



**Otimização da geometria do refletor de um sistema de
Concentração Solar para a Suécia e Portugal**

João Pedro Saraiva Ricardo

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientadores: Prof. João Filipe Pereira Fernandes
Prof. Paulo José da Costa Branco

Júri

Presidente: Prof. Célia Maria Santos Cardoso de Jesus
Orientador: Prof. João Filipe Pereira Fernandes
Vogal: Prof. João Paulo Neto Torres

Junho 2019

Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Resumo

Com crescente preocupação dos efeitos das alterações climáticas e a necessidade de substituir as fontes de energia fósseis, o investimento associado às fontes de energia renováveis tem vindo a aumentar, com especial destaque na energia fotovoltaica. A energia fotovoltaica de concentração é uma das tecnologias solares utilizadas que recorre à utilização de refletores concentradores para aumentar a radiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos. Exemplo deste tipo de tecnologia é o concentrador fotovoltaico-térmico *PowerCollector*TM desenvolvido pela empresa SOLARUS, que possui um refletor com geometria *MaReCo*TM (a sigla vem do inglês *Maximum Reflector Concentration*TM), otimizado para a Suécia. Propõe-se com o presente trabalho a otimização deste refletor para quatro países em localizações geográficas diferentes (Portugal, Suécia, México e São Tomé e Príncipe) e consequente comparação dos seus desempenhos com o do *MaReCo*TM. Para tal, é desenvolvido um modelo ótico-elétrico que, dadas a geometria do refletor (definida por uma função polinomial), a inclinação do painel, a irradiância e posição solar, calcula a potência recebida pelas células fotovoltaicas. Com dados referentes a cada país utiliza-se um algoritmo de otimização, NSGA-II, para otimizar a inclinação do painel e os parâmetros do polinómio que define o refletor, de forma a minimizar o seu comprimento e maximizar a energia absorvida pelas células fotovoltaicas. Em suma, a geometria *MaReCo*TM é a de menores dimensões em relação às soluções apresentadas e a solução otimizada para a Suécia absorve mais energia que a geometria *MaReCo*TM, em cerca de 6,7%, ao fim de um ano.

Palavras-chave: *MaReCo*TM, Otimização, Refletor, Tecnologia Solar Concentradora.

Abstract

With the increasing concern about the effects of climate change and with the need of replacing fossil fuel's energy sources, investment in renewable energy sources is increasing, with emphasis on photovoltaics technologies. Concentrating photovoltaic energy is one solar technology that uses concentrator reflectors to increase the solar radiation incident on the photovoltaic modules. Example of this is the photovoltaic-thermal concentrator *PowerCollector*TM developed by the company SOLARUS, that has a reflector with a MaReCoTM (*Maximum Reflector Concentration*TM) geometry, optimized for Sweden. The present work proposes the optimization of this reflector for four countries in different geographic locations (Portugal, Sweden, Mexico and São Tomé and Príncipe) and the comparison of their optimized performances with that of *MaReCo*TM. For this, an optical-electric model is developed that, given the geometry of the reflector (defined by a polynomial function), the panel inclination, irradiance and solar position, calculates the power received by the photovoltaic cells. With data referring to each country an optimization algorithm, NSGA-II, is used to optimize the panel inclination and the reflector polynomial parameters, to minimize its length and to maximize the energy absorbed by the photovoltaic cells. In sum, the MaReCoTM geometry is the reflector with smaller dimensions than the optimized solutions. The geometry optimized for Sweden can absorb more energy than the MaReCoTM geometry (+6,7%) after one year.

Keywords: Concentrating Solar Technology, MaReCoTM, Optimization, Reflector.

Agradecimentos

Quero agradecer a todas as pessoas que me acompanharam durante a realização deste trabalho.

Em primeiro lugar aos meus dois orientadores, o professor João Fernandes e professor Paulo Branco que sem eles não seria possível o trabalho realizado. Toda a disponibilidade e ajuda incansável foram fundamentais para o objetivo ter sido atingido com sucesso.

À minha família pelo apoio soberbo em todo o meu percurso académico, principalmente desde que entrei no Instituto Superior Técnico. Sempre senti que as minhas alegrias eram as deles, atenuando sempre as tristezas e os períodos mais difíceis, o que me motivou sempre a fazer mais e melhor.

A todos os meus colegas presentes nos gabinetes que ajudaram com foco quando era necessário e com convívios quando era necessário descontraír.

A todos os meus amigos que fiz no IST pois sem eles era impensável estar onde estou agora, o apoio e a amizade que recebi durante estes 5 anos e meio são impagáveis.

A todos os meus amigos com quem não consegui estar tão presente desde que entrei no IST mas que não foi por isso que deixaram de me apoiar e acompanhar o meu percurso sempre presentes quando mais precisei.

Por fim agradeço à minha namorada Inês pois passamos pelo mesmo juntos. Para além dos professores que me orientaram a tese foi quem mais acompanhou o desenvolvimento do trabalho. Lidou com as minhas frustrações e desânimos com incentivo e conforto. É a minha melhor amiga e por isso muito obrigado.

Índice

Declaração.....	I
Resumo.....	III
Abstract	V
Agradecimentos.....	VII
Lista de Figuras	XI
Lista de Tabelas.....	XIII
Lista de Símbolos	XV
Lista de Acrónimos	XVII
1. Introdução.....	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Estrutura da Tese.....	2
2. Estado da Arte.....	3
2.1. Efeito fotovoltaico.....	3
2.2. Tecnologia Solar Fotovoltaica.....	4
2.2.1. Circuito Elétrico Equivalente de um Célula Fotovoltaica	4
2.2.2. Curva Corrente-Tensão	5
2.2.3. O Efeito da Irradiância e da Temperatura nas Células	6
2.3. A Tecnologia de Concentração Fotovoltaica	7
2.3.1. Sistemas de Concentração da Energia Solar (CSP).....	7
2.3.2. Sistemas de Concentração Fotovoltaica (CPV).....	9
2.4. SOLARUS PowerCollector TM e o seu Sistema de Concentração Solar	11
3. Modelo Ótico-Elétrico	13
3.1. O Refletor.....	15
3.2. Radiação Solar	16
3.3. Validação do Modelo	18
4. Algoritmo de Otimização.....	21
5. Resultados da Otimização.....	25
5.1. Resultados para Portugal.....	25
5.1.1. Otimização para um dia de Inverno e de Verão.....	27
5.1.2. Otimização da energia anual absorvida.....	28

5.1.3.	Uniformidade da radiação absorvida	29
5.2.	Resultados para a Suécia	31
5.2.1.	Resultado para um dia de Inverno e de Verão	31
5.2.2.	Otimização da energia anual absorvida	33
5.3.	Resultados para o México	34
5.4.	Resultados para São Tomé e Príncipe	35
5.5.	Comparação dos Resultados.....	36
6.	Conclusões	41
7.	Trabalho Futuro	43
	Bibliografia.....	45
	Anexo	47

Lista de Figuras

Figura 1-Efeito fotovoltaico (adaptado de [5]).....	4
Figura 2-Circuito Equivalente de uma célula fotovoltaica	5
Figura 3-Curva I-V e P-V em STC.....	6
Figura 4-Curva I-U para diferentes Irradiâncias	7
Figura 5-Curva I-U para diferentes temperaturas	7
Figura 6 - Sistema de Canal Parabólico (adaptado de [8])	8
Figura 7-Sistema de Canal Fresnel (adaptado de [9]).....	8
Figura 8-Sistema de Disco Parabólico (adaptado de [11])	9
Figura 9-Concentração solar em sistemas CPV.....	9
Figura 10 - Esquema lateral do PowerCollector™ da SOLARUS (adapatado de [16])	11
Figura 11-Reflexão de um raio solar	14
Figura 12-Demonstração geral do funcionamento do modelo.....	14
Figura 13- Fluxograma do modelo utilizado	14
Figura 14-Refletor e célula fotovoltaica.....	15
Figura 15-Exemplo de um refletor não válido com 3 zeros.....	15
Figura 16-Exemplo de um refletor não válido com a concavidade para baixo.....	15
Figura 17-Azimute e altitude solar	16
Figura 18-Ajuste da posição do Sol quando o painel está inclinado.	17
Figura 19-Exemplo da distribuição dos raios solares no modelo	18
Figura 20-Exemplo de uma simulação do SolTrace com um ângulo solar de 60°.....	19
Figura 21-Fluxograma do algoritmo de otimização NSGA-II.....	21
Figura 22-Fator de Forma.....	23
Figura 23-Exemplo do cálculo da uniformidade	23
Figura 24-Curva de Pareto para a última geração com funções objetivo da equeção (21)	23
Figura 25-Zona climática dos locais escolhidos para otimização (adaptada de [18]).....	25
Figura 26-Curva de Pareto da otimização no Inverno e Verão.....	27
Figura 27-Geometria otimizada para um dia de Verão e Inverno em Portugal e a geometria MaReCo da SOLARUS	28
Figura 28-Curva de Pareto para otimização do ano inteiro em Portugal	28
Figura 29-Refletores otimizados para Portugal e a geometria MaReCo da SOLARUS.....	29
Figura 30-Plano de Pareto para a otimização do ano inteiro com 3 funções objetivo	30
Figura 31-Visão a duas dimensões do plano de Pareto (Energia x Fator de Forma)	30
Figura 32-Visão a duas dimensões do plano de Pareto (Energia x Uniformidade)	30
Figura 33-Refletores dos resultados das otimizações para Portugal e a geometria MaReCo da SOLARUS ..	31
Figura 34-Curva de Pareto para um dia de Inverno e Verão na Suécia	32
Figura 35-Refletor otimizado para um dia típico de Inverno e de Verão na Suécia e a geometria MaReCo da SOLARUS	33

Figura 36-Curva de Pareto para a otimização da energia anual absorvida	33
Figura 37-Refletores das diferentes otimizações para a Suécia e a geometria MaReCo da SOLARUS	34
Figura 38-Curva de Pareto da otimização para o ano inteiro no México	34
Figura 39-Refletor otimizado para o México e a geometria do MaReCo TM da SOLARUS	35
Figura 40-Curva de Pareto da simulação para o ano inteiro para São Tomé e Príncipe	35
Figura 41-Refletor otimizado para o ano inteiro para São Tomé e Príncipe	36
Figura 42-Refletores otimizados para cada país	37
Figura 43-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano em Portugal	37
Figura 44-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano na Suécia	38
Figura 45-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano no México	39
Figura 46-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano em São Tomé e Príncipe	39

Lista de Tabelas

Tabela 1-Validação dos valores obtidos no modelo em comparação com os valores do SolTrace	19
Tabela 2-Validação dos valores do modelo com variação da inclinação do painel para um ângulo solar de 10°	19
Tabela 3- Variáveis de decisão e os seus limites	22
Tabela 4- Valores de altitude solar em graus(°) para Portugal dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (10/1/2019).....	26
Tabela 5-Valores de azimute em graus(°) para Portugal dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (10/1/2019).....	26
Tabela 6-Comparação entre as geometrias	27
Tabela 7-Comparação entre as geometrias MaReCo e a otimizada para o ano inteiro.....	28
Tabela 8-Resultados para Portugal com a otimização da uniformidade	30
Tabela 9-Valores das diferentes geometrias para o ano inteiro em Portugal	31
Tabela 10-Carateristicas dos diferentes refletores na Suécia.....	32
Tabela 11-Carateristicas do refletor otimizado para o ano inteiro com o MaReCo da SOLARUS	33
Tabela 12-Carateristicas do refletor otimizado para o México e o MaReCo da SOLARUS	35
Tabela 13-Carateristicas dos refletores para São Tomé e Príncipe.....	36
Tabela 14-Fatores de forma paras as diferentes geometrias	36
Tabela 15-Concentração na célula solar para o refletor otimizado para São Tomé e Príncipe na Suécia com o painel inclinado a 60°	40

Lista de Símbolos

A	Área da célula solar [m ²]
A_a	Área da abertura do concentrador [m ²]
CO_2	Dióxido de carbono
E	Energia absorvida pelas células fotovoltaicas por unidade de comprimento [Wh/m]
FC_{geo}	Fator de concentração geométrico
FF	Fator de Forma (Fill Factor)
$f(x)$	Função polinomial que define o refletor
G	Irradiância [W/m ²]
G_a	Irradiância incidente na abertura do concentrador [W/m ²]
G_{cell}	Irradiância incidente na célula recetora [W/m ²]
G_r	Irradiância de referência [W/m ²]
I	Corrente [A]
I_{cc}	Corrente de curto-circuito [A]
I_D	Corrente do díodo [A]
I_f	Corrente foto-gerada [A]
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência [A]
I_S	Corrente de saturação [A]
k	Constante de Boltzman
$M1$	Número de interseções na primeira metade das células
$M2$	Número de interseções na segunda metade das células
n	Fator de idealidade
N	Número de raios
N_b	Número de interseções nas células fotovoltaicas inferiores
n_{dia}	Número do dia no ano
N_{hit}	Número total de interseções nas células fotovoltaicas
N_s	Número de interseções nas células fotovoltaicas superiores
$P_{absorvida}$	Potência absorvida pelas células fotovoltaicas por unidade de comprimento [W/m]
P_{MP}	Ponto de máxima potência [W]
P_{raio}	Potência por raio por unidade de comprimento [W/m]
q	Carga do eletrão [C]
T	Temperatura da célula [K]
V	Tensão [V]
V_{ca}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência [V]
X_0 a X_{10}	Coefficientes dos polinómios relativos ao grau (parâmetros que definem o refletor)

α	Ângulo solar no plano xz [°]
α_s	Altitude solar [°]
η	Rendimento
γ	Azimute [°]
θ_t	Inclinação do painel (<i>tilt</i>) [°]
A	Área da célula solar [m ²]
A_a	Área da abertura do concentrador [m ²]

Lista de Acrónimos

<i>CPV</i>	<i>Concentrador Fotovoltaico</i>
<i>CPVT</i>	<i>Concentrador Híbrido Fotovoltaico e Térmico</i>
<i>CSP</i>	<i>Concentrador de Energia Solar</i>
<i>HCPV</i>	<i>Concentrador Fotovoltaico de Alta Concentração</i>
<i>LCPV</i>	<i>Concentrador Fotovoltaico de Baixa Concentração</i>
<i>MaReCoTM</i>	<i>Maximum Reflector ConcentrationTM</i>
<i>MCPV</i>	<i>Concentrador Fotovoltaico de Média Concentração</i>
<i>NSGA-II</i>	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
<i>STC</i>	<i>Condições normais de teste</i>
<i>1M3P</i>	<i>Modelo de um díodo e três parâmetros</i>
<i>1M5P</i>	<i>Modelo de um díodo e cinco parâmetros</i>
<i>CPV</i>	<i>Concentrador Fotovoltaico</i>

1. Introdução

O desenvolvimento e crescimento da civilização implica uma grande procura de energia. Desde a revolução industrial que a humanidade está dependente de energia não renovável, como o gás natural, o carvão e o petróleo. Os usos excessivos destas energias provocaram a escassez das mesmas para um futuro sustentável e pôs em causa a saúde do nosso planeta e consequentemente o futuro da humanidade. As emissões de CO₂ *per capita* em todo o mundo entre os períodos de 2006 a 2010 e de 2011 a 2017, segundo a *International Energy Agency*, aumentou 3,72%. O aquecimento global é uma realidade e por isso 195 países comprometeram-se pelo Acordo de Paris a diminuir as emissões de CO₂ adotando medidas tais como o aumento da participação de energias renováveis na produção de energia [1]. O Sol é por isso fundamental pois todas as fontes de energia da Terra derivam da energia solar [2].

A capacidade instalada das energias renováveis teve o maior aumento anual em 2017, a capacidade total instalada foi 9% maior que em 2016. As energias renováveis representam cerca de 70% da capacidade instalada para a produção de energia em 2017, isto deve-se ao facto do melhoramento da competitividade do custo da energia solar e eólica. A energia solar liderou neste aspeto contando com cerca de 55% de capacidade instalada em 2017, sendo maior do que a capacidade adicionada, em conjunto, dos combustíveis fósseis e energia nuclear [3].

A energia renovável que está diretamente relacionada com a radiação solar é a energia fotovoltaica. A conversão de energia solar para eletricidade é feita através da tecnologia solar fotovoltaica que é conseguida através das células fotovoltaicas, que com base no efeito fotovoltaico, depois de estarem expostas à luz, produzem uma corrente elétrica. As tecnologias das células fotovoltaicas têm vindo a desenvolver-se onde o objetivo tem sido melhorar a relação entre eficiência energética e o preço. Existem 3 gerações de tecnologia da célula fotovoltaica [4]. A energia fotovoltaica de concentração é uma variante da energia fotovoltaica que, para além de possuir as células fotovoltaicas, possuem também componentes óticos, com seguimento solar, para concentrarem a radiação solar numa área específica para que um fluido seja aquecido. O vapor resultante é utilizado para movimentar as pás de uma turbina que estará acoplada a um gerador que transforma energia mecânica em energia elétrica.

Também se pode aproveitar a energia solar aquecendo fluidos, como por exemplo a água para uso doméstico, e denomina-se por energia solar térmica. Para a produção de energia neste caso recorre-se a coletores solares com uma cobertura de vidro opaca à radiação infravermelha de modo a provocar efeito de estufa no interior do mesmo.

Contudo existem métodos de produção de energia que procuram juntar as melhores características das apresentadas anteriormente. Os painéis fotovoltaicos térmicos (CPVT) são um exemplo disso mesmo e são capazes de produzir energia elétrica e térmica. A SOLARUS, empresa sueca, baseou-se neste tipo de tecnologia para desenvolver o seu *PowerCollectorTM*.

1.1. Objetivos

O *PowerCollectorTM* da SOLARUS é um sistema de concentração híbrido fotovoltaico e térmico (CPVT) com capacidade para produzir energia térmica e elétrica recorrendo às tecnologias de concentração. O refletor deste sistema apresenta uma geometria do tipo MaReCoTM (a sigla vem do inglês Maximum Refletor ConcentrationTM) e consiste num sistema de calha parabólica assimétrico, onde o refletor é um espelho de alumínio. O MaReCoTM

é um refletor de um sistema de concentração solar desenvolvida para a Suécia com isto torna-se interessante o estudo do desempenho do sistema de concentração noutros países, analisando assim a sua versatilidade, e desenvolver outras geometrias para sistemas de concentração e comparar com o desenvolvido pela SOLARUS. Posto isto os objetivos são os seguintes:

- Desenvolver um modelo em *MATLAB* que permite simular o desempenho de um refletor num sistema de concentração fotovoltaica;
- Otimizar a geometria do refletor e a inclinação do painel solar para um dia típico de Verão e Inverno para Portugal e Suécia comparando com a geometria MaReCoTM do *PowerCollectorTM* da SOLARUS;
- Otimizar a geometria do refletor e a inclinação do painel solar para o ano inteiro para Portugal, Suécia México e São Tomé e Príncipe comparando com a geometria MaReCoTM do *PowerCollectorTM* da SOLARUS;
- Analisar o desempenho de todas as geometrias anualmente otimizadas e a geometria MaReCoTM com a variação da inclinação do painel para os diferentes países (Portugal, Suécia México e São Tomé e Príncipe).

1.2. Estrutura da Tese

Esta dissertação de mestrado está organizada em 6 capítulos. O primeiro capítulo, corresponde à introdução do tema, onde se apresenta o tema e objetivos do trabalho.

