação da altura h_5 entre sucessivas estruturas de fixação	0 cm	0 cm	$0 \text{ cm} \leq h_5 \leq 15 \text{ cm}$
Horário sem sombreamento entre fileiras para o dia de 22 de dezembro	[10h-16h]	[10h-16h]	[10h-16h]

A Tabela 6 apresenta os resultados de simulação obtidos através do algoritmo para as três áreas de estudo e em função dos conjuntos de configuração apresentados na Tabela 5. Como na área de estudo horizontal (Tabela 5 -a)), devido a existência de um espaço de manutenção, a área ficou divididos em duas áreas, decidiu-se apresentar os resultados de simulação para cada área. A área com um comprimento de 21 metros é designa do por profundidade 1, enquanto a área com um comprimento de 25 metros é designada por profundidade 2. Além disso, optou-se por considerar apenas os resultados em que a configuração geométrica das fileiras é idêntica entre ambas as profundidades, com exceção da distância I entre as fileiras.

Observa-se na Tabela 6 uma variação dos parâmetros de saída de acordo com o tipo de configuração de entrada. A distribuição das fileiras varia consideravelmente de acordo com o tipo de dados de entrada

e também de acordo com as características da área de implementação. Por exemplo, na área de estudo horizontal, com os dados de entrada da configuração 1, foi possível colocar 650 módulos, enquanto com a configuração 3 apenas foram possíveis colocar 450 módulos. Devido a inclinação, a área de estudo com orientação Sul permitiu a colocação de 950 módulos. Como é de esperar, verifica-se uma relação direta entre o número de módulos e a produção de energia anual. Observa-se que, quanto maior é o número de módulos maior é a produção anual de energia elétrica.

Como nos três conjuntos de configurações, há mais que um dado de entrada que varia, torna-se praticamente impossível de analisar o impacto da variação de um determinado parâmetro de entrada.

Inicialmente previu-se em aplicar o intervalo de variação dos parâmetros de entrada, no entanto, verificou-se que ocorre um aumento exponencial do tempo de simulação, quanto maior é o intervalo de dados dos parâmetros de entrada.

Tal como se observa na Tabela 6, a configuração otimizada de acordo com um dado conjunto de dados de entrada, varia consideravelmente. Por um lado, o algoritmo procura otimizar a produção de cada fileira, enquanto por outro, favorece a colocação do maior número de módulos na área de estudo, dentro dos limites definidos.

Tabela 6 – Resultados da simulação das três áreas de estudo em função dos parâmetros de entrada.

Área de estudo	Parâmetro de Saída	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3
Horizontal	Varição da altura h_5 entre sucessivas estruturas de fixação	-	-	15cm
	Número de módulos N na parte superior da fileira	1	1	4
	Número de módulos N na parte inferior da fileira	1	1	4
	Ângulo inclinação β_1	34°	29°	35°
	Ângulo inclinação β_2	35°	29°	35°
	Número de fileiras F na profundidade de campo 1	3	6	1
	Distância entre fileiras I na profundidade de campo 1	5,04m	2,11m	18,4
	Número total de módulos na profundidade de campo 1	300	300	150
	Total de energia anual $Q_{saída}$ produzida na profundidade de campo 1	221,54MWh	216,48MWh	111,55MWh

	Número de fileiras F na profundidade de campo 2	3	7	2
	Distância entre fileiras I na profundidade de campo 2	6,66m	2,13m	10,73m
	Número de módulos N na profundidade de campo 2	300	350	300
	Total de energia anual Q_{saida} produzida na profundidade de campo 2	217,63MWh	252,54MWh	212,41MWh
Orientação Sul	Variação da altura h5 entre sucessivas estruturas de fixação	-	-	15cm
	Número de módulos N na parte superior da fileira	2	1	3
	Número de módulos N na parte inferior da fileira	2	1	3
	Ângulo inclinação β_1	35°	20°	35°
	Ângulo inclinação β_2	30°	20°	35°
	Número de fileiras F	4	19	5
	Distância entre fileiras I	7,31m	0,77m	6,04m
	Número total de módulos	800	950	500
	Total de energia anual Q_{saida} produzida	587,01MWh	682,64MWh	362,93MWh
Orientação Este e Oeste	Variação da altura h5 entre sucessivas estruturas de fixação	-	-	15
	Número de módulos N na parte superior da fileira	2	1	3
	Número de módulos N na parte inferior da fileira	2	1	3
	Ângulo inclinação β_1	35°	21°	35