No segundo capítulo, corresponde ao estado da arte, é desenvolvido o tema da energia solar fotovoltaica, descrevendo o efeito fotovoltaico e tecnologia solar fotovoltaica. Neste capítulo também são apresentados Sistemas de concentração, destacando-se os sistemas de concentração da energia solar (CSP) e os sistemas de concentração fotovoltaica (CPV). No fim deste capítulo é apresentado o *PowerCollectorTM* da SOLARUS e o seu sistema de concentração solar.

No terceiro capítulo o modelo ótico-elétrico em *MATLAB* é desenvolvido. O objetivo deste modelo é simular a quantidade de energia absorvida pelo painel fotovoltaico. Neste capítulo são explicadas várias características do modelo tais como, a definição do refletor, considerações com a posição e irradiância solar, cálculo das interseções com a célula solar e cálculo da energia absorvida pelo painel. Neste capítulo é também onde o modelo desenvolvido é validado.

No quarto capítulo apresenta-se o algoritmo NSGA-II, que se utilizou para a otimização dos refletores, e o seu procedimento. São desenvolvidas as características da otimização, tais como as variáveis de decisão, que representam os dados a otimizar, e funções objetivo, que classificam o desempenho dos elementos no algoritmo.

No quinto capítulo são apresentados os resultados das otimizações. Podemos observar neste capítulo os refletores otimizado e a energia absorvida para um dia típico de Verão e Inverno para Portugal e Suécia. Também se observa os refletores otimizados para o ano inteiro para Portugal, Suécia México e São Tomé e Príncipe e por fim compara-se os desempenhos de todas as geometrias anualmente otimizadas e a geometria MaReCoTM nos quatro países variando a inclinação do painel.

No sexto capítulo é o capítulo das conclusões retiradas depois de realizado o trabalho e também propostas de trabalho futuro que é possível desenvolver.

2. Estado da Arte

2.1. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é o processo em que a energia proveniente da luz é convertida em eletricidade pelas células fotovoltaicas. K.Zweibel [5] explica este efeito, pela libertação de elétrons quando uma célula fotovoltaica é atingida por uma luz com energia suficiente para o efeito.

Uma célula fotovoltaica pode absorver, refletir ou ser atravessada pela luz que a atinge. Quando esta luz tem baixa energia é absorvida pelo sólido, provocando a vibração dos átomos, sem a passagem de bandas, aumentando assim a temperatura na célula e a energia dos elétrons. Como este novo nível de energia não é estável, os elétrons voltam aos seus níveis de energia anteriores, libertando a energia ganha por calor. Contudo, se a luz incidente tiver uma maior energia, este é arrancado do seu cristal, criando assim um buraco, e o respetivo par elétron-buraco. O elétron e o buraco podem percorrer livremente a rede cristalina.

Uma barreira de potencial presente na célula separa elétrons livres dos buracos criados pela luz, evitando a sua recombinação. Esta barreira cria a separação das cargas e consequentemente gera uma diferença de tensão.

Existem várias formas de modificar a barreira de potencial numa célula solar. Uma delas é alterar ligeiramente o cristal para que o material seja diferente nos dois lados da separação. Esta alteração consiste em usar um dopante para que se introduza uma impureza dadora no cristal puro. Este cristal terá um elétron de valência a mais que os átomos pelo qual este é composto, existindo assim um elétron sem ligação para partilhar. Este elétron livre, não tendo um buraco correspondente, faz com que se comporte como um membro permanente da condução do cristal, contribuindo ativamente para a corrente elétrica. Este tipo de cristal dopado com dadores é conhecido do tipo n pois tem cargas negativas livres [5].

Ao usar um dopante aceitador num cristal puro, o dopante terá um elétron de valência a menos que os átomos pelos quais é formado o cristal, havendo um buraco que se pode mover livremente como os elétrons da banda de condução. Este tipo de material dopado é denominado de tipo p devido à presença de cargas positivas livres.

Posto isto, se a luz tiver energia suficiente quando atinge uma célula fotovoltaica irá formar-se um par buraco-elétron. Se esse par for formado do lado tipo p da junção, o elétron perde rapidamente a sua liberdade pois vai recombinar-se com o buraco já existente. As células fotovoltaicas são dimensionadas para que este elétron, em vez de se recombinar com um buraco de novo, chegue à junção onde o elétron é acelerado através da barreira, devido ao desequilíbrio de cargas. Do lado do tipo n , este elétron não se pode recombinar, pois não há buracos livres para que tal aconteça, assim preservando a sua energia. Desta forma é dificultada a sua passagem ao lado do tipo p pois teria de resistir à repulsão do campo de junção. Já o buraco deste par mantém-se no lado tipo p onde dificilmente se recombinará com um elétron, não conseguindo passar pela barreira de junção pois é também repellido [5].

Os pares elétrons-buracos gerados no lado do tipo n têm um comportamento semelhante ao anteriormente descrito, mas de forma inversa. Os elétrons ficam do lado do tipo n , sendo repellidos pela barreira potencial (Figura 1). A iluminação e a separação de cargas causam um excesso de cargas negativas não combinadas do lado do tipo n e buracos em excesso do lado do tipo p , provocando um desequilíbrio de carga na célula. Assim, ao ligar os dois terminais da junção por meio de um circuito elétrico externo, a corrente flui pelo circuito [5].

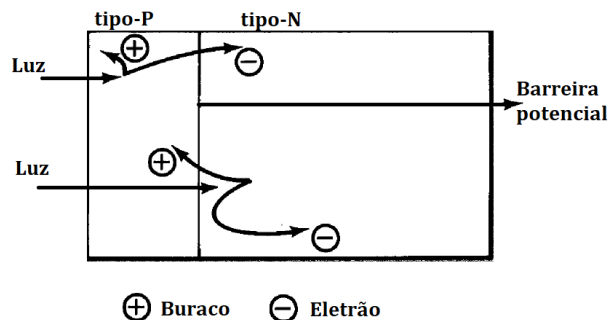


Figura 1-Efeito fotovoltaico (adaptado de [5])

A energia de banda proibida (G_{ap}) de um semicondutor é a quantidade de energia que um fóton necessita ceder a um elétron para que este passe da banda de valência para a banda de condução, criando um par elétron-buraco. A corrente gerada é influenciada pelo valor da energia G_{AP} , pois quanto maior for esta energia, menor será a zona disponível do espectro eletromagnético que permite a formação dos pares elétrons-buracos. Já a tensão de circuito aberto da célula solar é proporcional à energia da banda proibida [5].

A eficiência de uma célula fotovoltaica está relacionada com a largura de banda do semicondutor pela qual é constituída, sendo conhecida como limite de eficiência Shockley Queisser, e foi calculado pela primeira vez por William Shockley e Hans Queisser em 1961 [6]. Atualmente o máximo de eficiência do limite Shockley Queisser é de 33% para qualquer célula de junção única.

2.2. Tecnologia Solar Fotovoltaica

Através do efeito fotoelétrico as células fotovoltaicas são as principais responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica. As células de silício cristalino são as mais comuns no mercado, com 87% de share global [4], e as primeiras a serem desenvolvidas com base no efeito fotoelétrico. Desde então que são desenvolvidas outras células com materiais diferentes, como a tecnologia de filmes finos, de segunda geração, que têm importância devido ao seu baixo custo de produção apesar de ter um rendimento de conversão menor. Esta geração é principalmente produzida com Telureto de Cádmio ou Silício amorfo [4] que possuem características específicas, como uma capacidade melhorada de absorver a luz e de permitirem a utilização de uma menor quantidade de material para a sua produção [7].

2.2.1. Circuito Elétrico Equivalente de um Célula Fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica que não se encontra exposta a irradiação solar pode ser representada como se de um díodo se tratasse. A corrente da célula, I_D , relaciona-se com a sua tensão, V , através da equação de Shockley [4]:

$$I_D = I_S \left(e^{\frac{V}{n \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (1)$$

onde I_S é a corrente inversa de saturação do díodo, n é o seu fator de idealidade e V_T é a tensão térmica que é dada pela razão entre a constante de Boltzmann, k , e a carga do eletrão, q , vezes a temperatura da célula em graus Kelvin, T , [4] (2):

$$V_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (2)$$

Na presença de irradiação solar, uma célula fotovoltaica pode ser modela por uma fonte de corrente em paralelo com o díodo, como indicado na Figura 2. A relação entre a tensão e corrente pode ser dada pela expressão (3), onde I é a corrente de saída da célula e I_f é a corrente fotogerada [4].

$$I = I_f - I_S \left(e^{\frac{V}{n \cdot V_T}} - 1 \right) \quad (3)$$

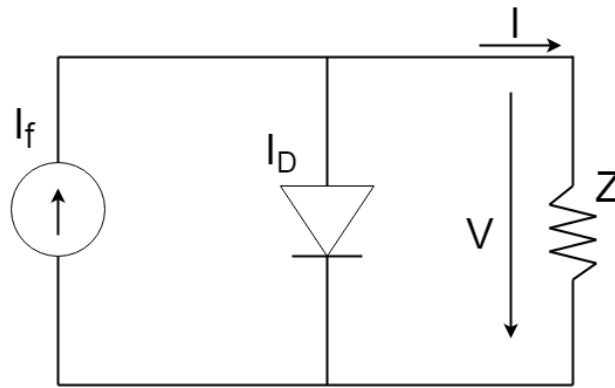


Figura 2-Circuito Equivalente de uma célula fotovoltaica

Em curto circuito, a corrente de curto-circuito, I_{CC} , da célula é igual a I_f , sendo possível medir a corrente fotogerada através deste ensaio.

$$\begin{cases} V = 0 \\ I_D = 0 \\ I = I_f = I_{CC} \end{cases} \quad (4)$$

O ensaio em curto-circuito permite a determinação dos parâmetros n e I_S da célula, (5).

$$\begin{cases} I = 0 \\ V_{ca} = n \cdot V_T \cdot \ln \left(1 + \frac{I_f}{I_S} \right) \\ I_S = \frac{I_{CC}}{e^{\frac{V_{ca}}{n \cdot V_T}} - 1} \end{cases} \quad (5)$$

2.2.2. Curva Corrente-Tensão

Com o objetivo de se estudar o funcionamento das células fotovoltaicas utilizaram-se os circuitos elétricos, descritos anteriormente, pelos quais são deduzidos modelos matemáticos que retratem o comportamento das células. Para as células de silício cristalino, existem modelos que descrevem com detalhe todas as características das mesmas, salientando os modelos de um díodo e 3 parâmetros (1M3P) e de um díodo e 5 parâmetros (1M5P),

onde o primeiro é um modelo mais simplificado e o segundo mais complexo [4]. Estes modelos têm como finalidade, por exemplo, representar a curva corrente-tensão (I-U), Figura 3, obtida experimentalmente em condições de teste normais (STC- Standard Test Conditions), onde as condições de irradiância, G, e temperatura, T, são de 1000W/m² e 25°C respectivamente, o que facilita um estudo mais detalhado sobre os pontos de funcionamento da célula.

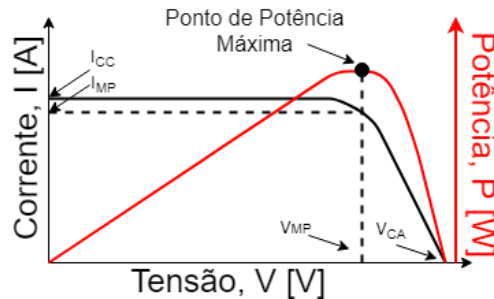


Figura 3-Curva I-V e P-V em STC

A relação entre a corrente e a tensão, geradas ou aplicadas na célula, entre o curto-circuito e o circuito aberto, é representada graficamente pela curva característica I-U. A partir desta, consegue-se identificar os valores típicos, tanto para a tensão como corrente, em determinados pontos de funcionamento

O ponto de potência máxima, P_{MP} (6), é o produto da corrente pela tensão no ponto de potência máxima, I_{MP} e U_{MP} , e como o próprio nome indica é o ponto de funcionamento da célula onde esta atinge a sua potência máxima.

$$P_{MP} = I_{MP} \cdot U_{MP} \quad (6)$$

O *Fill Factor* (FF) é dado pelo o quociente entre a potência-pico, P_{MP} e o produto entre a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto (7) [4]. Quanto maior for este fator, maior será a produção da célula. As células de silício em uso comercial apresentam um fator de forma entre os 0,7 e 0,85 [4].

$$FF = \frac{P_{MP}}{I_{cc} \cdot V_{ca}} \quad (7)$$

O produto entre a área da célula, A, e a irradiância incidente, G, corresponde à potência que incide na célula fotovoltaica. O rendimento da célula nas condições de referência, η , é igual ao quociente entre a potência máxima produzida e a potência correspondente à irradiância incidente (8):

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \quad (8)$$

2.2.3. O Efeito da Irradiância e da Temperatura nas Células

A produção elétrica dos painéis fotovoltaicos depende de certos fatores, nomeadamente da temperatura e da irradiância. Para uma temperatura da célula constante, estas produzem mais energia quando maior for a irradiância incidente na mesma. Como se pode verificar na Figura 4, o aumento da irradiância, G, aumenta a corrente de curto-circuito da célula e, conseqüentemente, a potência produzida aumenta também com a irradiância.

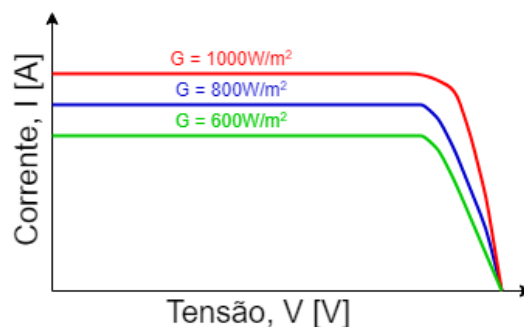


Figura 4-Curva I-U para diferentes Irradiâncias

O mesmo não acontece com a temperatura. Como se pode ver pela Figura 5, com o aumento da temperatura a corrente de curto-circuito praticamente fica inalterada porém a tensão de circuito aberto diminui consideravelmente, ou seja, quanto maior for a temperatura menor será a potência produzida pela célula.

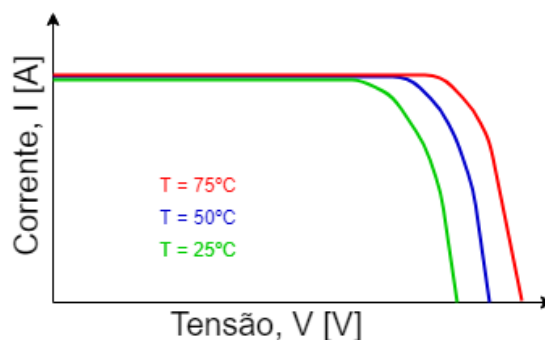


Figura 5-Curva I-U para diferentes temperaturas

2.3. A Tecnologia de Concentração Fotovoltaica

2.3.1. Sistemas de Concentração da Energia Solar (CSP)

Os sistemas CSP são alternativos aos painéis fotovoltaicos para a produção da energia elétrica. Estes sistemas geram a sua energia elétrica a partir de um ciclo térmico em que a irradiação solar é concentrada num determinado ponto. Esta concentração de irradiação tem como objetivo aquecer um determinado fluido de trabalho que será utilizado, por exemplo, numa turbina acoplada a um gerador onde se gerará energia elétrica [4]. Com este princípio de funcionamento existem dois grupos diferenciados: focagem em linha (sistemas de canal parabólico e de Fresnel) e focagem em ponto (sistemas de disco parabólico).

2.3.1.1. Sistemas de Focagem em Linha

Estes sistemas são característicos por concentrarem a radiação solar ao longo de uma linha de foco, onde se encontra o objeto que se pretende aquecer. Os sistemas de canal parabólico correspondem ao tipo de tecnologia de concentração num estado de desenvolvimento mais avançado.

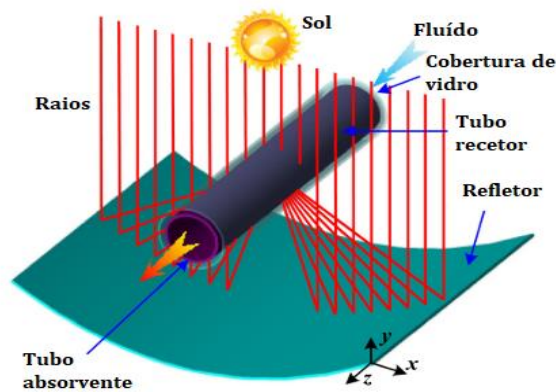


Figura 6 - Sistema de Canal Parabólico (adaptado de [8])

A estrutura deste tipo de sistemas é constituída por espelhos retangulares curvados, em forma de parábola, para concentrar toda a irradiação ao longo de um tubo receptor por onde passa um fluido de trabalho (Figura 6). Uma das desvantagens destes sistemas é a necessidade de irradiação solar direta. Para maximizar a quantidade de radiação solar concentrada é necessário o uso de um sistema de seguimento de posição solar (1 eixo), atingindo uma relação de concentração entre 70 e 100 vezes [4]. Note-se, também, que o fator de concentração é afetado negativamente pelas condições climáticas quando estas não são ideais, como por exemplo, o dia estar nublado.

Os sistemas de canal de Fresnel (Figura 7) têm também como princípio de funcionamento o de concentrar a irradiação solar para uma linha de focagem. A principal diferença desta tecnologia para a anteriormente apresentada é a forma dos espelhos: são retangulares quase planos. Esta diferença faz com que esta tecnologia seja economicamente mais apelativa que a anterior, pois os espelhos possuem uma menor complexidade e reduzidos custos [4]. Os espelhos são providos de um sistema de seguimento da posição solar (1 eixo) e a estrutura também inclui um tubo receptor por onde flui um fluido de trabalho, que passa ao estado de vapor e seguidamente é enviado para um grupo turbina-gerador [4].

Neste último caso as temperaturas atingidas pelo fluido são mais baixas, o que implica uma menor quantidade de energia elétrica produzida em comparação com o sistema de canal parabólico. O facto dos sistemas de Fresnel não terem décadas de funcionamento como os sistemas de canais parabólicos e a desvantagem da energia produzida são desvantagens que têm impedido a disseminação dos sistemas Fresnel [4].

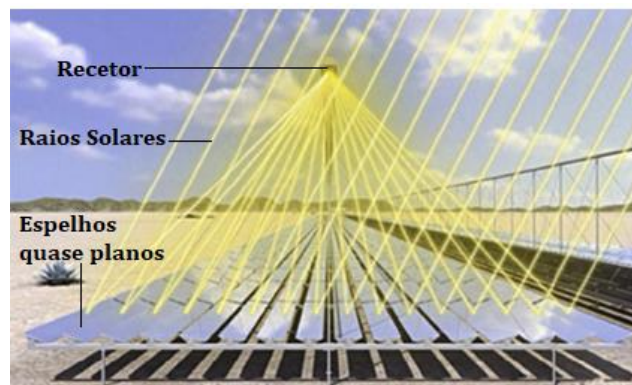


Figura 7-Sistema de Canal Fresnel (adaptado de [9])

2.3.1.2. Sistemas de Focagem em Ponto

Este tipo de sistemas tem um princípio de funcionamento semelhante aos sistemas de focagem linear, mas aqui a concentração é totalmente focada num único ponto [10]. Os sistemas de disco parabólico são um exemplo deste tipo de sistemas e são caracterizados pelo seu concentrador de forma parabólica. Neste caso, o recetor e o sistema de produção elétrica estão ligados e montados no ponto para o qual toda a concentração da radiação é feita. No recetor encontra-se o fluido de trabalho que é aquecido e usado no processo de geração de energia elétrica [4].

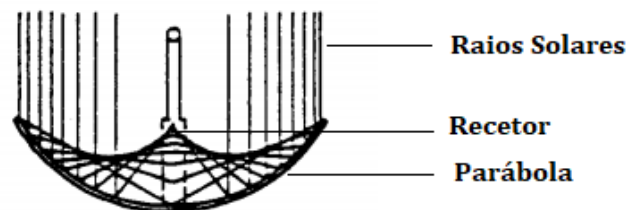


Figura 8-Sistema de Disco Parabólico (adaptado de [11])

2.3.2. Sistemas de Concentração Fotovoltaica (CPV)

Com o objetivo de minimizar os custos de produção de energia elétrica a partir de células fotovoltaicas, surgiu uma variante dos sistemas fotovoltaicos convencionais que é a tecnologia CPV. Esta tecnologia recorre à tecnologia de concentração solar, concentrando a radiação solar na área de um elemento ótico, que por sua vez concentra essa mesma irradiação para uma área menor de um módulo fotovoltaico (Figura 9). Desta forma é possível aumentar a densidade de irradiação por área, reduzindo o número de células fotovoltaicas necessárias para produzir a mesma quantidade de energia elétrica. Assim, é necessário um concentrador para redirecionar a irradiação solar incidente para os módulos fotovoltaicos, sendo os mais comuns atualmente, os refletores (espelhos) e os refratores (lentes de Fresnel) de baixo custo.

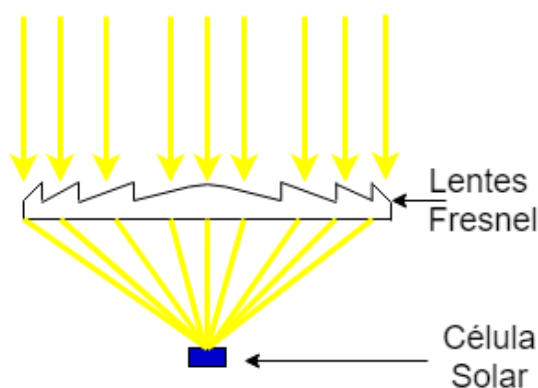


Figura 9-Concentração solar em sistemas CPV

Uma das maiores desvantagens deste tipo de tecnologia são as elevadas temperaturas a que ficam sujeitos os módulos fotovoltaicos. Como visto em 2.2.3, o rendimento da generalidade das células fotovoltaicas é significativamente afetado pelo aumento da temperatura. Uma solução passiva para este problema reside no arrefecimento passivo que tira partido do fenómeno de convecção natural. Para o caso dos sistemas em que o nível

de concentração é muito elevado opta-se por um arrefecimento ativo, que proporciona uma taxa de arrefecimento maior a partir do fenómeno da convecção forçada [12]. Com esta alternativa vem também associado um custo mais elevado em comparação com as do arrefecimento passivo, pois é necessário um dispositivo extra que é alimentado através de energia eléctrica.

Neste tipo de sistemas o fator de concentração é um dos conceitos mais importantes. Este traduz o fluxo de energia incidente no concentrador e o fluxo de energia que incide a célula fotovoltaica. Para simplificar o cálculo deste fator assume-se que a radiação incidente é uniforme e assim aplica-se a equação (9) [13] [14], onde FC_{geo} é o fator de concentração geométrico, A_a é a área de abertura do concentrador e A_{cell} é a área da célula recetora.

$$FC_{geo} = \frac{A_a}{A_{cell}} \quad (9)$$

Porém, a uniformidade da radiação solar nestas superfícies não passa de uma idealidade, isto porque existe vários fatores, como por exemplo, a posição do sol ou as diferentes geometrias dos vários componentes que impossibilitam esta consideração. Para estes casos existe o fator de concentração ótico, FC_{ot} , que pode ser descrito como em (10) [14], onde G_a representa a irradiância incidente na abertura do concentrador e G_{cell} corresponde à irradiância que atinge a célula. Quando existe uniformidade na radiação nas duas superfícies o fator de concentração ótico é igual ao fator de concentração geométrico.

$$FC_{ot} = \frac{G_{cell}}{G_a} \quad (10)$$

O fator de concentração é determinante para caracterizar um sistema CPV. Atualmente existem três categorias distintas de CP. A primeira engloba todos os sistemas que tenham um fator de concentração compreendidos entre 1.25 e 40 sóis, isto é um fator de concentração baixo (low) sendo por isso conhecida por LCPV. Para estes casos, as lentes de Fresnel lineares ou os sistemas de canal parabólico são os sistemas de concentração mais comuns pois têm um valor mais baixo de concentração. Nesta categoria não são normalmente utilizados sistemas de seguimento solar, pois não é necessária grande concentração de radiação solar e por isso não tem de estar sempre com inclinação otimizada, e se for necessário, sazonalmente, pode ser alterado a posição do painel, algo que acontece principalmente para concentrações acima dos 10 sóis [14]. O tipo de célula mais utilizado pelos LCPV é a de silício [14].

A segunda categoria engloba todos os sistemas com um fator de concentração entre os 40 e 250 sóis e, por isso, são conhecidos como de média concentração (MCPV). Este tipo de tecnologia não é muito utilizada em comparação com as outras categorias e é desenvolvida, grande parte, devido a razões económicas.

A terceira e última categoria é para fatores de concentração superiores a 250 sóis e, por isso, são conhecidos como HCPV pois têm um alto (high) fator de concentração. Ao contrário dos LCPV, nesta categoria os sistemas são controlados por um sistema de seguimento solar de 2 eixos, isto é, controlado o ângulo do azimute e da inclinação do painel. As células nestes concentradores têm de suportar valores elevados de temperatura e, por isso, na maior parte dos casos, existe a preferência por células de multijunção por terem um funcionamento mais resistente às elevadas temperaturas. Estas células têm um desempenho superior às células de silício, com valores

de eficiência elétrica perto dos 40% [12]. Os HCPV incluem tipicamente concentradores lentes de Fresnel ou discos parabólicos.

2.4. SOLARUS PowerCollector™ e o seu Sistema de Concentração Solar

O PowerCollector™ da SOLARUS é um sistema de concentração híbrido fotovoltaico e térmico (CPVT) com capacidade para produzir energia térmica e elétrica recorrendo às tecnologias de concentração. A sua estrutura tem simetria bilateral, sendo constituída por um coletor com duas metades idênticas, cada uma constituída por um par de painéis fotovoltaicos, um concentrador e oito canais por onde passa o fluido responsável pelo arrefecimento das células onde circula (Figura 10). Este concentrador possui a forma de paralelepípedo com 1054x2444x241 mm de dimensões (largura x comprimento x altura) e 152 células fotovoltaicas de silício monocristalino. Destas células 76 estão dispostas diretamente para a irradiação solar (painel superior na Figura 10), enquanto que as restantes 76 estão dispostas por baixo das anteriores, de forma a receberem a irradiação solar refletida do concentrador (painel inferior na Figura 10).

O refletor do sistema CPVT da SOLARUS apresenta uma geometria do tipo MaReCo™ (a sigla vem do inglês Maximum Reflector Concentration™[15]. O MaReCo™ pode ser considerado como um sistema de calha parabólica assimétrico, onde o refletor é um espelho de alumínio que concentra a radiação solar longo de todo o painel fotovoltaico inferior. Como na maioria deste tipo de sistemas de concentração, o fator de concentração do PowerCollector™ é relativamente baixo, permitindo a concentração de irradiação mesmo em dias com muita irradiação difusa [15]. A estratégia por parte da SOLARUS em manter o fator de concentração baixo justifica-se pela não necessidade de um sistema de seguimento solar, ou seja, pelo baixo custo da solução. O material escolhido para o refletor é o alumínio, pois economicamente é mais rentável, reduzindo os custos de produção.

O PowerCollector™ da SOLARUS é especialmente atrativo para hotéis, apartamentos residenciais, indústrias de processo e instituições (como por exemplo hospitais e prisões) [15]. Uma das primeiras aplicações do PowerCollector™ foi no hotel *Vineyard* na África do Sul. O sistema instalado produz por ano 18MWh de eletricidade, 60MWh de energia térmica e reduziu as emissões de CO₂ em 52 toneladas [15].

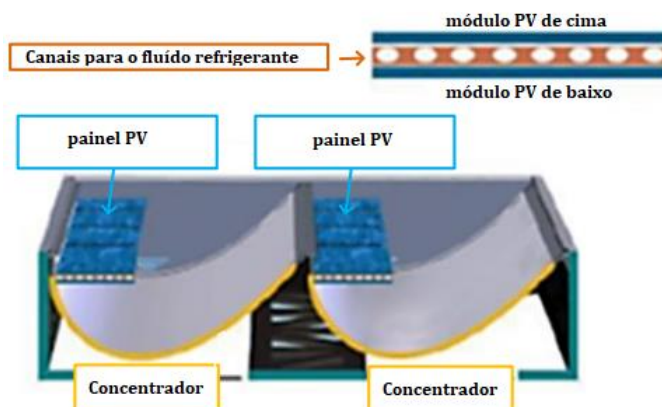


Figura 10 - Esquema lateral do PowerCollector™ da SOLARUS (adaptado de [16])

3. Modelo Ótico-Elétrico

Com este trabalho pretende-se otimizar a geometria do concentrador de um painel fotovoltaico, maximizando a sua energia recebida. Para isso foi desenvolvido um modelo ótico-elétrico para simular o desempenho do painel com uma geometria genérica de um concentrador, para uma dada posição específica do Sol e para uma dada orientação do painel. A avaliação do seu desempenho baseia-se no efeito concentração do refletor, isto é, na capacidade de o concentrador refletir a maior quantidade de energia solar para as células solares, por unidade de comprimento. O painel é constituído por células fotovoltaicas dispostas nas superfícies superior e inferior de um coletor, sendo as primeiras atingidas diretamente pela irradiação solar e as inferiores atingidas por raios refletidos provenientes do refletor colocado abaixo do coletor, Figura 10.

O perfil do refletor está definido num plano xz e por uma função polinomial de grau 10, (11), onde X_0 a X_{10} são os coeficientes relativos ao grau de cada polinómio. Esta função, que define a geometria do refletor, será gerada de forma aleatória por um programa de otimização. Após a geração aleatória da função esta será analisada do seu ponto de vista físico e só será aceite como geometria do refletor caso seja validada. Para que a geometria seja válida, um conjunto de constrangimentos que deverão ser considerados: apenas será considerada válida se esta possuir dois zeros, $f(x_{\min}) = 0$ e $f(x_{\max}) = 0$, e se a sua concavidade for para cima, $\ddot{f}(x) > 0$, entre x_{\min} e x_{\max} .

$$f(x) = X_{10} \cdot x^{10} + X_9 \cdot x^9 + X_8 \cdot x^8 + X_7 \cdot x^7 + X_6 \cdot x^6 + X_5 \cdot x^5 + X_4 \cdot x^4 + X_3 \cdot x^3 + X_2 \cdot x^2 + X_1 \cdot x + X_0 \quad (11)$$

A posição do sol, a inclinação do painel e a irradiância são variáveis de entrada do modelo, definindo a direção e a intensidade dos raios solares. O modelo desenvolvido permite a determinação das reflexões dos raios solares no refletor (linha vermelha na Figura 11) e contabilizar os raios que atingem as células fotovoltaicas (as superiores e as inferiores, separadamente). Caso um raio refletido não atinga as células solares, este pode estar a ser dirigido para fora do concentrador ou a atingir outro ponto do refletor. Desta forma, o modelo ótico-elétrico deve considerar o cálculo de múltiplas reflexões de raios solares, Figura 12. Devido às múltiplas possibilidades de reflexões e da possibilidade de a radiação refletida atingir ou não as células solares, foi construído um fluxograma que representam todos os caminhos possíveis para o problema, Figura 13. Neste começa-se por identificar se a função gerada aleatoriamente para o refletor é válida (tem dois zeros e se tem a concavidade para cima). Caso seja válida, serão gerados N raios solares tendo em consideração a inclinação do painel e da posição solar. Para cada raio, é implementado um ciclo iterativo, que pode ser descrito pelas seguintes etapas: 1) caso o raio refletido atinja as células solares, contabiliza-se a energia que o raio possui e passa-se para o raio seguinte, 2) caso contrário, verifica-se se este volta a atingir o refletor e se sim, define-se um novo raio refletido, 3) repete-se este processo até que os raios resultantes atinjam as células solares ou que saiam fora do domínio do concentrador.

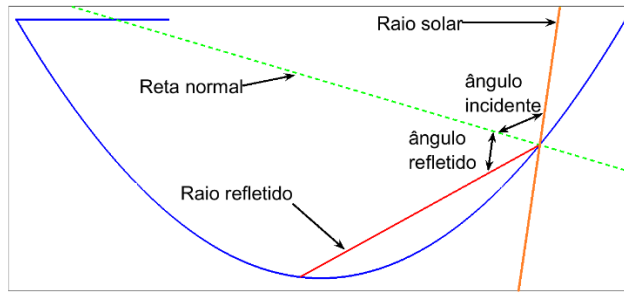


Figura 11-Reflexão de um raio solar

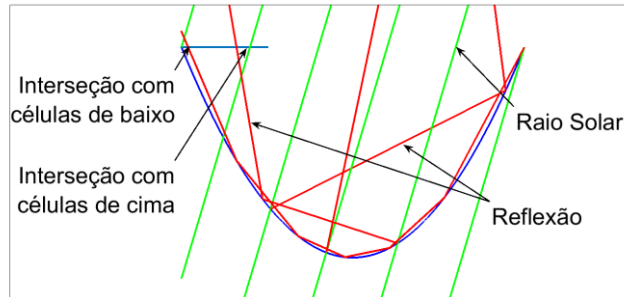


Figura 12-Demonstração geral do funcionamento do modelo

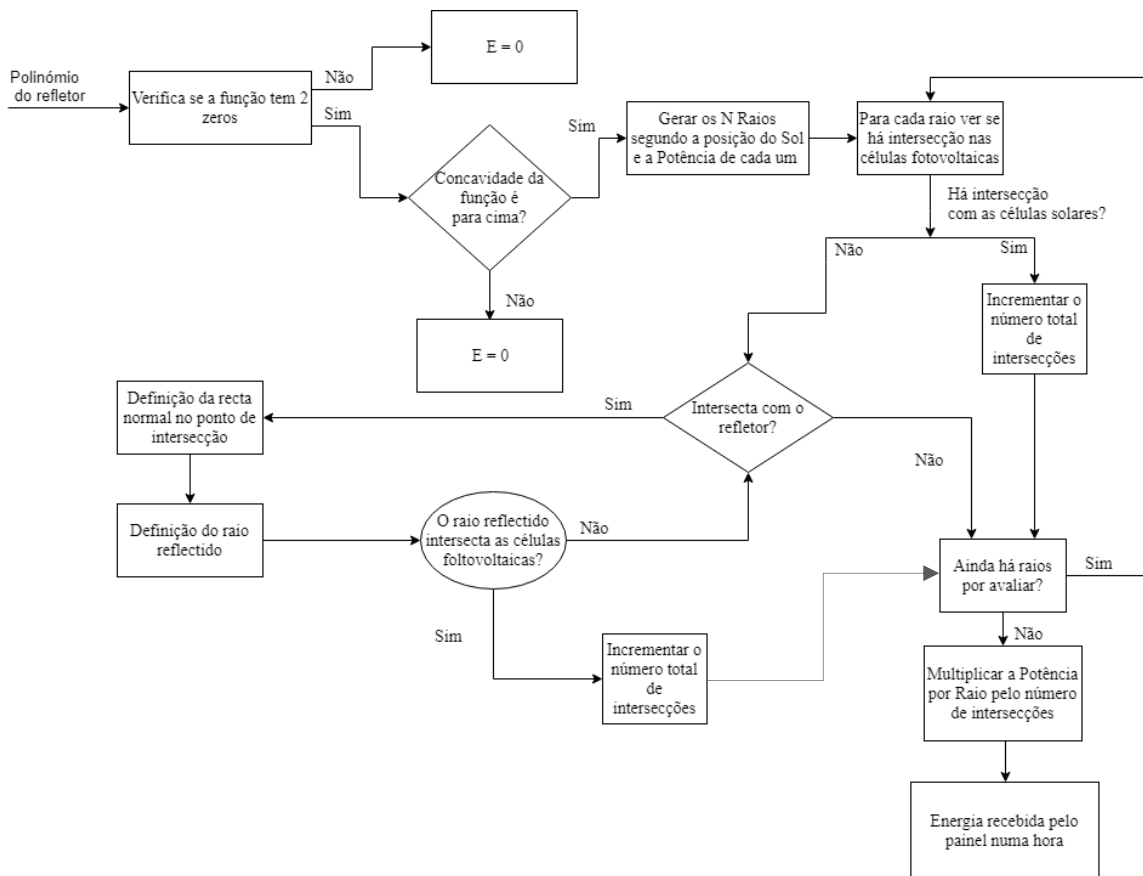


Figura 13- Fluxograma do modelo utilizado

3.1. O Refletor

Como referenciado anteriormente, a geometria do refletor é uma entrada do modelo, sendo representada por um polinómio de grau 10 (11). Este foi definido num plano 2D, com uma abertura de 1 metro, com as células fotovoltaicas a ocuparem 1/4 desta abertura (Figura 14) e com um fator de reflexão é igual a 1. A abertura do refletor e a célula fotovoltaica estarão na origem do eixo z . Por isso, para o refletor ser considerado válido, a função definida pelos polinómios terá de ter 2 zeros e deverá ter uma concavidade virada para cima. Na Figura 15 apresenta-se um exemplo de um refletor não válido com mais de dois zeros (no exemplo utilizado são 3). Da mesma forma, na Figura 16 apresenta-se um outro exemplo de um refletor não válido com a concavidade virada para baixo. Como exemplo de um refletor válido, apresenta-se a geometria MaReCoTM, onde todos os constrangimentos são respeitados.

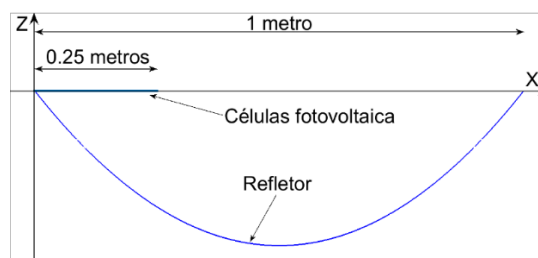


Figura 14-Refletor e célula fotovoltaica

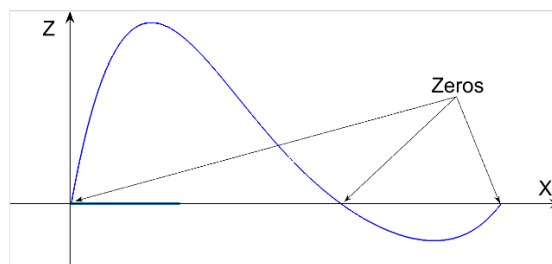


Figura 15-Exemplo de um refletor não válido com 3 zeros.

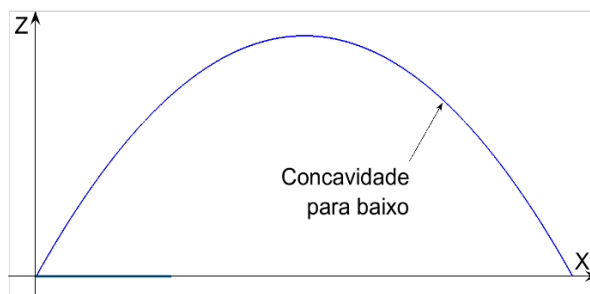


Figura 16-Exemplo de um refletor não válido com a concavidade para baixo.