Ângulo inclinação β_2	30°	21°	35
Número de fileiras F	3	15	4
Distância entre fileiras I	13,00m	1,58m	9,35m
Número total de módulos	600	750	400
Total de energia anual $Q_{saída}$ produzida	436,45MWh	535,27MWh	291,70MWh

4.2 Comparação entre o algoritmo e PvSyst

Como os modelos matemáticos que interferem no cálculo da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos atuam somente em função dos parâmetros de entrada, considerou-se suficiente utilizar apenas uma área de estudo para a verificação comparação dos resultados de energia anual produzida. Neste sentido, optou-se em replicar, no programa *PvSyst*, os dados de saída obtidos para a área de estudo horizontal (Figura 43 – a)).

Como o algoritmo da presente dissertação, apenas considera as perdas devido a temperatura e ao sombreamento, procurou-se configurar o programa *PvSyst*, de forma que as outras perdas fossem eliminadas ou minimizadas ao máximo. O intuito, foi de reduzir as diferenças nos resultados de simulação, provenientes de fatores que não são considerados no algoritmo.

Do relatório do programa *PvSyst* foram extraídos dados relativos à produção anual de energia, perdas devido a temperatura, perdas devido ao sombreamento e o índice de performance (PR) uma vez que são estes os dados diretamente comparáveis com os resultados do algoritmo de simulação.

De acordo com as características da área de estudo e os resultados das configurações geométricas das fileiras da Tabela 6, as configurações forma replicadas e simulados no programa *PvSyst*. A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos.

Para ter mais informações presentes na comparação dos resultados, configurou-se o algoritmo de forma a calcular a energia anual gerada sem o efeito do sombreamento e a energia anual gerada sem perdas. Estes dados, com o dado da energia anual gerada para cada configuração permitiu calcular os outros parâmetros de saída.

Dos resultados observa-se que a energia anual produzida através da simulação no algoritmo tende a ser maior. Esta informação é, no entanto, insuficiente para uma comparação fidedigna, já que o índice de performance (PR) interfere com este parâmetro de saída. O PR é determinado através da relação entre a energia gerada e a energia que seria gerada caso não ocorressem perdas (em condições ideais). Quanto menor é o PR, menor tende a ser a energia gerada. No caso apresentado, apesar de se verificar perdas maiores devido a temperatura e o sombreamento na simulação realizada pelo algoritmo, o PR é maior, em todas as simulações. Isto deve ser ao fato, de existirem outras fontes de perdas, que não são considerados no algoritmo.

Quanto a energia gerada em condições ideais, ou seja, sem perdas, verifica-se uma maior produção de energia pelo algoritmo. A diferença mínima é de 1,2% e a diferença máxima é de 2.8% em relação aos valores simulados pelo programa *PvSyst*. Estas diferenças podem ter origens nas fórmulas matemáticas utilizadas, devido a um maior ou menor erro de cálculo, ou no processo de tratamento de dados, através utilização de maior ou menor número de casas decimais. Ou então, ter origem em erros introduzidos nos modelos matemáticos durante a programação.

Em relação às perdas devido a temperatura e ao sombreamento também se verifica maiores valores no algoritmo de simulação. Neste caso, estas diferenças são expectáveis já que se recorreu a modelos simplistas, que apresentam maiores erros de cálculo. Dado o *PvSyst* é um programa de amplamente utilizado e conhecido pela qualidade dos dados apresentados é provável que os valores reais sejam próximos dos valores dados por este programa.

Tabela 7 - Resultados das simulações para a área de estudo horizontal obtidos através do *PvSyst* e o algoritmo de simulação.