3.2. Radiação Solar

A radiação solar é um aspeto muito importante no desenvolvimento deste trabalho e as definições de irradiância e posição solar estão diretamente ligadas à energia final absorvida pelas células fotovoltaicas. O Sol transmite a mesma quantidade de energia todo o ano, mas devido à órbita do planeta Terra, a que chega à superfície do planeta é diferente durante os dias do ano e pode ser descrita pela equação (12). Nesta, G_r representa a radiação solar constante, por unidade de área, num plano perpendicular à propagação da radiação fora da atmosfera e o seu valor médio é 1000W/m^2 , e n_dia é o número do dia no ano como por exemplo, o dia 1 de fevereiro é o dia 32 do ano.

$$G = G_r \left(1 + 0.033 \cos\left(\frac{360^\circ \times n_dia}{365}\right) \right) \quad (12)$$

Considera-se G a irradiância que atinge a superfície da Terra num plano perpendicular à direção da propagação, sem se considerarem as perdas na atmosfera nem as por difusão (toda a irradiância é considerada direta). De forma a reduzir o tempo de computação do modelo, foi considerado que cada mês é representado pelo seu dia 21, ou seja, que o perfil horário da irradiação, temperatura e posição solar desse dia é igual para todos os restantes desse mesmo mês. A posição solar relativa ao ponto geométrico de referência é definida pelo azimute, γ , e pela altitude solar, α_s . O azimute é o ângulo da projeção horizontal do Sol na superfície da Terra, sendo 0 no Sul, e positivo a oeste. Este valor varia entre -180 e 180 graus. A altitude solar é o ângulo entre a orientação da radiação solar e a superfície da Terra e pode tomar valores entre 0 e 90 graus. Estes dois ângulos são exemplificados na Figura 17.

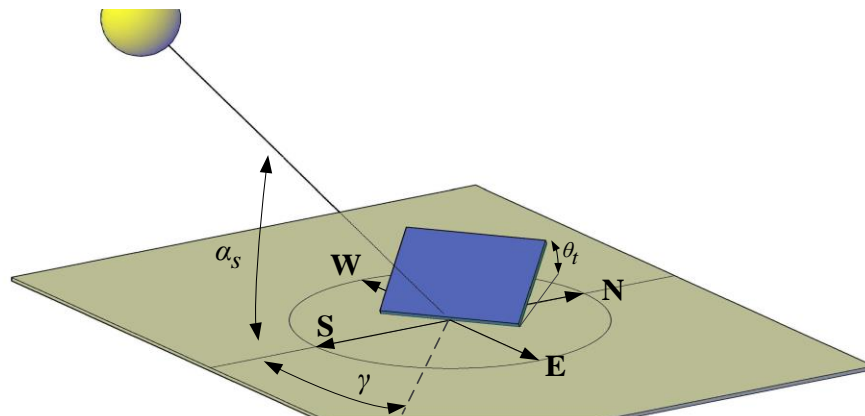


Figura 17-Azimute e altitude solar

Como referido anteriormente, o modelo ótico-elétrico foi desenvolvido assumindo apenas um plano de geometria 2D (segundo as coordenadas xz) e, por isso, foi necessário aplicar uma transformação de coordenadas esféricas para cartesianas de forma a projetar os raios solares nesse plano. A posição solar, em coordenadas esféricas, é definida pelo azimute e pela altitude solar. A transformação de coordenadas para o plano xz está representada no sistema de equação (13).

$$\begin{cases} z = \sin(\alpha_s) \\ x = \cos(\alpha_s) \times \cos(\gamma) \end{cases} \quad (13)$$

O ângulo solar no plano xz , α , em graus é dado pela equação (14).

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{z}{x} \right) \quad (14)$$

Caso o painel esteja inclinado com um ângulo, θ_t , é necessário ajustar o modelo da radiação solar com uma rotação segundo o eixo yy , originando novos valores de coordenadas x' e z' . A Figura 18 exemplifica o ajuste da posição solar devido à inclinação do painel.

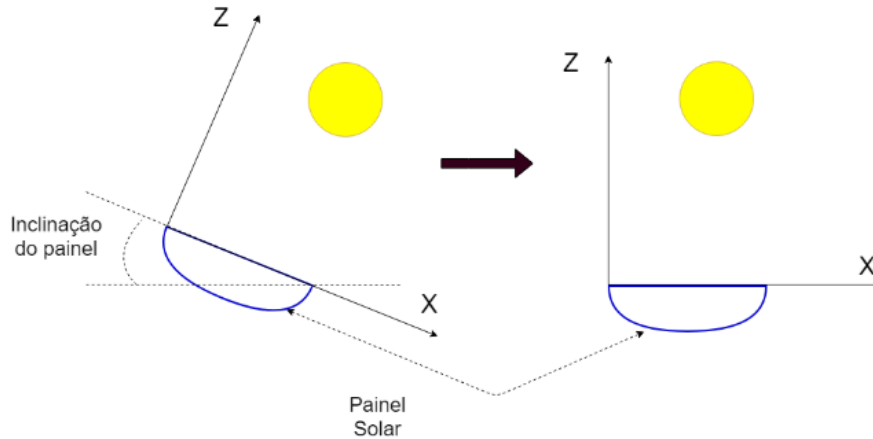


Figura 18-Ajuste da posição do Sol quando o painel está inclinado.

A intensidade da irradiância que chega ao painel, projetada sob o plano xz , G_{painel} depende das coordenadas x e z , como descrito na equação (15).

$$G_{painel} = G \times \sqrt{x^2 + z^2} \quad (15)$$

A potência por raio, P_{raio} , pode ser calculada através de (16), onde α é o ângulo solar no plano xz e N é o número de raios definidos no modelo para o cálculo da interseção com as células solares. O número N é um parâmetro do modelo, sendo que neste estudo foi considerado $N=100$. Este número de raios é suficiente para obter uma boa qualidade de resultados, num tempo de computação suficientemente baixo.

$$P_{raio} = \frac{G_{painel} \times \sin(\alpha)}{N} [W/m] \quad (16)$$

Para todas as geometrias e ângulos solares, o número de raios que interseitam no painel é o mesmo: o primeiro raio intersesta o painel no primeiro zero enquanto o centésimo raio atinge o segundo zero do refletor, entre estes os restantes raios encontram-se uniformemente espaçados. Na Figura 19 exemplifica-se esta distribuição, para um número de raios de 10, para facilitar a sua visualização.

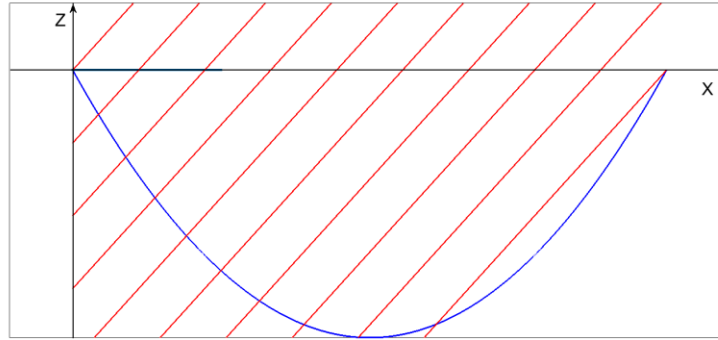


Figura 19-Exemplo da distribuição dos raios solares no modelo

Se um raio intersecciona a célula, o modelo contabiliza uma interseção, verifica se é a célula superior ou inferior e passa o próximo raio. Se não intersecciona, verifica se intersecciona o refletor e, se sim, o modelo define um raio refletido (conforme indicado na Figura 12) e verifica onde este novo raio intersecciona o painel. Se atingir as células, contabiliza uma interseção; se interseccionar novamente o refletor define outro raio refletido (Figura 13- Fluxograma do modelo utilizado), e assim sucessivamente. Isto acontece até o raio refletido não atingir nem as células, nem o refletor. Depois de contabilizadas todas as interseções, N_{hit} , a potência absorvida pelo painel é obtida pela equação (17). O resultado da potência total absorvida é em W/m , dado o modelo ser em 2D.

$$P_{absorvida} = P_{raio} \times N_{hit} [W/m] \quad (17)$$

3.3. Validação do Modelo

Com o auxílio do programa SolTrace foi possível validar o modelo desenvolvido. A verificação foi feita para ângulos solares entre os 10 e 80 graus, comparando o quociente entre o número de interseções nas células inferiores, N_b , e o número de interseções nas células superiores, N_s , (18). Este rácio, designado por fator de concentração, é fator importante na definição de painéis fotovoltaicos concentradores e foi utilizado para a validação do modelo. Como a geração de raios no SolTrace é feita através do método de Monte Carlo, implicando um número elevado de raios para assegurar uma distribuição uniforme, de forma a diminuir o efeito aleatório, o número de raios utilizados no SolTrace foi de 100.000, sendo comparado com o modelo desenvolvido com 1.000 raios. A geometria escolhida para a validação do modelo foi uma parábola. A Figura 20 mostra um exemplo de uma simulação do Soltrace para a parábola e com um ângulo solar de 60° . Na Tabela 1 e Tabela 2 estão listados os valores do fator de concentração para diferentes ângulos solares e com variação da inclinação do painel, respetivamente. Pela análise das tabelas podemos concluir que o modelo tem resultados bastante semelhantes aos do SolTrace, com erros inferiores a 8.2%, validando assim o modelo desenvolvido.

$$Fator\ de\ Concentração = \frac{N_b}{N_s} \quad (18)$$

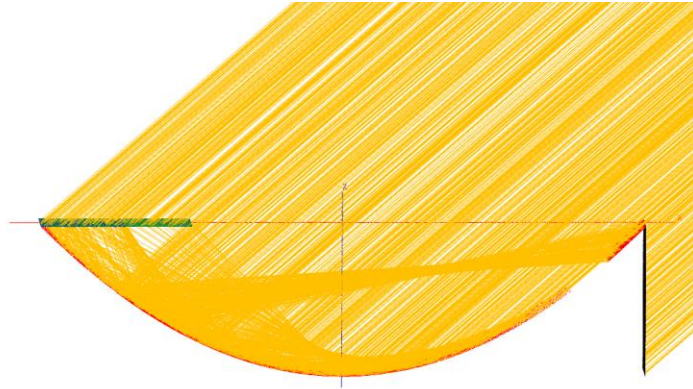


Figura 20-Exemplo de uma simulação do SolTrace com um ângulo solar de 60°

Tabela 1-Validação dos valores obtidos no modelo em comparação com os valores do SolTrace

Altitude solar [°]	Soltrace			Modelo			Erro Relativo [%]
	Nº de Interseções em baixo	Nº de Interseções em cima	Fator de Concentração	Nº de Interseções em baixo	Nº de Interseções em cima	Fator de Concentração	
10	19770	6616	2,988	749	250	2,996	0,3
20	10418	10662	0,977	244	250	0,976	0,1
30	46	13319	0,003	0	250	0	-
40	51	15534	0,003	0	250	0	-
50	8473	17473	0,484	119	250	0,476	1,7
60	17532	19346	0,906	208	250	0,832	8,2
70	30071	25030	1,201	293	250	1,172	2,4
80	36597	25173	1,453	367	250	1,468	1,0

Tabela 2-Validação dos valores do modelo com variação da inclinação do painel para um ângulo solar de 10°

Inclinação do painel [°]	Soltrace			Modelo			Erro Relativo [%]
	Nº de Interseções em baixo	Nº de Interseções em cima	Fator de Concentração	Nº de Interseções em baixo	Nº de Interseções em cima	Fator de Concentração	
15	12951	18425	0,703	173	250	0,692	1,6
25	42	14485	0,003	0	250	0	-
35	3817	16509	0,231	56	250	0,224	1,6
45	4530	11999	0,378	93	250	0,372	1,6
55	21288	20030	1,063	257	250	1,028	3,3

4. Algoritmo de Otimização

O objetivo deste trabalho é otimizar a geometria de um refletor de um painel solar concentrador para maximizar a energia recebida pela célula fotovoltaica e minimizar o seu comprimento. Como descrito no capítulo anterior, no modelo desenvolvido o refletor é definido por um polinómio de grau 10. O propósito do algoritmo de otimização é encontrar os melhores coeficientes deste polinómio, levam à maximização da energia recebida por unidade de comprimento. Foi utilizado o algoritmo NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) [17] devido à experiência do grupo de orientação com esta ferramenta. Este começa por gerar uma população de elementos que são individualmente caracterizados por um código genético individual, representado pelo valor das variáveis de decisão. Após analisar as funções objetivo, o algoritmo utiliza um processo de elitismo para selecionar as melhores soluções e através de operações genéticas, como o “*cross-over*” e mutação, gera uma nova geração de indivíduos a partir dos indivíduos selecionados da geração anterior. O processo de “*cross-over*” consiste em utilizar o código genético de dois indivíduos, denominados como “indivíduos pais”, e gerar dois novos “indivíduos filhos” com um código genético semelhante aos dois “pais”. Este processo é feito aleatoriamente. O processo de mutação faz pequenas alterações aos valores do código genético com uma determinada probabilidade e de forma aleatória. Os melhores elementos de cada geração são combinados entre si e com os da geração seguinte para que as melhores características sejam sempre preservadas. Na Figura 21 podemos observar o fluxograma do algoritmo de otimização. O bloco “modelo desenvolvido” (capítulo 3) representa o modelo ótico-elétrico que permite calcular as funções objetivo de cada solução geométrica.

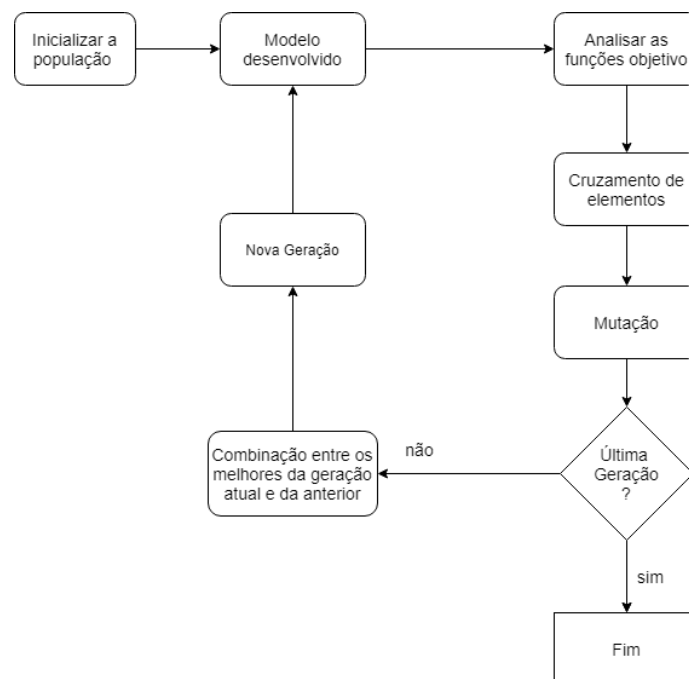


Figura 21-Fluxograma do algoritmo de otimização NSGA-II

As variáveis de decisão são os coeficientes dos polinômios que definem o refletor, (11), e a inclinação do painel, contabilizando 12 variáveis de decisão. Os limites das variáveis de decisão foram calibrados através de testes para calibração do modelo, Tabela 3.

Tabela 3- Variáveis de decisão e os seus limites

Variáveis de decisão	Inclinação do Painel	Refletor		
		X ₀	X ₁ e X ₂	X ₃ a X ₁₁
Valor mínimo	0	-100	-10	-1
Valor máximo	60	100	10	1

Depois de simular o modelo ótimo-elétrico com as especificações do refletor e inclinação do painel, procede-se à análise das funções objetivo. A primeira função objetivo é a maximização da energia recebida pelas células fotovoltaicas. A energia recebida calculada através da potência absorvida (17) em cada hora. A segunda função objetivo é maximização o fator de forma, que normaliza o comprimento do refletor em relação à sua abertura, fazendo com que o seu valor varie entre 0 e 1. Quanto maior for o valor do fator de forma menor será o comprimento do refletor (Figura 22). A maximização da uniformidade também foi analisada num caso-estudo. Esta representa a relação entre a quantidade de irradiação em duas metades das células fotovoltaicas. Em (19) é possível observar a equação da uniformidade, onde M1 representa o número de interseções na primeira metade da célula e M2 representa o número de interseções na segunda metade da célula. O valor da uniformidade varia entre 0 e 1, quanto maior for o seu valor mais uniforme será a irradiação ao longo das células. Na Figura 23 apresenta-se um exemplo do cálculo da uniformidade. Em (20) e (21) definem-se as funções objetivo utilizadas no decorrer desde trabalho. O número de gerações e de populações utilizados nas otimizações foram de 100 e 120, respetivamente. Na Figura 24 podemos observar um exemplo de uma curva de Pareto para uma última geração.

$$uniformidade = \frac{\min\{M1, M2\}}{\max\{M1, M2\}} \quad (19)$$

$$f_1 = \left\{ \begin{array}{l} \max\{E = P \cdot h\} \\ \max\left\{Fator\ de\ Forma = \frac{abertura}{comprimento}\right\} \end{array} \right. \quad (20)$$

$$f_1 = \left\{ \begin{array}{l} \max\{E = P \cdot h\} \\ \max\left\{Fator\ de\ Forma = \frac{abertura}{comprimento}\right\} \\ \max\{uniformidade\} \end{array} \right. \quad (21)$$

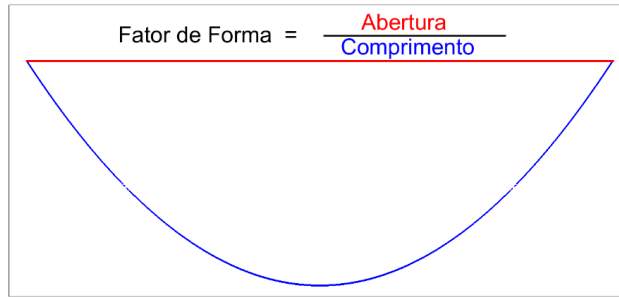


Figura 22-Fator de Forma

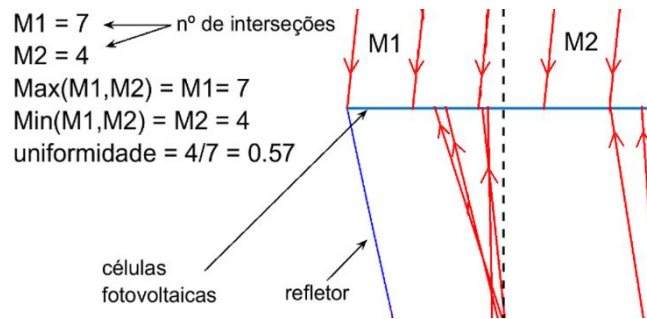


Figura 23-Exemplo do cálculo da uniformidade

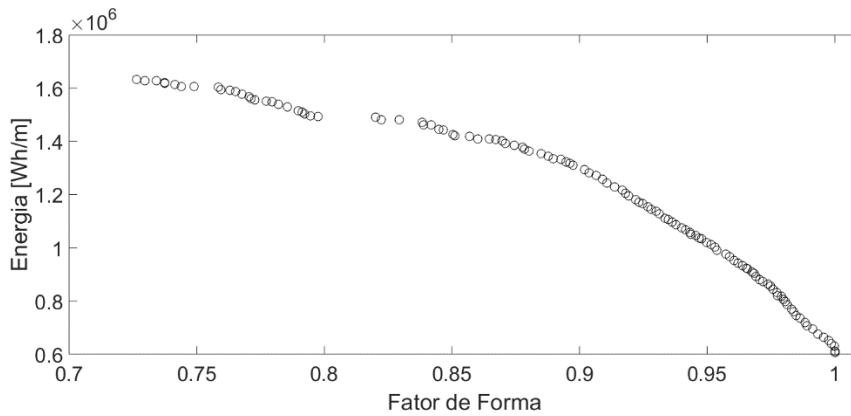


Figura 24-Curva de Pareto para a última geração com funções objetivo da equação (21)

5. Resultados da Otimização

Foram obtidos os resultados da otimização do concentrador para Portugal, Suécia, México e São Tomé e Príncipe. A escolha destes locais deve-se às suas diferentes zonas geográficas (marcados na Figura 22). Portugal e Suécia encontram-se na zona temperada do Norte. Para estes dois países, otimiza-se a geometria do refletor para maximizar a energia absorvida pelas células nos seguintes casos: 1) num dia de verão, 2) num dia de inverno e 3) para o ano inteiro. Pretende-se com isto verificar as diferenças das geometrias ótimas consoante o período em causa. O México e São Tomé e Príncipe encontram-se, respetivamente, na zona tropical e no equador sendo otimizada a geometria do refletor para a maximização da energia absorvida durante o ano inteiro.