Área de estudo	Parâmetro de Saída	Configuração	PvSyst 7.2.3	Algoritmo de simulação
Horizontal	Energia anual Q_{saida} produzida	1	421,60MWh	439,17MWh
	Energia anual Q_{saida} sem perdas		466,79MWh	472,28MWh
	Perdas devido a temperatura		3,85%	4,61%
	Perdas devido ao sombreamento		1,58%	2,41%
	Índice de performance (PR)		90,32%	92,99%
	Energia anual Q_{saida} produzida	2	449,38MWh	469,02MWh
	Energia anual Q_{saida} sem perdas		499,93MWh	511,81MWh
	Perdas devido a temperatura		3,81%	4,67%
	Perdas devido ao sombreamento		2,44%	2,98%
	Índice de performance (PR)		89,97%	91,64%
	Energia anual Q_{saida} produzida	3	313,89MWh	333,96MWh
	Energia anual Q_{saida} sem perdas		346,73MWh	356,27MWh
	Perdas devido a temperatura		3,84%	4,71%
	Perdas devido ao sombreamento		2,39%	2,84%
	Índice de performance (PR)		90,53%	93,51%

5 Discussão e Trabalhos Futuros

Neste trabalho pretendeu-se desenvolver um algoritmo que permitisse determinar, a partir de um conjunto de parâmetros de entrada, a configuração das fileiras de módulos que maximiza a produção de energia fotovoltaica anual de uma dada área de estudo. Neste processo de otimização, o algoritmo somente tem em consideração os parâmetros internos dos módulos, ignorando o comportamento elétrico da interligação dos módulos e dos outros componentes que fazem parte de um sistema fotovoltaico.

Para a consecução do objetivo da presente dissertação, foi necessário desenvolver vários modelos matemáticos e critérios que delimitam a utilização do algoritmo. Alguns dos critérios são aplicadas devido as limitações do algoritmo ou incertezas do comportamento do algoritmo, enquanto outros fornecem soluções de como abordar o problema de otimização. Por exemplo, o algoritmo aplica-se somente a áreas planas, no entanto, existe possibilidade de poder ser estendido para áreas com superfícies curvilíneas. Neste sentido, seria de interesse de estudar o comportamento do algoritmo em situações fora dos limites definidos. Eventualmente poderá ser aplicado, sem alterações, a situações não previstas na presente dissertação, enquanto noutras, poderão ser necessários realizar algumas modificações.

Durante todo o desenvolvimento do algoritmo, houve a preocupação de desenvolver um modelo prático, que pudesse ser aplicado em situações concretas. Neste sentido, também se procedeu a delimitar a utilização a um conjunto de regras e procedimentos, que na prática, apenas deveriam ser vistos como um conjunto de instruções. Como o algoritmo é novo e ainda pouco testado, as regras e procedimentos intendem de ser mais sugestivas, do que limitadoras. Também se procurou dividir o desenvolvimento do algoritmo em etapas. Por um lado, pretendeu-se facilitar a compreensão do algoritmo, enquanto noutro, procurou-se apresentar um algoritmo versátil, que facilita as modificações dos modelos matemáticos e/ou dos critérios, sem ter de refazer todo o algoritmo. Por exemplo, os critérios do efeito do sombreamento podem ser modificados, mantendo os modelos de cálculo da sombra e sem alterar a restante estrutura do algoritmo.

Para a otimização geométrica são apresentados um conjunto de técnicas de otimização geométricas, que permitem modificar a configuração das fileiras na área de estudo. A técnica de otimização em que se procura otimizar a produção de energia a partir da posição do módulo, entre paisagem e retrato, é a única técnica de otimização que para além de interferir com a geometria da fileira, também interfere diretamente na produção de energia do módulo fotovoltaico. Apesar de não ser abordado na presente dissertação, o algoritmo também pode ser utilizado na escolha do módulo fotovoltaico. Nesta situação, o algoritmo realiza a otimização geométrica em função de cada módulo a ser considerado para o projeto, e por fim compara os resultados de otimização obtidos. Por exemplo, módulos de diferentes dimensões podem permitir mais ou menos módulos a serem implementados na área de estudo, o que pode ter um impacto significativo na produção anual de energia pelo sistema. Também diferenças nas eficiências dos módulos ou do coeficiente de temperatura, podem ter impactos na produção.

O modelo geométrico híbrido apresentado no ponto 3.3, é um modelo versátil que pode ser utilizado tanto em áreas planas, bem como em áreas inclinadas. O modelo ainda pode ser adaptado a situações em que se procedeu a terraplanagem ou a redução da inclinação das superfícies entre as fileiras de módulos. Esta capacidade, sugere que este modelo poderá eventualmente ser utilizado em terrenos ondulados, quando a ondulação é no sentido do espaço ocupado entre fileiras. Apesar de na dissertação não se ter abordado, seria de interesse de estudar o comportamento do modelo geométrico para este tipo de superfícies.

Através do modelo geométrico, são ainda permitidas soluções geométricas com dois ângulos de inclinação, na parte superior e inferior na fileira. Nesta configuração, a extremidade superior da parte inferior da fileira encontra-se junto a parte inferior da extremidade inferior da parte superior da fileira,

como se houvesse uma dobradiça a unir estas extremidades. Desta forma nunca ocorre sombreamento entre módulos da mesma fileira. Considerou-se que configurações em que possam ocorrer sombreamento mútuo nos módulos da mesma fileira não são vantajosas, no entanto, não se realizaram testes a verificar a veracidade desta consideração.

O modelo de sombreamento apresentado, que determina a distância da sombra projetada de uma fileira foi testado manualmente, através do cálculo teórico da projeção da sombra para uma dada configuração de uma fileira e a replicação da geometria da fileira na secção “Sombras próximas” do programa de simulação *PvSyst*. Desta forma foi possível conferir que os valores são praticamente idênticos. E de referir que o modelo de projeção de sombra utilizado pelo algoritmo, não tem em conta as extremidades das fileiras, que devido a inclinação da sombra ao longo do dia, podem estar menos sombreados que os módulos no centro das fileiras. Como no presente algoritmo de simulação, as fileiras mantêm a configuração ao longo de toda a sua extensão (configuração típica encontrada nos projetos), considerou-se que fazia sentido executar a otimização em função das zonas mais afetadas pelo sombreamento, e considerar que toda a fileira é uniformemente sombreada. Para modificar o modelo de sombra de forma a diferenciar a projeção da sombra nas extremidades da fileira, basta incluir a geometria entre o ângulo dos raios solares e a linha da fileira. Possivelmente será o suficiente dividir o modelo em três modelos separados, um para o centro e um para cada extremidade. Caso houver o intuito em utilizar o modelo em outro tipo de aplicações, pode ser de interesse de procurar este tipo de abordagem.

No caso dos modelos que determinam o efeito do sombreamento, já no processo do desenvolvimento dos mesmos teve-se a consciência que os mesmos são bastante rudimentares, e que com grande probabilidade os mesmos iriam sobrestimar a efeito do sombreamento. Dos resultados obtidos na Tabela 7, através da comparação de resultados entre o algoritmo de simulação e o programa *PvSyst*, foi possível verificar esta tendência. Apesar de à primeira vista, as diferenças não impactarem substancialmente o resultado a energia anual produzida, esta diferença pode agravar-se quando se opte por horários em que ocorre maior permanência de sombras entre as fileiras. Também o modelo que determina o efeito da temperatura do módulo, apesar de ser um modelo conhecido, é um modelo simplista que aparenta sobrestimar o efeito da temperatura. Neste sentido, seria de interesse realizar uma série de testes entre o programa *PvSyst* e o algoritmo de simulação a fim de verificar-se o modelo do efeito do sombreamento e da temperatura poderão ser utilizados, sem ignorar configurações que potencialmente produzem mais energia, ou se terão de ser substituídos com outros.

Face à forma como o algoritmo foi utilizado na simulação, considera-se que a abordagem relativamente a determinação da distância I entre fileiras poderia ser modificada a fim de melhorar a capacidade do algoritmo em encontrar a configuração que maximiza a produção anual de energia. Na presente dissertação, a distância I é determinada em função da altura solar a uma dada altura ano e em função da configuração das fileiras (limitado o efeito do sombreamento). O problema deste método de determinação, é que ignora todas as soluções em que o efeito do sombreamento excede o limite definido, mesmo quando o aumento do efeito do sombreamento é reduzido, e seja possível colocar mais uma fileira, ou configurações com mais módulos. Uma forma de contornar esta situação, seria de colocar um intervalo de valores para a altura solar, em vez de um valor fixo. O valor inferior do intervalo de valores, seria um valor mínimo definido pelo utilizador e o máximo, o valor inicialmente previsto para a altura solar. Caso não ocorra aumento do número de módulos com os valores mínimos, a solução final será em função do valor máximo. Outro aspeto que poderia ser modificado, é do algoritmo em vez de devolver apenas um resultado final, devolver todas as configurações em que a produção de energia seja próxima (percentualmente) da configuração que maximiza a energia anual. Desta forma, em vez de uma solução, há um leque de opções que podem ser considerados para o projeto em causa.