Todas as soluções otimizadas do refletor são comparadas com a geometria MaReCo™, que foi projetada para operar na Suécia.

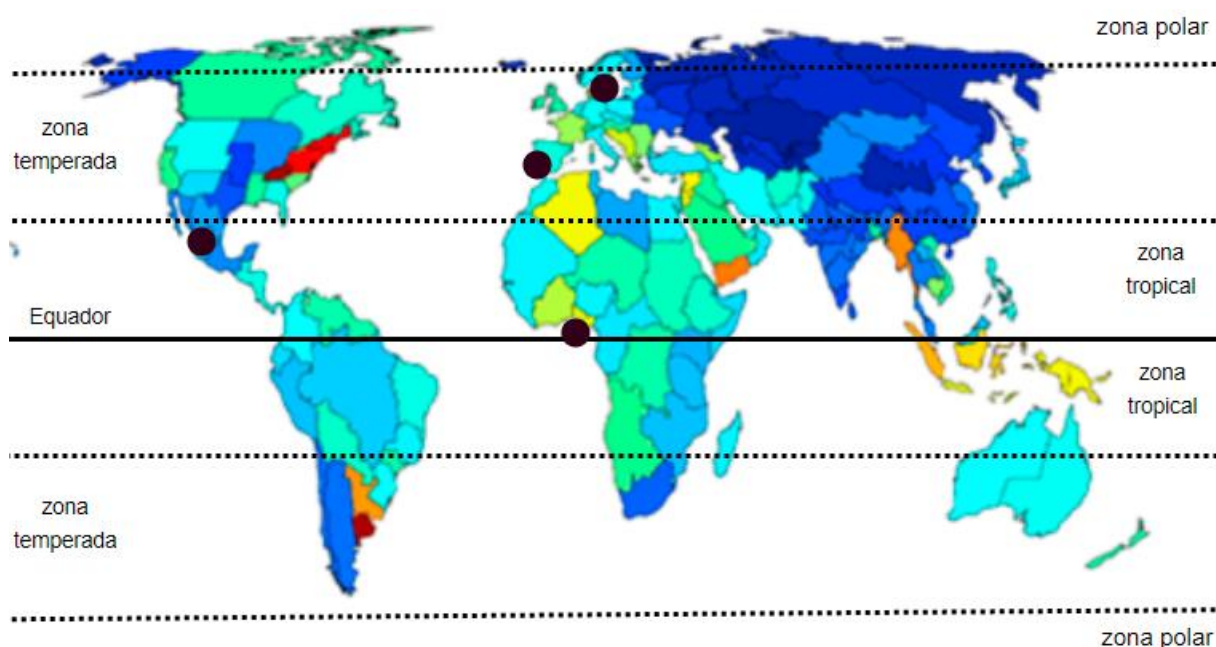


Figura 25-Zona climática dos locais escolhidos para otimização (adaptada de [18])

5.1. Resultados para Portugal

Os resultados para Portugal foram baseados na informação da posição solar disponível na plataforma SunCalc¹. De forma a reduzir o tempo de cálculo do modelo, cada mês foi representado apenas pelo seu vigésimo primeiro dia, para coincidir com os solstícios de verão e de inverno. Para os dias 21 de cada mês, os valores da altitude solar e do azimute foram registados, para cada hora local. Os dados foram retirados do ano de 2018.

Na Tabela 4 e Tabela 5 apresentam-se os valores da altitude solar e os do azimute (em graus) para cada hora local do dia 21 de cada mês de 2018, respetivamente. Os valores a 0 representam as horas em que o sol teve uma altitude solar negativa, ou seja, abaixo do plano do horizonte. O mesmo foi feito na Tabela 5, porém os valores a 0 representam, não os valores negativos do azimute, mas sim os valores negativos da altitude solar.

¹ Disponível online em <https://www.suncalc.org/>

Tabela 4- Valores de altitude solar em graus(°) para Portugal dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (10/1/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
07:00	0	0	3,52	1,05	6,47	7,57	4,9	0,46	0	0	0	0
08:00	1,21	6,77	14,98	12,24	17,6	18,5	15,9	11,52	6,47	1,12	5,31	1,08
09:00	10,88	17,35	26,13	23,9	29,16	29,93	27,4	23,16	17,92	11,84	14,67	10,2
10:00	19,49	26,84	36,35	35,44	40,84	41,6	39,07	34,71	28,9	21,94	22,55	18,12
11:00	26,23	34,51	44,83	46,38	52,27	53,18	50,57	45,71	38,81	30,61	28,25	24,04
12:00	30,38	39,44	50,31	55,85	62,71	64,12	61,27	55,33	46,73	37,03	31,1	27,33
13:00	31,38	40,77	51,44	62,08	70,16	72,66	69,48	61,88	51,29	40,26	30,67	27,58
14:00	29,08	38,21	47,84	62,66	70,62	74,02	71,32	62,91	51,24	39,67	27,03	24,73
15:00	23,81	32,3	40,57	57,28	63,7	66,88	65,29	57,87	46,6	35,39	20,69	19,18
16:00	16,24	23,96	31,04	48,23	53,46	56,33	55,34	48,99	38,64	28,19	12,36	11,52
17:00	7,07	14,05	20,25	37,48	42,1	44,85	44,06	38,3	28,69	19,01	2,77	2,48
18:00	0	3,3	8,86	26,02	30,43	33,17	32,41	26,85	17,68	8,61	0	0
19:00	0	0	0	14,37	18,85	21,64	20,79	15,18	6,22	0	0	0
20:00	0	0	0	3	7,67	10,54	9,5	3,74	0	0	0	0

Tabela 5-Valores de azimute em graus(°) para Portugal dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (10/1/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
07:00	0	0	92,35	75,27	69,15	65,85	67,66	74,38	0	0	0	0
08:00	83,58	109,23	101,99	84,45	77,86	74,35	76,22	83,58	94,21	104,38	120,73	121,29
09:00	92,9	119,67	112,7	93,8	86,59	82,72	84,88	92,9	104,05	114,24	131,35	131,37
10:00	138,18	131,85	125,57	104,25	96,2	91,73	94,25	103,25	115,18	125,43	143,68	142,94
11:00	151,63	146,53	141,93	117,26	108,22	102,75	105,7	116,01	128,78	138,74	157,95	156,24
12:00	166,94	163,96	162,72	135,27	126,02	119,03	122,16	133,57	146,22	154,74	173,85	171,06
13:00	183,34	183,2	186,53	161,32	156,51	149,16	150,11	159,04	168,1	173,18	190,27	186,57
14:00	199,46	202,06	209,12	193,26	199,29	198,32	192,53	190,95	192,18	192,42	205,82	201,56
15:00	214,08	218,64	227,51	220,84	231,56	234,54	227,64	219,14	214	210,23	219,59	215,13
16:00	226,75	232,46	241,84	240,1	250,32	253,47	248,02	238,92	231,34	225,38	231,43	226,96
17:00	237,64	244,01	253,41	253,79	262,75	265,49	261,1	252,89	244,88	237,96	241,69	237,24
18:00	0	254,07	272,9	264,59	272,53	274,88	271,14	263,81	255,97	248,66	0	0
19:00	0	0	0	274,07	281,31	283,34	279,98	273,33	265,77	0	0	0
20:00	0	0	0	283,24	290	291,74	288,61	282,48	0	0	0	0

5.1.1. Otimização para um dia de Inverno e de Verão

De forma a compreender as características ótimas do refletor para o Inverno e para o Verão, foram realizadas otimizações separadas para um dia típico de inverno e de verão em Portugal. Utilizaram-se os valores das Tabela 4 e Tabela 5, correspondentes ao dia 21 de janeiro de 2018, para a otimização no Inverno, e dia 21 de agosto de 2018, para a otimização no Verão. Na Figura 26 apresentam-se as curvas de Pareto obtidas para a maximização da energia recebida pelas células solares e minimização do seu fator de forma. Desta é possível observar que existem várias zonas de comportamentos diferente. Sendo o principal objetivo a maximização da energia recebida pelas células fotovoltaicas, é analisada a estrutura do refletor para o caso de maior energia recebida. Os pontos de maior energia correspondem a uma energia absorvida de cerca 6.300Wh/m, para o Inverno, e de 7.190Wh/m, para o Verão. O valor do fator de forma da geometria otimizada é de 0,654 e 0,678 para o Inverno e para o Verão, respetivamente. Com fatores de forma semelhantes, o comprimento do refletor é semelhante no Inverno e no Verão.

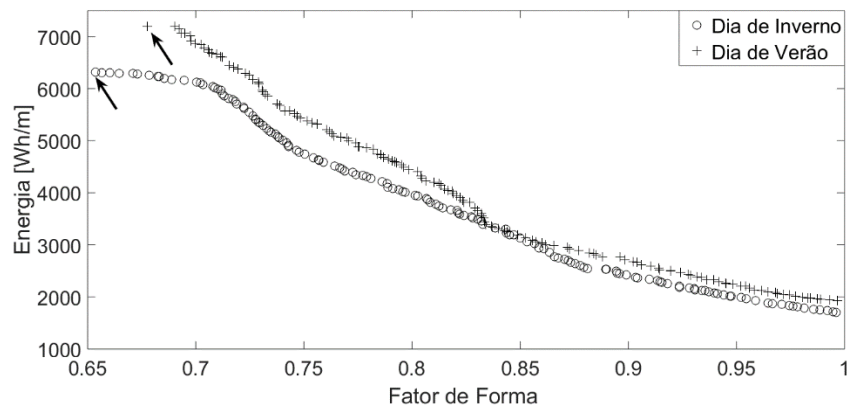


Figura 26-Curva de Pareto da otimização no Inverno e Verão

Na Figura 27 é possível observar a geometria dos refletores otimizados para o Verão e Inverno em Portugal. Na mesma, também é possível observar a geometria MaReCo™ da SOLARUS, observando-se que esta é a geometria de menor comprimento e o refletor de maiores dimensões é a resultante da otimização para o Inverno. Por outro lado, o MaReCo™ é a geometria que menos reflete energia para as células fotovoltaicas, com 5.169Wh/m e 5.506Wh/m no Inverno e Verão, respetivamente. Todos estes dados estão agrupados na Tabela 6 onde se encontram as inclinações ótimas para os diferentes refletores.

Tabela 6-Comparação entre as geometrias

	MaReCo™		Geometria otimizada para o Inverno	Geometria otimizada para o Verão
	Verão	Inverno		
Inclinação do Painel [°]	5	45	59.5	16.6
Energia [Wh/m]	5506	5168	6319 (+22,3%)	7194 (+30,7%)
Fator de Forma	0.778		0.654 (-15,4%)	0.678 (-12,9%)

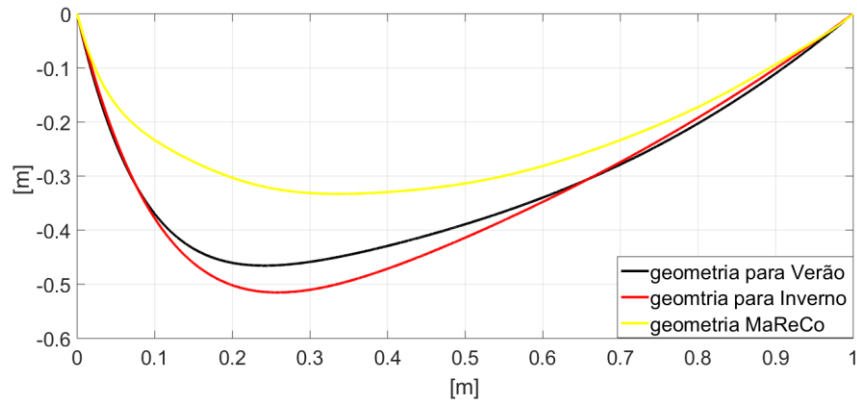


Figura 27-Geometria otimizada para um dia de Verão e Inverno em Portugal e a geometria MaReCo da SOLARUS

5.1.2. Otimização da energia anual absorvida

Na Figura 28 apresenta-se a curva de Pareto para a maximização da energia anualmente absorvida. Alguns resultados da otimização apresentam dados incoerentes, como valores de energia elevadas, mas com fator de forma muito reduzidos, ou seja, com um comprimento dos refletores muito superiores à abertura do painel. Desta forma, foi escolhido como ponto ótimo, o refletor indicado na Figura 28. Esta solução apresenta a forma indicada na Figura 29, a azul claro, com um valor de energia anualmente absorvida de 1,725MWh/m, para um fator de forma de 0,65 e com o painel inclinado a 29°. O valor de energia máxima absorvida pelo MaReCo™ durante o ano inteiro em Portugal é de 1,555 MWh/m, com o painel inclinado a 5,0°, e as características dos dois refletores encontram-se na Tabela 7. A geometria otimizada para Portugal apresenta um aumento de 10,9% de energia absorvida, quando comparada com a do MaReCo™.

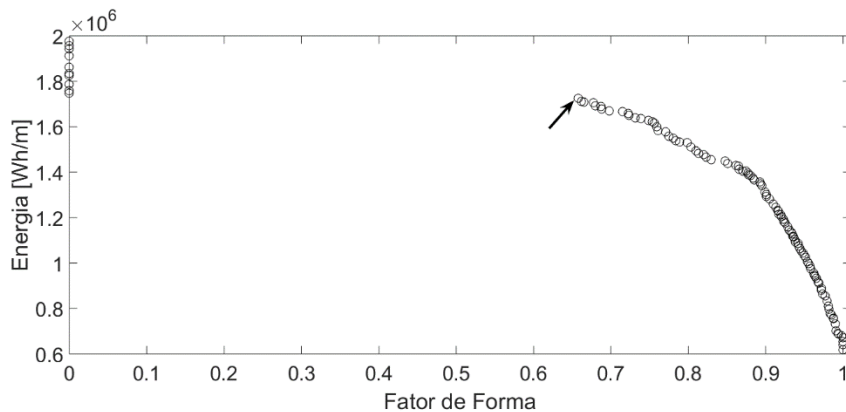


Figura 28-Curva de Pareto para otimização do ano inteiro em Portugal

Tabela 7-Comparação entre as geometrias MaReCo e a otimizada para o ano inteiro

	MaReCo™	Geometria otimizada para o ano inteiro
Inclinação do Painel [°]	5,0	29,0
Energia [MWh/m]	1,555	1,725 (+10,9%)
Fator de Forma	0,778	0,657 (-15,6%)

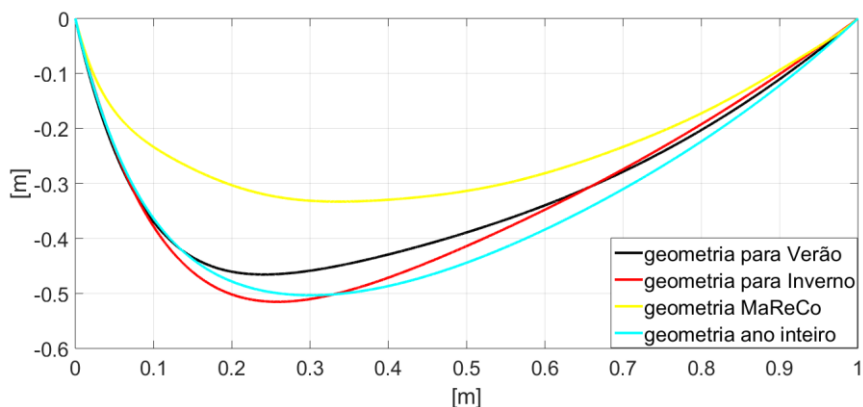


Figura 29-Refletores otimizados para Portugal e a geometria MaReCo da SOLARUS

5.1.3. Uniformidade da radiação absorvida

Um outro aspeto importante, para além da energia recebida e do fator de forma, é a uniformidade da radiação incidente nas células solares. A não uniformidade é fator importante devido à influência da temperatura na eficiência elétrica das células solares e na criação de pontos quentes que poderá danificar das células. Zonas de maior concentração solar irão possuir maiores valores de temperatura e, conseqüentemente, menores valores de rendimento elétrico. Por isso, foi realizada uma otimização, agora com uma função objetivo adicional: maximização da uniformidade da irradiação solar na célula. A definição da uniformidade encontra-se descrita na equação (19).

Os resultados da otimização, agora com três funções objetivo, apresentam-se na Figura 30. Estes formam agora um plano de Pareto. Na Figura 31 e Figura 32 apresentam-se vistas bidimensionais dos resultados, para facilitar a compreensão dos mesmos. Verifica-se que é possível obter a mesma energia com valores de uniformidade diferentes. Por exemplo, para os 1,7MWh/m, a uniformidade varia entre valor próximos de 0,3 com um fator de forma perto de 0,7, porém para uma energia de 1,6MWh/m a uniformidade pode atingir valores perto dos 0,8 com fatores de forma ligeiramente superiores. Dito isto, na análise de uma possível solução do refletor é importante ter em consideração todas as funções objetivo apresentadas: energia, fator de forma e uniformidade.

Na Tabela 8 é possível verificar os parâmetros otimizados para duas geometrias originadas pela otimização. A geometria 1 absorve +10,4% de energia ao fim de um ano que a geometria MaReCoTM mas é 13,1% maior em comprimento e a sua uniformidade de radiação solar nas células é de -11,9%. A geometria 2 absorve +2,6% que a geometria MaReCoTM e a uniformidade da radiação é 142,8% melhor. Contudo o seu comprimento é maior em 19,2 %. Pode perceber-se quando se pretende absorver mais energia o comprimento e a uniformidade pioram os seus valores, o mesmo acontece com os outros 2 parâmetros. A escolha terá de passar por um estudo de ganhos e perdas para perceber que geometria melhor se aplica ao pretendido.

Tendo em consideração todos os pontos atrás apresentados e o principal objetivo, de maximizar a energia recebida pelas células fotovoltaicas, foi escolhido o refletor indicado nas Figura 31 Figura 32 e apresentado na Figura 33 (geometria para o ano inteiro com uniformidade), com uma energia absorvida de 1,716MWh/m, um fator de forma de 0,676 e uma uniformidade de 0,288, com inclinação do painel a 27°. Na Tabela 8 pode observar-se os valores de energia absorvida, fator de forma e uniformidade para as diferentes geometrias.