Através dos resultados obtidos na Tabela 6 foi possível observar as capacidades do algoritmo em maximizar a energia gerada, em função da área de estudo e dos parâmetros de entrada. De acordo com a metodologia definida o algoritmo calcula todas as combinações de sistemas possíveis de obter através dos parâmetros de entrada, e compara a energia gerada de cada configuração, a fim de devolver a configuração que maximiza a energia anual. Uma das desvantagens neste tipo de processo de cálculo é o tempo de computação, sendo que o mesmo aumenta de forma exponencial, quanto mais variáveis de entrada estiverem envolvidas e quanto maior é a amplitude dos mesmos.

Uma das potencialidades do algoritmo é de poder ser utilizado em áreas de estudo constituídas por múltiplas superfícies, sendo que o mesmo não só procura soluções que procuram maximizar a energia gerada de cada tipo de superfície, mas também tem a capacidade determinar interações entre as superfícies, de modo a devolver as soluções geométricas que maximiza a produção de energia do conjunto de superfícies envolvidas. Neste processo, a configuração das fileiras, pode ser mantida idêntica entre as superfícies, ou variarem entre superfícies. Também neste caso, o tempo despendido para chegar a solução final aumenta quanto mais superfícies e configurações das fileiras estiverem envolvidas. Outra das potencialidades do algoritmo é realizar a maximização energética em função espaços de manutenção, sendo que estes, podem ser parcialmente ou totalmente transformados em distâncias de sombreamento. É de notar que, no presente trabalho, só foram considerados distâncias de manutenção que possuem larguras constantes e que são paralelas à fileira de módulos. Neste sentido, seria de interesse de, em futuros trabalhos, serem testados as capacidades de configuração do algoritmo para distâncias de manutenção que possuem outro tipo de formatos.

Ao nível da otimização geométrica, o algoritmo pode ser utilizado tanto como ferramenta para encontrar soluções que maximizem a energia gerada, tanto como ferramenta de comparação entre dois ou mais tipos de configurações de fileiras. Por exemplo, o algoritmo pode ser usado como ferramenta de comparação entre o sistema previsto a ser implementado e a configuração que maximiza a produção de energia anual.

Da forma como o algoritmo foi delineado na dissertação, considera-se que o mesmo adequa-se mais como ferramenta de otimização geométrica do que de cálculo para a energia gerada. Para a determinação da energia gerada, seria necessário reformular os critérios de sombreamento, e ter-se em conta os parâmetros elétricos da interligação dos módulos entre si e outros componentes.

Em função do que foi mencionado anteriormente, conclui-se que grande parte dos softwares de dimensionamento fotovoltaicos existentes no mercado, poderiam beneficiar das funcionalidades que o algoritmo oferece. Será, no entanto, necessário testar e eventualmente adaptar o algoritmo, as mais diversas situações que se possam encontrar numa área de estudo.

6 Bibliografia

- [1] IEA, “World Energy Outlook 2020 – Analysis,” 13 Outubro 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. [Acedido em 05 05 2021].
- [2] T. Kerekes, E. Koutroulis, S. Eyigun, R. Teodorescu, M. Katsanevakis e D. Sera, “A practical optimization method for designing large PV plants,” *2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, p. 2051–2056, 2011.
- [3] Studio Lanzoni, “Impianto fotovoltaico cos come funziona e quali sono i vantaggi.,” [Online]. Available: <http://www.lanzonistudio.it/impianto-fotovoltaico-cose-come-funziona-e-quali-sono-i-vantaggi/>. [Acedido em 23 01 2021].
- [4] L. A. Hecktheuer, “Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos,” Rio Grande do Sul, 2001.
- [5] Portal Energia, “Portal Energia - Tudo sobre energias renováveis,” 25 09 2020. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/paineis-solares-mais-eficientes-2/>. [Acedido em 15 02 2021].
- [6] HiSoUR - Arte Cultura Exposição, “Tecnologia de células fotovoltaicas de junção múltipla,” 2019 04 03. [Online]. Available: <https://www.hisour.com/pt/multi-junction-photovoltaic-cell-technology-39624/>. [Acedido em 10 01 2021].
- [7] NationalStandards Authority of Ireland, “Making and documentation requirements for Photovoltaic Modules,” 2017. [Online]. Available: https://shop.standards.ie/preview/258932822267.pdf?sku=860328_SAIG_NSAI_NSAI_2046784. [Acedido em 20 02 2021].
- [8] Canadian Solar Inc., “High efficiency mono perc module,” 09 2018. [Online]. Available: https://renlight.com.br/wp-content/uploads/2019/03/m%c3%93dulo_placa-fotovoltaica_painel-solar_canadian-solar-cs3u-370ms_-datasheet_renlight-energy.pdf. [acedido em 20 07 2021].
- [9] Instituto Federal de Educação, Ciências e Tecnologia, “Energia solar fotovoltaica, Unidade III - Módulos fotovoltaicos,” 12 2014. [Online]. Available: <https://portal.ifrn.edu.br/>. [Acedido em 11 02 2021].
- [10] E. Kandemir, N. S.Cetin e S. Borekcic, “A comprehensive overview of maximum power extraction methods for PV systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 93-112, 10 2017.
- [11] K. Ishaque e Z. Salam, “A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 475-488, 03 2013.
- [12] A. Woyte, J. Nijs e R. Belmans, “Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results,” *Solar Energy*, vol. 74, n° 3, p. 217–233, 2003.