Tabela 8-Resultados para Portugal com a otimização da uniformidade

	MaReCo™	Geometria 1	Geometria 2
Energia [MWh/m]	1,555	1,716 (+10,4%)	1,595 (+2,6%)
Fator de Forma	0,778	0,676 (-13,1%)	0,629 (-19,2%)
Uniformidade	0,327	0,288 (-11,9%)	0,7941 (+142,8%)

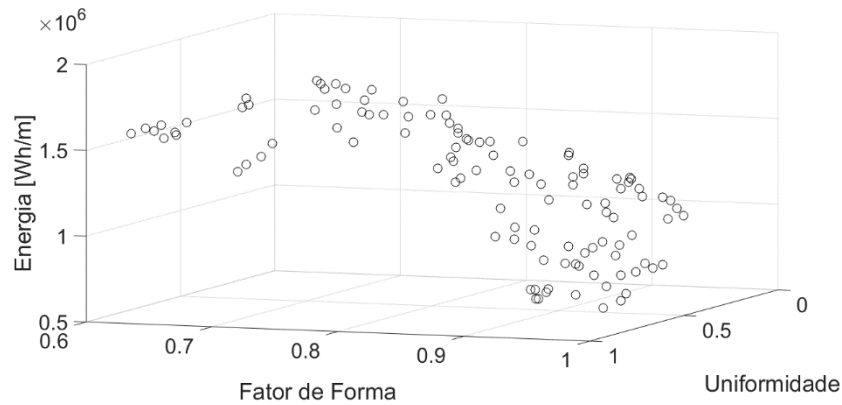


Figura 30-Plano de Pareto para a otimização do ano inteiro com 3 funções objetivo

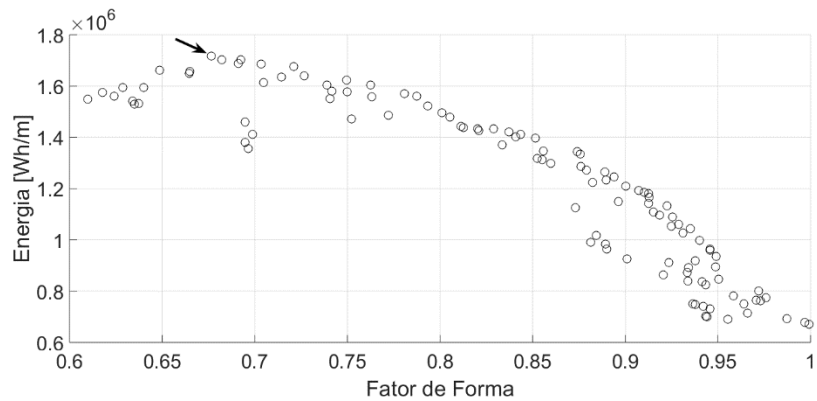


Figura 31-Visão a duas dimensões do plano de Pareto (Energia x Fator de Forma)

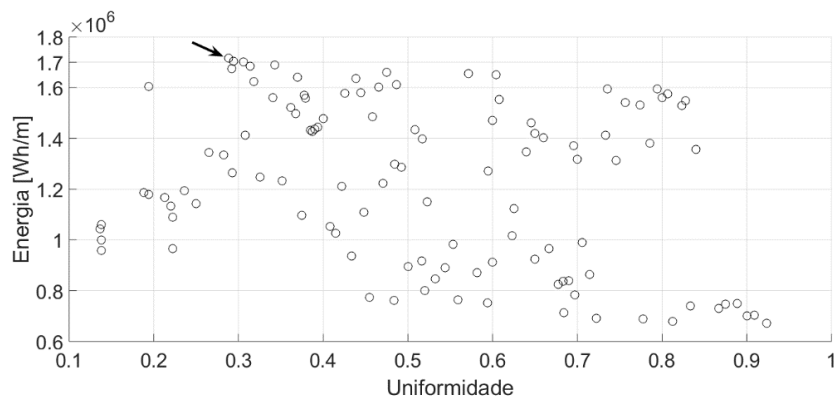


Figura 32-Visão a duas dimensões do plano de Pareto (Energia x Uniformidade)

Tabela 9-Valores das diferentes geometrias para o ano inteiro em Portugal

	MaReCo™	Geometria otimizada para o ano inteiro	Geometria otimizada com 3 funções objetivo para o ano inteiro
Inclinação do Painei [°]	5,0°	29,0°	27,0°
Energia [MWh/m]	1,555	1,725 (+10,9%)	1,716 (+10,4%)
Fator de Forma	0,778	0,657 (-15,6%)	0,676 (-13,1%)
Uniformidade	0,327	0,224 (-31,5%)	0,288 (-11,9%)

Para comparar a forma ótima dos refletores para cada caso, são dispostos na Figura 33 os seguintes casos: geometria ótima para o Inverno, geometria ótima para o Verão, geometria ótima para o ano sem e com otimização da uniformidade e, para comparação, a geometria atual MaReCo™ desenvolvida pela SOLARUS. Pode-se observar que os formatos dos refletores são semelhantes, porém com diferentes comprimentos e diferentes pontos mínimos. Destaca-se o facto do MaReCo™ ser o refletor de menores dimensões e por isso um maior fator de forma (Tabela 6 e Tabela 9), enquanto os refletores otimizados para um dia de Inverno e para o ano inteiro (otimização sem a uniformidade) são os de maior dimensão. Os valores de energia absorvida pelas células fotovoltaicas são maiores para as geometrias otimizadas para o ano inteiro em Portugal, com e sem maximização da uniformidade (cerca de 1,7MWh/m).

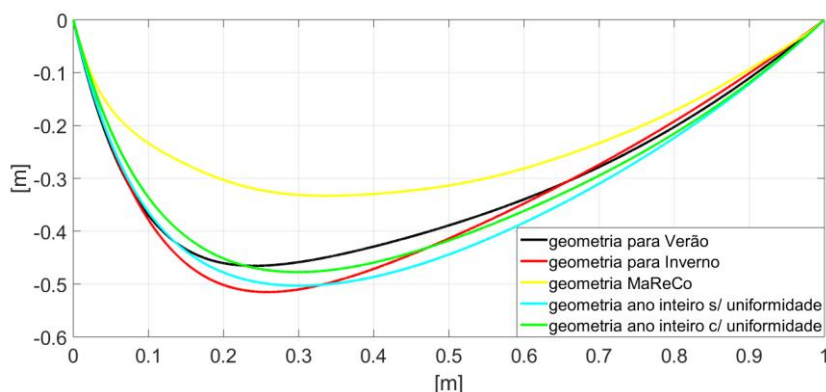


Figura 33-Refletores dos resultados das otimizações para Portugal e a geometria MaReCo da SOLARUS

5.2. Resultados para a Suécia

Como em 5.1, os dados relevantes para os resultados para a Suécia foram baseados na informação da posição solar disponível na plataforma SunCalc. As tabelas destes valores apresentam-se em anexo.

5.2.1. Resultado para um dia de Inverno e de Verão

Da mesma forma que em 5.1.1, foram realizadas otimizações para um dia típico de Inverno e Verão na Suécia. Na Figura 34 apresenta-se a curva de Pareto resultante da otimização da energia recebida pelas células fotovoltaicas e a minimização do tamanho do refletor, isto é, a maximização do fator de forma, para um dia típico de Verão e Inverno na Suécia. Nas curvas identificam-se os refletores pretendidos, que maximizam a energia

absorvida pelo painel. Como se pode ver, os valores de energia absorvida no Verão e Inverno são semelhantes (cerca de 4.700Wh/m), e inferiores aos encontrados para Portugal (7.194Wh/m e 6.319Wh/m, respetivamente). A sua geometria está apresentada na Figura 35.

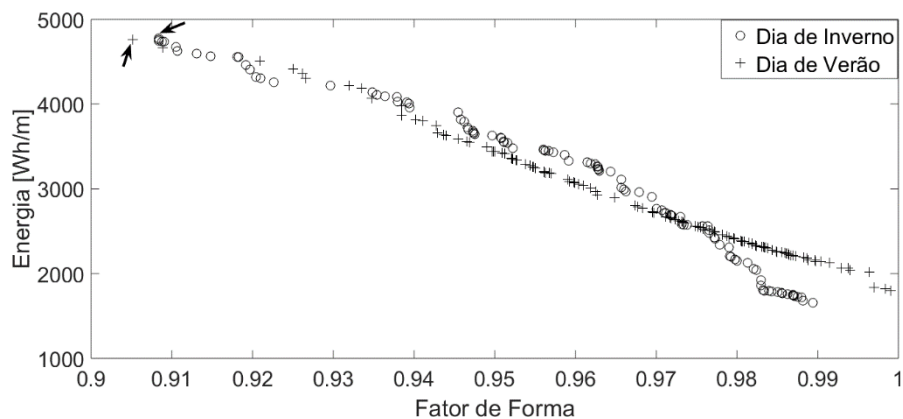


Figura 34-Curva de Pareto para um dia de Inverno e Verão na Suécia

O refletor para o Inverno absorve 4.773 Wh/m de energia com o painel inclinado a 43° e tem um fator de forma de 0,908. O refletor otimizado para o Verão absorve 4.763 Wh/m, com inclinação nula do painel (0°) e tem um fator de forma de 0,905. A geometria MaReCo™, para um dia típico de Inverno na Suécia, absorve 4,658 Wh/m de energia, com o painel inclinado a 60° e um fator de forma de 0,778, enquanto que para um dia típico de Verão absorve 5468 Wh/m com o painel inclinado a 20°. Todos estes valores estão organizados na Tabela 10.

Observa-se que o refletor com maior tamanho é o MaReCo™ e é o que recebe mais energia num dia de Verão, porém não absorve tanta energia no Inverno que a geometria otimizada. Na Figura 35 apresentam-se as geometrias otimizadas e a MaReCo™.

Tabela 10-Carateristicas dos diferentes refletores na Suécia

	MaReCo™		Geometria otimizada para o Inverno	Geometria otimizada para o Verão
	Verão	Inverno		
Inclinação do Painel [°]	20,0°	60,0°	43,0°	16,6°
Energia [Wh/m]	5468	4658	4773 (+2,47%)	4763 (-12,9%)
Fator de Forma	0,778		0,908 (+13,2%)	0,905 (+12,9%)

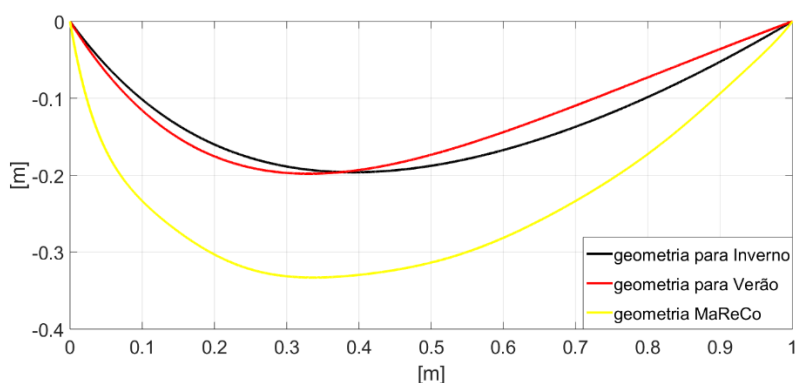


Figura 35-Refletor otimizado para um dia típico de Inverno e de Verão na Suécia e a geometria MaReCo da SOLARUS

5.2.2. Otimização da energia anual absorvida

Na Figura 36 apresenta-se a curva de Pareto resultante da otimização da maximização da energia absorvida pelo painel na Suécia. Nota-se vários troços na curva, com diferentes comportamentos, mas sem valores invulgares de energia muito elevada e um fator de forma muito menor. Como o principal objetivo é maximizar a energia recebida pelo painel, o refletor escolhido é o de maior energia, assinalado na Figura 36. Este refletor absorve 1,633MWh/m, com o painel inclinado a 36° e um fator de forma de 0,727. Na Figura 37 observa-se a geometria do refletor escolhido para a otimização anual, tal como as geometrias otimizadas anteriormente, para a Suécia, e a geometria MaReCo™, que neste caso absorve uma energia de 1,530 MWh/m, com o painel inclinado a 25° e com fator de forma de 0,778. Estes dados encontram-se na Tabela 11.

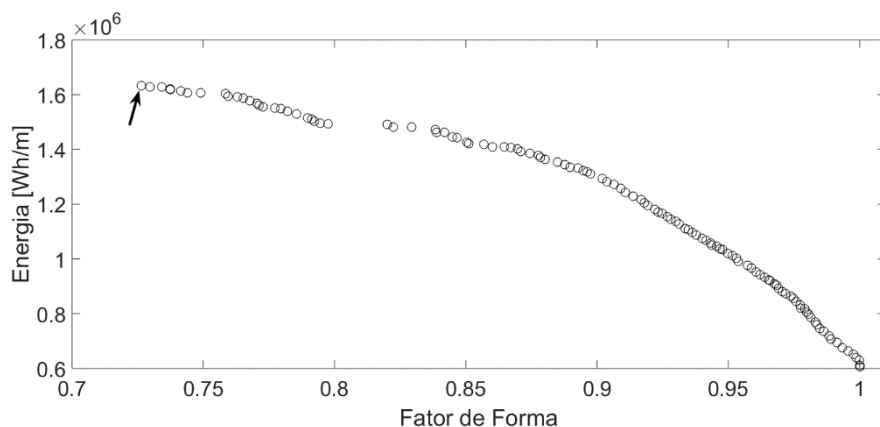


Figura 36-Curva de Pareto para a otimização da energia anual absorvida

Tabela 11- Características do refletor otimizado para o ano inteiro com o MaReCo da SOLARUS

	MaReCo™	Geometria otimizada para o ano inteiro
Inclinação do Painel [°]	25,0°	36,0°
Energia [MWh/m]	1,530	1,633 (+6,7%)
Fator de Forma	0,778	0,727 (-6,6%)

Das tabelas Tabela 10 e Tabela 11 conclui-se que o refletor otimizado para o ano inteiro é o que tem menor fator de forma, o que implica que é a geometria de maior tamanho. As geometrias de menor dimensão são as soluções otimizadas para cada estação (Verão e Inverno). O maior valor de energia absorvida pertence à geometria otimizada para o ano inteiro na Suécia com um aumento de energia absorvida de 6,7%, relativamente à do MaReCo™.

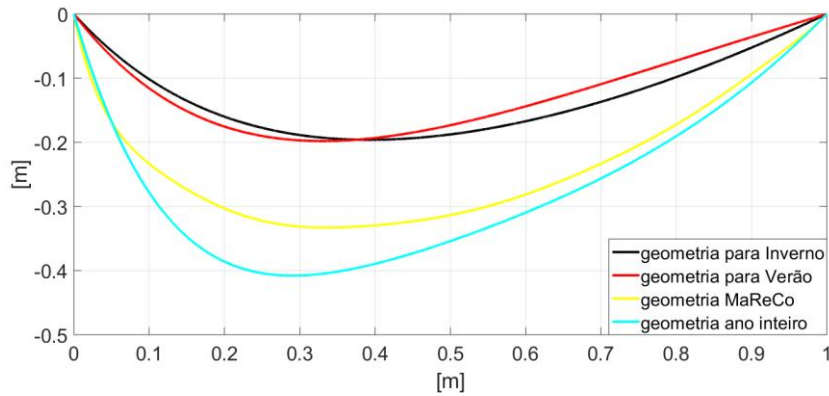


Figura 37-Refletores das diferentes otimizações para a Suécia e a geometria MaReCo da SOLARUS

5.3. Resultados para o México

Como em 5.1 e 5.2 os dados relevantes para as otimizações para o México foram sustentados na informação da posição solar disponível na plataforma SunCalc. Os dados utilizados encontram-se em anexo.

Na Figura 37 pode observar-se a curva de Pareto resultante da otimização para o México. Constata-se que apesar de haver vários troços na curva de Pareto, existem vários pontos que representam refletores com grandes valores de energia absorvida e valores muito baixos de fator de forma (aproximadamente 10-16). Valores de forma destas grandezas são insustentáveis de projetar em tamanho real e de aplicar a um painel. Por isso a escolha do refletor (assinalado na Figura 37) baseia-se no refletor que absorva a maior energia e tenha um valor de fator de forma sustentável. O refletor escolhido consegue absorver 1,714 MWh/m ao fim de um ano com o painel inclinado a 15°. O fator de forma é de 0,646 e a sua geometria pode ser consultada na Figura 39, onde também se encontra a geometria MaReCo™ da SOLARUS que no México consegue absorver 1,459MW/h por ano com o painel a 0°. Estes valores podem ser consultados na Tabela 12. Verifica-se ainda que a geometria otimizada tem um fator menor que o MaReCo™, logo é possui um comprimento superior.

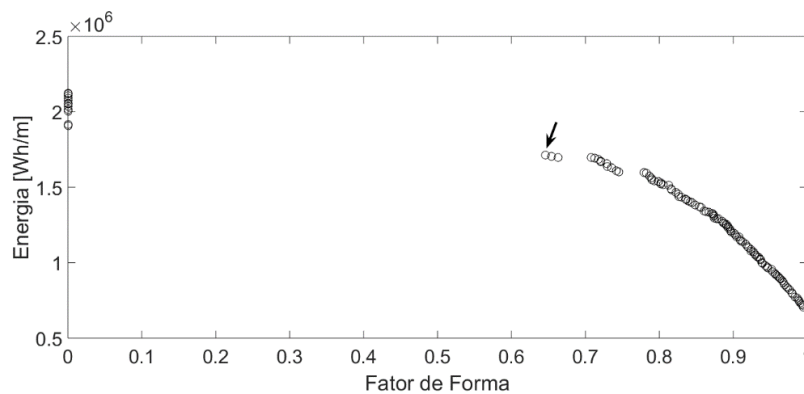


Figura 38-Curva de Pareto da otimização para o ano inteiro no México

Tabela 12- Características do refletor otimizado para o México e o MaReCo da SOLARUS

	MaReCo™	Geometria otimizada para o ano inteiro
Inclinação do Painel [°]	0,0°	15,0°
Energia [MWh/m]	1,459	1,714 (+17,5%)
Fator de Forma	0,778	0,646 (-17,0%)

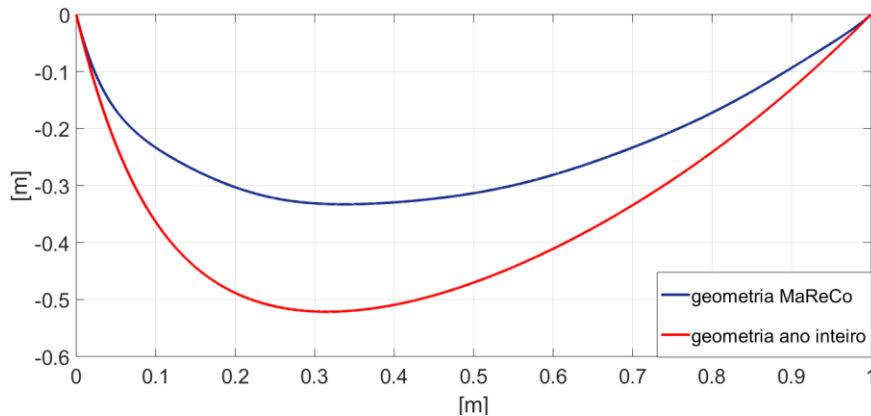


Figura 39- Refletor otimizado para o México e a geometria do MaReCo™ da SOLARUS

5.4. Resultados para São Tomé e Príncipe

As tabelas que apresentam os valores da altitude solar e os do azimute (em graus) para o dia 21 de cada mês de 2018 em São Tomé e Príncipe encontram-se em anexo.