- [13] D. Weinstock e J. Appelbaum, “Optimization of Solar Photovoltaic Fields,” *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 131, nº 3, 2009.
- [14] H. Kazem, A. Alwaeli, M. Chainchan e K. Mani, “Effect of Shadows on the Performance of Solar Photovoltaic,” *Mediterranean Green Buildings & Renewable Energy*, p. 379–385, 2016.
- [15] N. Heringer, “Modelagem de Arranjo Fotovoltaico com Sombreamento Parcial para Referência de Emuladores Estáticos,” Brasil, 2016.
- [16] A. Iliceto e R. Vigotti, “The largest PV installation in Europe: Perspectives of multimegawatt PV,” *Renewable Energy*, vol. 15, nº 1-4, pp. 48-53, 1998.
- [17] E. Días-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrilho e J. Cidrás, “Influence of the PV modules layout in the power losses of a PV array with shadows,” 2014.
- [18] F. Martínez-Moreno, J. Muñoz e E. Lorenzo, “Experimental model to estimate shading losses on PV arrays,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 94, nº 12, p. 2298–2303, 2010.
- [19] S. S. A. Freitas, “Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos,” , Bragança, 2008.
- [20] SunFields Europe, “Radiação, Geometria, Viagem Óptica, Irradiance e HSP,” 2019. [Online]. Available: https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/#Radiacion_Solar_La_energia_del_sol. [Acedido em 05 05 2021].
- [21] J. Duffie e W. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Process*, New York: WILEY, 1980.
- [22] C. Gonzalez, “Photovoltaic array loss mechanisms,” *Solar Cells*, vol. 18, nº 3-4, p. 373–382, 1986.
- [23] F. Santos, A. Bühler, N. Filho e D. Zambra, “A importância da determinação do espectro da radiação local para um correto dimensionamento das tecnologias de conversão,” 10 2015.
- [24] Y. Charabi, M. Rhouma e A. Gastli, “Siting of PV power plants on inclined terrains,” *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 35, nº 9, p. 834–843, 2014.
- [25] PvSyst, “PVSyst 7 Help,” [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/help/>. [Acedido em 10 08 2021].
- [26] P. Lynn, *Electricity from Sunlight: an Introduction to Photovoltaics*, Hoboken: Wiley, 2010.
- [27] ESDEC, “ESDEC - Innovative Mounting Systems,” [Online]. Available: <https://eu.esdec.com/pt-pt/home/>. [Acedido em 20 06 2021].
- [28] Festo, “Formación para la industria 4.0,” [Online]. Available: <https://automatismoindustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/diodo-de-bypass-modulo-fotovoltaico/>. [Acedido em 15 06 2021].

- [29] SolarFarmer, “PVsyst Emulation, SolarFarmer Documentation.” [Online]. Available: https://dnvgldocs.azureedge.net/SolarFarmer_v1_0_209_0/CalcRef/Introduction/PVsystEmulation.html. [Acedido em 21 05 2021].
- [30] D. Souza e G. Tapia, “Análise do sombreamento entre painéis fotovoltaicos,” Brasil, 2018.
- [31] J. Duffie e W. Beckman, Solar Radiation. In: Solar Engineering of Thermal Process, vol. 4, New Jersey: WILEY, 2013.