Com base nos valores da posição solar para São Tomé e Príncipe, obteve-se a curva de Pareto que resulta da otimização da maximização da energia recebida pelas células solares e minimização do seu tamanho para o ano inteiro, Figura 40. Com base na figura podemos constatar que o refletor escolhido, assinalado na Figura 40, maximiza a energia recebida pela célula, sem que o seu comprimento seja algo insustentável em termos físicos. A geometria desta solução pode ser observada na Figura 41, resultante para uma inclinação do painel de 0° e absorvendo uma energia de 1,704 MWh/m por ano. A solução MaReCo™ é capaz de absorver 1,261 MWh/m durante o mesmo período.

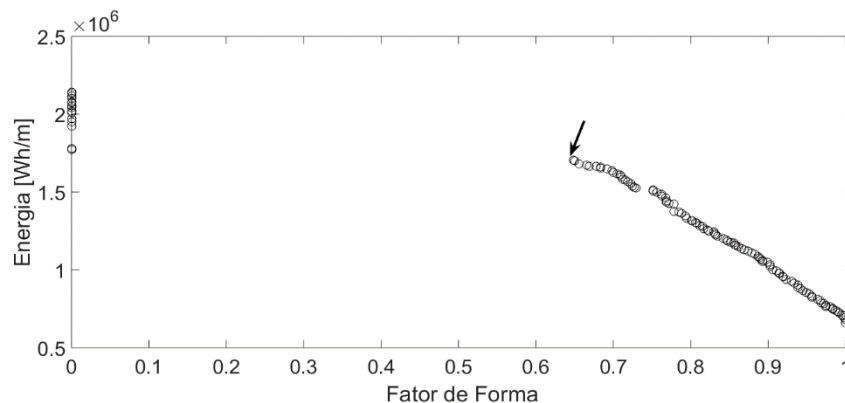


Figura 40- Curva de Pareto da simulação para o ano inteiro para São Tomé e Príncipe

Tabela 13- Características dos refletores para São Tomé e Príncipe

	MaReCo™	Geometria otimizada para o ano inteiro
Inclinação do Painel [°]	0,0°	0,0°
Energia [MWh/m]	1,261	1,704 (+35,1%)
Fator de Forma	0,778	0,648 (-16,7%)

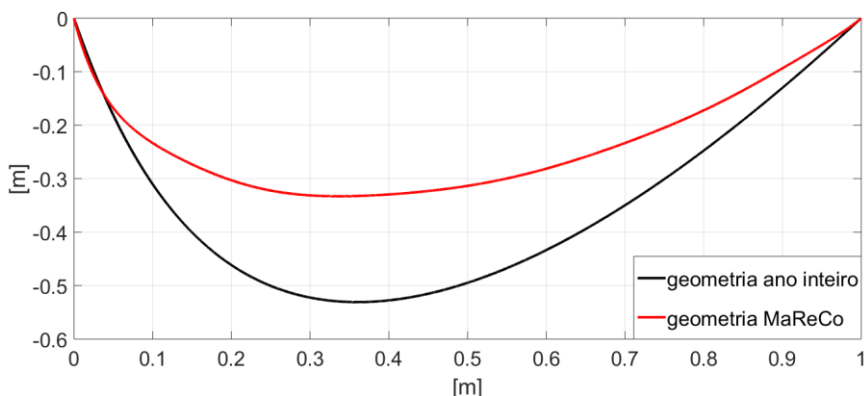


Figura 41- Refletor otimizado para o ano inteiro para São Tomé e Príncipe

5.5. Comparação dos Resultados

Para a comparação dos resultados simulou-se agora a resposta dos refletores à irradiação em diferentes locais, variando a sua inclinação, de modo a poder tirar conclusões sobre a versatilidade de cada solução. Para tal os refletores utilizados que foram otimizados para o ano inteiro de cada país estão representados na Figura 42. Nota-se que, quanto mais perto do equador for o país, mais a forma do refletor otimizado aproxima-se de uma parábola. Os formatos dos refletores são semelhantes, inclusive o do MaReCo™, porém as localizações dos pontos mínimos dos refletores são diferentes. Constata-se também que o MaReCo™ é quem tem o refletor de menores dimensões, pois tem o maior fator de forma (Tabela 14).

Tabela 14- Fatores de forma para as diferentes geometrias

	MaReCo™	Portugal sem uniformidade	Portugal com uniformidade	Suécia	México	São Tomé e Príncipe
Fator de Forma	0,778	0,657	0,676	0,727	0,646	0,648

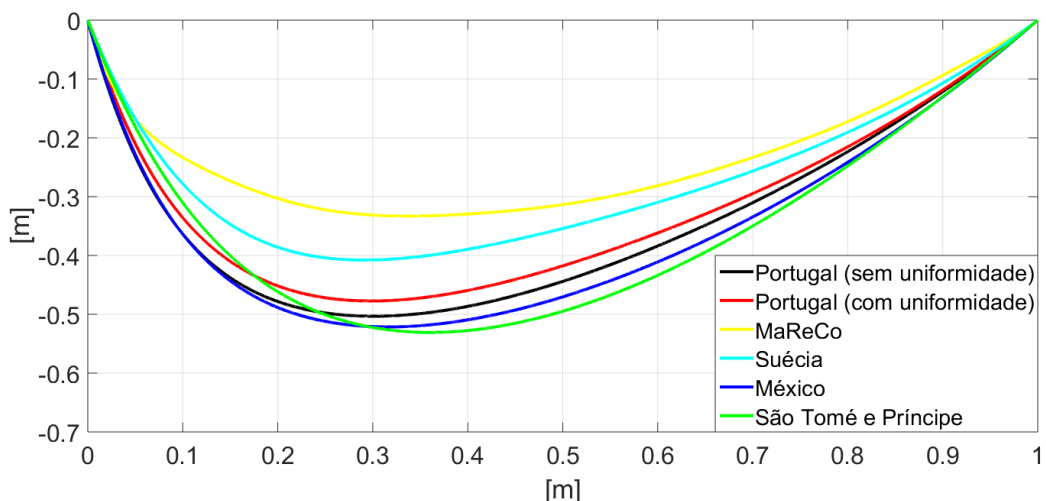


Figura 42-Refletores otimizados para cada país

Na Figura 43 pode verificar-se os valores de energia absorvida em função da variação da inclinação do painel por cada geometria otimizada, para todo o ano. Observa-se que para valores inferiores a 20° de inclinação do painel a geometria MaReCoTM é uma boa solução para Portugal, sendo que a partir desse valor de inclinação só é superior, em termos de energia absorvida, ao refletor otimizado para a Suécia.

Os refletores do México e São Tomé e Príncipe possuem maiores valores de energias absorvidas para valores de inclinação do painel entre 30° e 40°. Observa-se um fraco desempenho do refletor otimizado para a Suécia que, em comparação com os outros refletores, têm valores de energia refletida baixos nunca tendo valores muito acima dos 0.6 MWh/m. Isto deve-se à localização geográfica deste país e do nível de irradiação média anual. Confirma-se também que o ponto onde a energia refletida para as células fotovoltaicas é máxima ao fim de um ano pertence ao concentrador otimizado para Portugal com a inclinação do painel esperada, aproximadamente 30°.

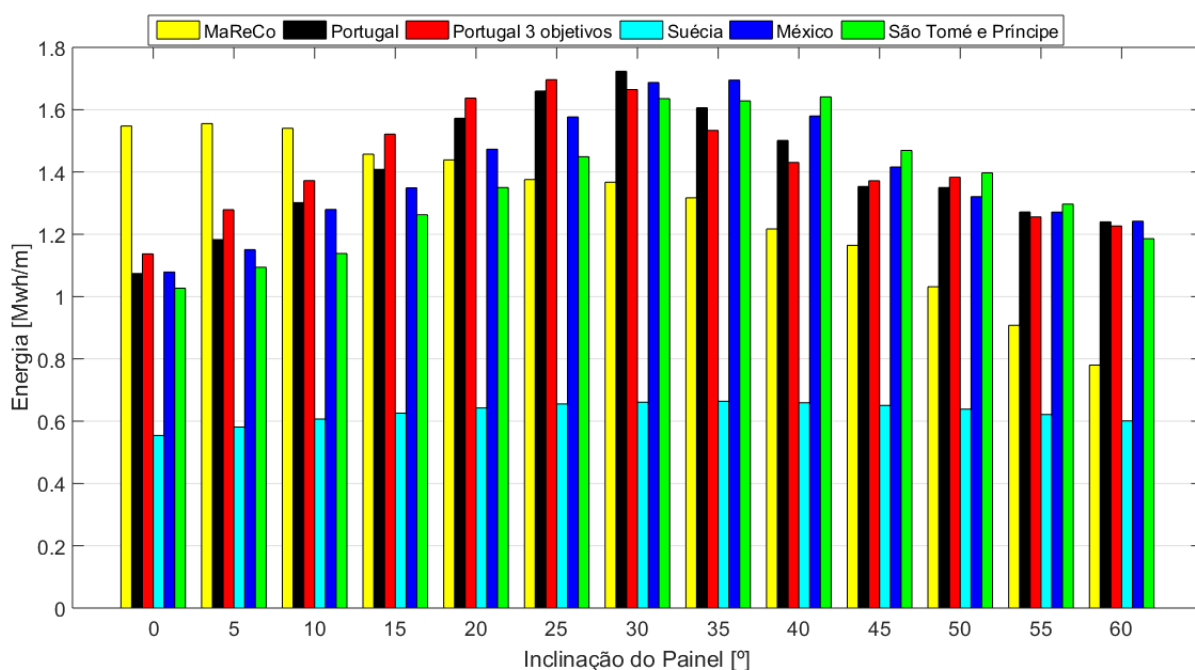


Figura 43-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano em Portugal

Na Figura 44 encontram-se os valores anuais de energia absorvida na Suécia pelos refletores otimizados de cada país e a geometria MaReCo™. Observa-se que o MaReCo™, que domina em termos de desempenho quando a inclinação do painel é menor que 25°, é o único refletor que para qualquer inclinação do painel, não absorve menos que 1MWh/m. A partir de uma inclinação de 40° o MaReCo™ é o concentrador com pior absorção de energia das seis geometrias.

Os refletores otimizados para o México e São Tomé e Príncipe têm desempenhos proporcionais à inclinação do painel, isto é, quanto maior a inclinação, maior é a energia absorvida e por isso a partir de 55° de inclinação são os refletores que absorvem mais energia ao fim do ano. Os dois refletores otimizados para Portugal absorvem uma energia acima dos 1.4MWh/m com valores de inclinação do painel entre 35° e 60°. O refletor otimizado para a Suécia, sem surpresa, tem o valor máximo de energia anual absorvida, com a inclinação do painel verificado anteriormente, e a par da geometria *MaReCo*™, são as geometrias que mais energia absorvem na Suécia, com valores de inclinação do painel entre os 0 e 35 graus. A solução otimizada para Portugal tem o pico de energia absorvida semelhante à otimizada para a Suécia (1.67 MWh/m) com o painel inclinado a 50°.

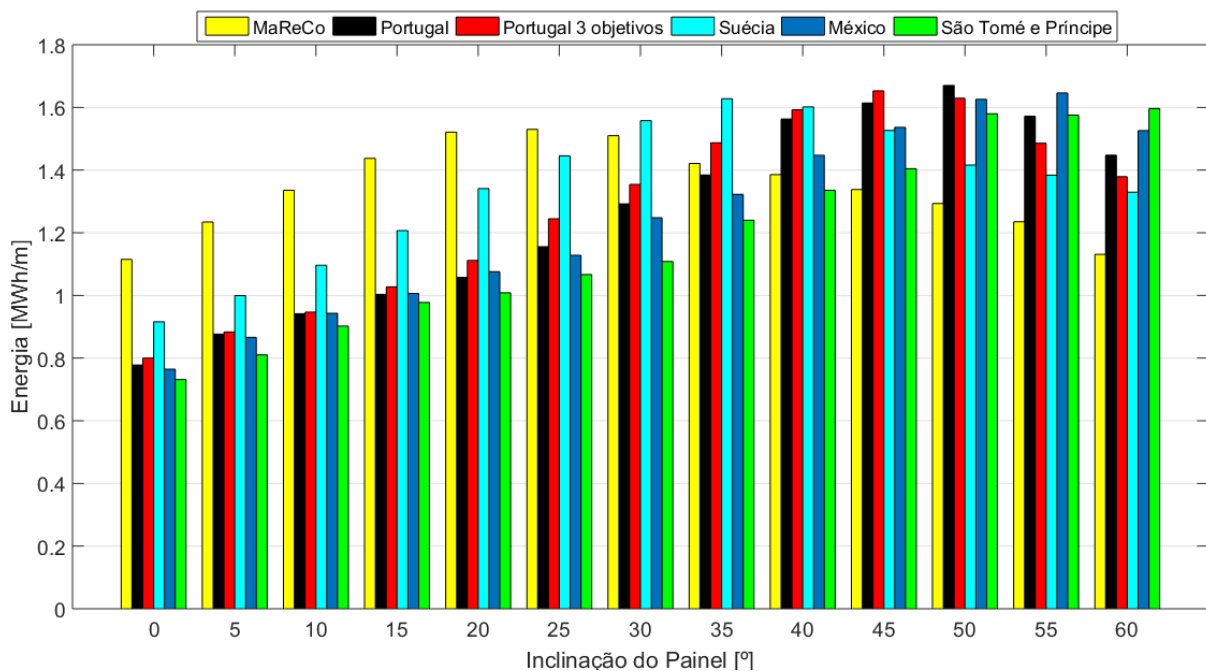


Figura 44-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano na Suécia

Na Figura 45 encontram-se os valores de energia absorvida num ano no México pelos refletores otimizados para cada país e a geometria MaReCo™, bem como a sua forma geométrica. Verifica-se que a geometria MaReCo™ tem um desempenho decrescente com o aumento da inclinação do painel. Esta diminuição acentua-se a partir de 25°. Observa-se também que é o refletor com menor energia absorvida, exceto quando a inclinação do painel toma valores inferiores a 10°. A par do MaReCo™, o refletor otimizado para a Suécia tem um desempenho decrescente, sendo que a diminuição é linear. As duas geometrias otimizadas para Portugal têm o seu pico de energia absorvida com inclinação do painel a 10°. A geometria otimizada para o México e para São Tomé e Príncipe têm um comportamento semelhante com o aumento da inclinação do painel, notando que ambas as

geometrias permitem sempre uma energia anual absorvida superior a 1MWh/m. O máximo de energia absorvida pertence ao refletor otimizado para o México com uma inclinação de painel de 15°.

Na Figura 46 encontram-se os valores de energia anual absorvida para São Tomé e Príncipe, por cada refletor otimizado e pela geometria MaReCo™, bem como a sua forma geométrica. Pode-se constatar que o MaReCo™ tem sempre a absorção de energia mais baixa para qualquer inclinação do painel. A maior diferença relativamente aos resultados anteriores, centra-se na descida abrupta da energia anual absorvida para todos os concentradores. Esta particularidade pode ser justificada pela radiação solar ser mais perpendicular à superfície da Terra. Posto isto, salientando os valores de inclinação menores que 30°, pode observar-se que os refletores otimizados para o México e São Tomé e Príncipe são os com melhor desempenho, sendo este último quem tem o ponto máximo de energia refletida para a célula fotovoltaica sem que o painel esteja inclinado (0°).

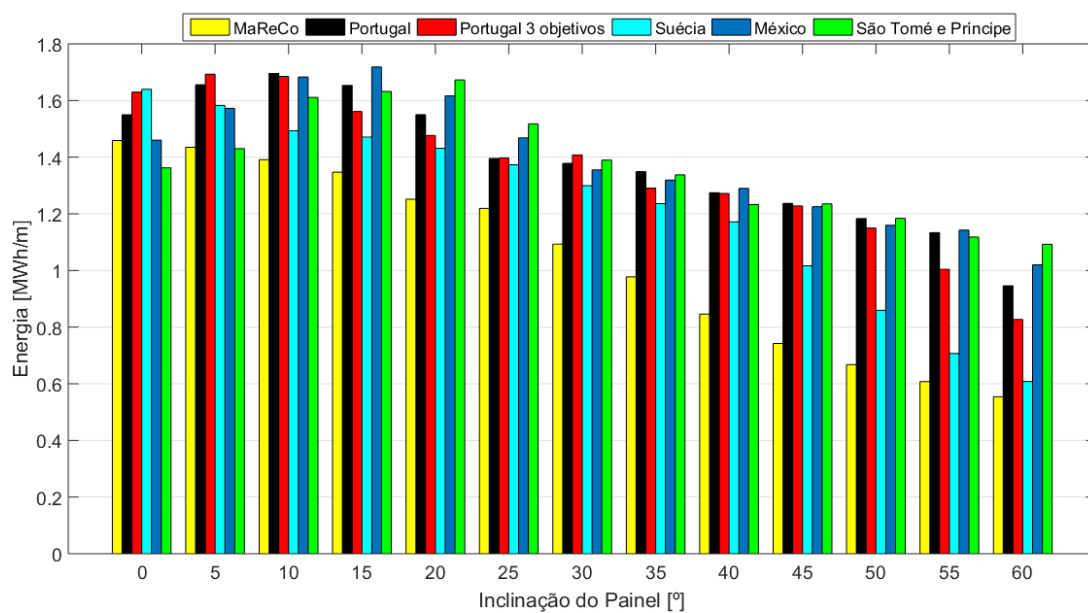


Figura 45-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano no México

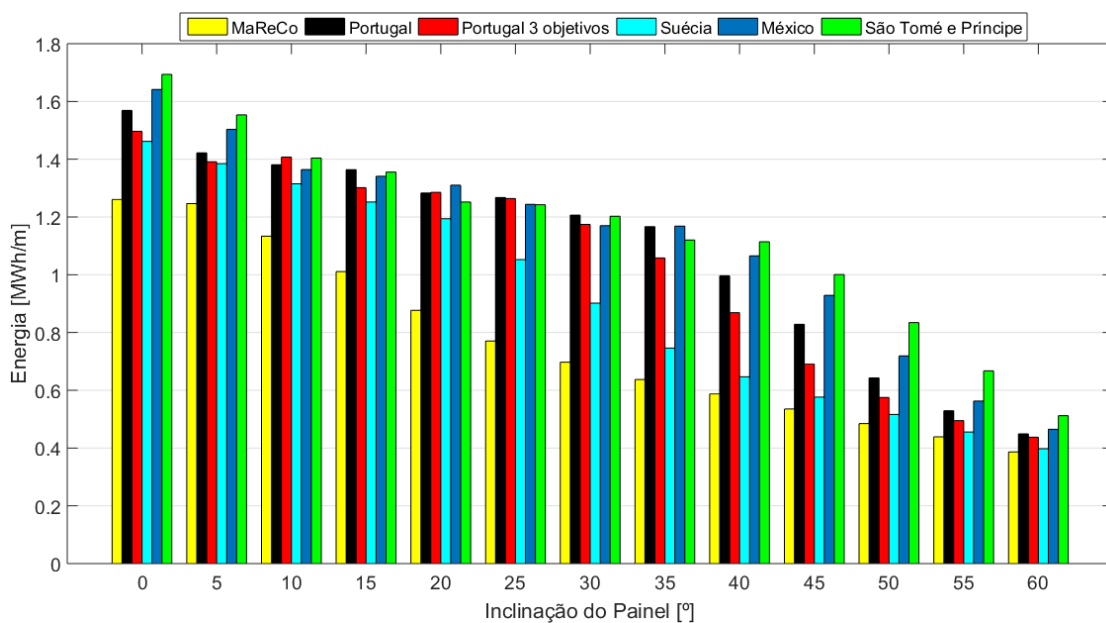


Figura 46-Energia absorvida pelas diferentes geometrias num ano em São Tomé e Príncipe

Apesar destes resultados fornecerem indicações conclusivas sobre quais os concentradores a usar mediante a localização na Terra e a inclinação do painel desejado, é imperativo ter-se em conta os pontos quentes que poderá causar nas células fotovoltaicas que, como visto em 2.2.3 e 5.1.3, afetam o desempenho da célula fotovoltaica. Por exemplo, no caso de utilizar o refletor otimizado para São Tomé e Príncipe na Suécia, com o painel inclinado a 60°, a uniformidade da concentração nas células fotovoltaicas é baixa, Tabela 15. Na Tabela 15 destacam-se as horas e meses de maior calor, onde a concentração não é tão uniforme como a desejável e, por isso, é um fator a ter em conta.

Tabela 15-Concentração na célula solar para o refletor otimizado para São Tomé e Príncipe na Suécia com o painel inclinado a 60°

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
07:00	0	0	0.933	0.923	0.923	0.923	0.923	0.923	0.75	0	0	0
08:00	0	0.833	0.965	0.923	0.923	0.923	0.923	0.923	0.967	0.968	0.97	0
09:00	0.941	0.75	0.965	0.175	0.923	0.923	0.923	0.196	0.966	1	0.967	0.918
10:00	0.903	0.88	0.965	0.462	0.342	0.923	0.59	0.342	0.933	0.916	0.896	0.909
11:00	0.896	0.958	0.965	0.685	0.2	0.342	0.216	0.727	0.933	0.916	0.964	0.875
12:00	1	0.958	0.965	0.72	0.173	0.245	0.183	0.725	0.933	0.958	0.964	1
13:00	0.833	0.958	0.965	0.734	0.171	0.228	0.173	0.72	0.933	0.958	0.9	0.906
14:00	0.9	0.88	0.965	0.725	0.185	0.26	0.185	0.711	0.933	0.916	0.906	0.9428
15:00	0.941	0.846	0.933	0.719	0.245	0.59	0.232	0.689	0.9	0.875	0.944	0
16:00	0	1	0.9	0.380	0.923	0.923	0.923	0.38	0.933	1	0	0
17:00	0	0	0.966	0.295	0.923	0.923	0.923	0.27	0.966	0.878	0	0
18:00	0	0	0	0.923	0.923	0.923	0.923	0.923	0.968	0	0	0

6. Conclusões

Este trabalho tem como principal objetivo otimizar o refletor de um painel solar concentrador para diferentes zonas climáticas do planeta e comparar com a geometria MaReCo™ da SOLARUS. Foi desenvolvido um modelo ótico-elétrico 2D que, dada uma geometria do refletor, calcula a quantidade de energia absorvida pelas células fotovoltaicas, proveniente de irradiação direta e refletida pelo refletor. A geometria dos refletores é definida por uma função polinomial que é gerada aleatoriamente por um programa de otimização. Com o auxílio do algoritmo de otimização NSGA-II otimizou-se para quatro países diferentes (Portugal, Suécia, México e São Tomé e Príncipe) a estrutura do refletor para a maximização da energia absorvida pelas células e para a minimização do tamanho do mesmo.

Os resultados de otimização mostram que os formatos ótimos para cada localização geográfica são semelhantes e quanto maior for o comprimento do refletor maior será a energia recebida pelas células, sendo necessário ter atenção ao comprimento do painel para que este seja possível de aplicar experimentalmente.

A geometria otimizada para Portugal, sem a otimização da uniformidade, proporciona um aumento de 10,9% de energia absorvida, 1,725MWh, em Portugal, comparativamente com a geometria MaReCo™. Considerando também a otimização da uniformidade da concentração solar constata-se que é possível obter a mesma energia absorvida pelas células fotovoltaicas para diferentes uniformidades. A solução escolhida, considerando a otimização da uniformidade, absorve mais 10,4% de energia e possui menos 11,9% de uniformidade que a geometria MaReCo™. Quanto ao comprimento do refletor, as duas soluções otimizadas apresentam maiores dimensões, mais 15,6% e 13,1% para os casos com e sem uniformidade otimizadas, respetivamente.

O refletor MaReCo™ da empresa SOLARUS foi fabricado para a Suécia, mas a solução otimizada obtida para o mesmo país apresenta valores de energia absorvida superiores, cerca de 6,7% em relação ao concentrador da empresa sueca, com um aumento de 6,6% do comprimento do refletor.

Para o México e São Tomé e Príncipe as soluções otimizadas apresentam valores de energia absorvida muito superiores à do MaReCo, 17,5% e 35,1%, respetivamente. Por outro lado, o seu comprimento também é consideravelmente superior em relação à geometria MaReCo™, 17,0% e 16,7%, respetivamente. Destes resultados retira-se a conclusão que para o mesmo aumento de comprimento há muito maior ganho de energia absorvida em relação à geometria MaReCo™, esta que para o México absorve ao fim de um ano 1,459 MWh/m de energia e para São Tomé e Príncipe 1,261 MWh/m.

As geometrias mais resilientes à mudança de país são as geometrias otimizadas para o México e São Tomé e Príncipe que para valores de inclinação do painel mais elevados têm bons desempenhos em termos de absorção de energia, facto este, que pode ser justificado pelas duas geometrias serem as de maiores dimensões.

Conclui-se também que apesar da análise mostrar que certos refletores têm grandes valores de energia para um certo país, com uma certa inclinação, é preciso ter em conta a uniformidade da irradiação pois a concentração de irradiação em pequenas áreas pode originar pontos quentes e conseqüente aquecimento das células fotovoltaicas, reduzindo o seu tempo de vida útil e o seu rendimento.

7. Trabalho Futuro

Após os objetivos desta investigação terem sido concluídos o trabalho futuro passará pela continuidade da investigação. Um dos tópicos de interesse científico seria construir e analisar experimentalmente os resultados obtidos pela otimização para que seja possível concluir se os resultados provenientes do modelo e do algoritmo de otimização são de facto soluções ótimas. Outro ponto a desenvolver seria o estudo sobre a energia térmica produzida pelos refletores obtidos para painéis solares térmicos, onde se teria de ter especial atenção à uniformidade da concentração solar. A possibilidade de aperfeiçoamento do modelo construído também é uma hipótese, onde se poderia otimizar o ângulo de azimute a que o painel deve estar para maximizar a energia recebida ou construir um modelo a três dimensões.

Bibliografia

- [1] C. Washburn and M. Pablo-Romero, "Measures to promote renewable energies for electricity generation in Latin American countries," *Energy Policy*, vol. 128, no., pp. 212–222, Junho 2018.
- [2] Ibrahim Dincer, "Renewable energy and sustainable development: a crucial review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 4, no. 2, pp. 157–175, 2000.
- [3] REN21, "RENEWABLES 2018 · GLOBAL STATUS REPORT.", Relatório anual, 2018.
- [4] R. Castro, "Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica", 2a edição, IST Press, 2011.
- [5] K. Zweibel e P. Hersch, "Basic Photovoltaic Principles and Methods", Van Nostrand Reinhold, 1984.
- [6] W. Shockley, H. J. Queisser, and R. ell, "Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells," *J. Appl. Phys.*, vol. 32, pp. 510–519, 1961.
- [7] T. Matsui, H. Sai, A. Bidiville, H. J. Hsu, and K. Matsubara, "Progress and limitations of thin-film silicon solar cells," *Sol. Energy*, vol. 170, pp. 486–498, Março 2018.
- [8] Y. Qiu, M. J. Li, Y. L. He, and W. Q. Tao, "Thermal performance analysis of a parabolic trough solar collector using supercritical CO₂ as heat transfer fluid under non-uniform solar flux," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 115, pp. 1255–1265, 2017.
- [9] V. Sharma, S. Khanna, J. K. Nayak, and S. B. Kedare, "Effects of shading and blocking in compact linear fresnel reflector field," *Energy*, vol. 94, pp. 633–653, 2016.
- [10] O. Z. Sharaf and M. F. Orhan, "Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I - Fundamentals, design considerations and current technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 50, pp. 1500–1565, 2015.
- [11] H. E. Imadojemu, "Concentrating parabolic collectors: A patent survey," *Energy Convers. Manag.*, vol. 36, no. 4, pp. 225–237, 1995.
- [12] R. Daneshzarian, E. Cuce, P. M. Cuce, and F. Sher, "Concentrating photovoltaic thermal (CPVT) collectors and systems: Theory, performance assessment and applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 473–492, Maio 2017.
- [13] N. Pearsall, "The Performance of Photovoltaic (PV) Systemssystems: Modeling, measurement and assessment ", Woodhead Publishing, 2016.
- [14] K. Lovegrove and W. Stein, "Solar fuels and industrial solar chemistry". 2012.
- [15] SOLARUS, "Solarus | Powercollector." [Online]. Available: <https://solarus.com/powercollector/>. [Accessed: 10-May-2019].
- [16] Guia de laboratório nº 4 e 5 de Sistemas Elétricos Integrados de Tecnologia Solar Fotovoltaica , "Integrated Electrical Systems of Solar Photovoltaic Technology Analysis of a Concentrating Photovoltaic & Thermal Hybrid Collector (C-PVT).", 2017.
- [17] K. Deb, A. Member, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan, "A fast and elitist multi-objective genetic algorithm_NSGAII," vol. 6, no. 2, pp. 182–197, 2002.
- [18] D. Keiner, M. Ram, L. S. N. S. Barbosa, D. Bogdanov, and C. Breyer, "Cost optimal self-consumption of

PV Prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050,” *Sol. Energy*, vol. 185, no. September 2018, pp. 406–423, 2019.

- [19] Pedro Alves, J. Torres, J. Fernandes, C. Fernandes, P. Branco, “From Sweden to Portugal: the Effect of Very Distinct Climate Zones on Energy Efficiency of a Concentrating Photovoltaic/Thermal System (CPV/T)”, *Solar Energy*, 2019.
- [20] Catarina Sofia Campos, João Paulo N. Torres and João F. P. Fernandes, “Effects of the Heat Transfer Fluid Selection on the Efficiency of a Hybrid Concentrated Photovoltaic and Thermal Collector”, *Energies*, vol.12, n.6, 2019.
- [21] Carlos A.F. Fernandes, João Paulo N. Torres, P.J. Costa Branco, João Fernandes, João Gomes, “Cell string layout in solar photovoltaic collectors”, *Energy Conversion and Management*, Available online 26 April 2017, ISSN 0196-8904.

Anexo

Tabela Anexo I-Valores da altitude solar em graus(°) para a Suécia dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (20/1/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
04:00	0	0	0	0	0	1,84	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	5,07	7,41	4,43	0	0	0	0	0
06:00	0	0	1,13	4,46	11,86	14,06	11,05	4,33	0	0	0	0
07:00	0	0	8,43	11,89	19,25	21,37	18,35	11,71	3,36	0	0	0
08:00	0	5,3	15,53	19,49	26,87	28,98	25,95	19,3	10,72	1,95	0,19	0
09:00	2,98	11,28	21,81	26,8	34,32	36,51	33,45	26,63	17,67	8,3	4,96	0,92
10:00	7,23	16,01	26,76	33,32	41,11	43,51	40,38	33,22	23,67	13,7	8,59	4,59
11:00	9,95	19,06	29,91	38,5	46,6	49,3	46,13	38,5	28,23	17,63	10,55	6,81
12:00	10,86	20,16	30,88	41,7	50,03	53,09	49,95	41,86	30,87	19,73	10,65	7,28
13:00	9,89	19,17	29,55	42,44	50,73	54,09	51,12	42,76	31,28	19,8	8,88	5,94
14:00	7,12	16,22	26,09	40,57	48,54	52,03	49,37	41,04	29,38	17,81	5,4	2,95
15:00	2,84	11,58	20,91	36,42	43,95	47,42	45,08	37,01	25,43	13,99	0,69	0
16:00	0	5,67	14,48	30,57	37,7	41,12	39,03	31,23	19,86	8,66	0	0
17:00	0	0	7,31	23,65	30,51	33,88	31,93	24,34	13,18	2,34	0	0
18:00	0	0	0,15	16,18	22,93	26,27	24,36	16,87	5,87	0	0	0
19:00	0	0	0	8,62	15,39	18,73	16,78	9,27	0	0	0	0
20:00	0	0	0	1,51	8,28	11,61	9,56	2,07	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	2,05	5,28	3,12	0	0	0	0	0

Tabela Anexo II-Valores do azimute em graus(°) para a Suécia dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (20/1/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
04:00	0	0	0	0	0	42,73	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	57,87	55,26	55,61	0	0	0	0	0
06:00	0	0	91,03	74,1	70,30	67,48	68,06	72,91	0	0	0	0
07:00	0	0	104,03	86,84	82,72	79,71	80,44	85,64	93,7	0	0	0
08:00	0	120,99	117,52	99,88	95,59	92,38	93,20	98,66	106,8	114,18	131,02	0
09:00	138,56	134,58	131,90	113,74	109,49	106,09	106,88	112,46	120,5	127,45	144,17	142,67
10:00	152,01	148,95	147,45	128,96	125,12	121,62	122,19	127,59	135,2	141,41	157,87	155,88
11:00	165,99	164,07	164,12	145,95	143,15	139,78	139,84	144,5	151,11	156,17	172,02	169,5
12:00	180,29	179,68	181,49	164,72	163,75	160,97	160,13	163,22	168,1	171,57	186,36	183,35
13:00	194,58	195,31	198,8	184,52	185,87	184,18	182,23	183,05	185,62	187,24	200,55	197,12
14:00	208,55	210,47	215,32	204	207,41	206,91	204,1	202,66	202,88	202,67	214,3	210,56
15:00	221,99	224,89	230,68	222,02	226,71	227,04	223,87	220,85	219,19	217,47	227,5	0
16:00	0	238,53	244,91	238,2	243,41	244,16	240,99	237,16	234,29	231,47	0	0
17:00	0	0	258,3	252,75	258,05	258,94	255,91	251,81	248,3	244,76	0	0
18:00	0	0	271,28	266,19	271,33	272,20	269,35	265,3	261,54	0	0	0
19:00	0	0	0	279,05	283,91	284,65	281,99	278,17	0	0	0	0
20:00	0	0	0	291,81	296,29	296,83	294,35	290,9	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	309,86	309,14	306,85	0	0	0	0	0

Tabela Anexo III-Valores de altitude solar em graus(°) para o México dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (1/4/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
07:00	0	0	4,14	0	0	0	0	0	0	0	2,08	0
08:00	9,41	12,67	18,12	9,78	12,69	12,43	10,55	8,78	7,48	5,54	14,68	10,6
09:00	21,82	25,99	32,07	23,77	26,29	25,76	24,08	22,74	21,5	19	26,69	22,4
10:00	33,18	38,58	45,65	37,88	40,11	39,04	37,86	36,84	35,38	31,99	37,37	32,93
11:00	42,71	49,7	58,28	52,01	54,07	53,05	51,79	50,96	48,81	43,92	45,71	41,33
12:00	49,07	57,74	68,2	65,95	68,1	66,8	65,81	64,92	61,06	53,73	50,19	46,32
13:00	50,69	60,11	70,59	78,75	82,16	80,22	79,86	77,89	69,75	59,27	49,5	46,71
14:00	47,02	55,61	63,36	80,5	83,63	83,58	85,89	81,04	69,65	58,22	43,89	42,38
15:00	39,19	46,31	51,61	68,33	69,58	70,62	71,89	69,27	60,85	51,12	34,83	34,42
16:00	28,80	34,59	38,35	54,47	55,55	56,9	57,84	55,45	48,57	40,51	23,74	24,16
17:00	16,94	21,70	24,54	40,36	41,59	43,17	43,87	41,35	35,12	28,18	11,5	12,52
18:00	4,32	8,25	10,53	26,24	27,75	29,54	30,01	27,22	21,22	14,99	0	0,42
19:00	0	0	0	12,23	14,13	16,12	16,34	13,18	7,2	1,59	0	0
20:00	0	0	0	0	1,1	3,15	3,09	0	0	0	0	0

Tabela Anexo IV-Valores do azimute em graus(°) para o México dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (1/4/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
07:00	0	0	91,03	0	0	0	0	0	0	0	111,92	0
08:00	114,98	106,01	96,21	80,65	72,73	69,24	71,89	80,24	91,97	103,45	117,8	119,63
09:00	121,87	112,66	102,28	85,12	76,40	72,66	75,68	84,75	97,3	109,35	125,64	126,95
10:00	131,28	121,76	110,51	89,74	79,47	75,16	78,82	89,37	103,74	117,05	136,5	136,94
11:00	144,51	135,36	123,8	95,37	82,01	76,55	81,43	94,91	112,8	128,04	151,73	169,5
12:00	162,67	156,45	149,37	104,43	83,84	75,68	83,35	103,61	128,12	144,87	171,75	168,44
13:00	184,49	184,89	192,4	129,91	82,41	64,17	82,88	126,69	158,21	169,81	193,64	188,46
14:00	205,27	211,53	226,83	219,78	278,84	309,47	283,79	213,92	202,41	198,34	212,55	206,83
15:00	221,41	229,87	244,47	253,24	276,12	285,54	276,19	251,74	232,13	220,85	226,54	221,18
16:00	232,95	241,72	254,49	263,54	277,83	283,36	277,56	262,73	247,27	235,6	236,5	231,68
17:00	241,22	249,86	261,34	269,51	280,32	284,32	279,91	268,89	256,25	245,38	243,75	239,35
18:00	247,39	256	266,84	274,24	283,33	286,55	282,81	273,68	262,64	252,4	0	245,09
19:00	0	0	0	278,71	286,94	289,71	286,29	278,14	267,94	257,92	0	0
20:00	0	0	0	0	291,36	293,84	290,54	0	0	0	0	0

Tabela Anexo V-Valores da altitude solar em graus(°) para São Tomé e Príncipe dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (1/4/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
06:00	3,68	3,3	4,93	6,91	7,17	5,87	4,9	5,84	8,39	10,27	9,54	6,55
07:00	17,59	17,86	19,81	21,49	21,11	19,46	18,79	20,39	23,33	24,93	23,49	20,14
08:00	31,45	32,52	34,79	36,05	34,9	32,89	32,6	34,95	38,31	39,53	37,22	33,51
09:00	44,92	47,07	49,79	50,43	48,19	45,74	45,97	49,34	53,31	53,93	50,36	46,26
10:00	57,39	61,26	64,78	64,27	60,22	57,21	58,27	63,22	68,3	67,66	61,98	57,53
11:00	67,11	74,1	79,78	75,8	68,68	65,25	67,54	75,06	83,29	78,12	69,28	65,13
12:00	69,61	78,85	85,22	76,43	68,72	66,04	69,23	76,87	81,68	74,9	67,53	65,38
13:00	62,81	69,01	70,22	65,31	60,31	59,03	61,92	66,24	66,69	62,44	58,19	58,09
14:00	51,35	55,33	55,22	51,55	48,29	47,97	50,31	52,59	51,69	48,35	45,86	46,96
15:00	38,26	40,94	40,23	37,2	35,01	35,29	37,19	38,27	36,7	33,85	32,45	34,27
16:00	24,55	26,32	25,24	22,65	21,23	21,93	23,48	23,72	21,72	19,21	18,62	20,91
17:00	10,59	11,65	10,29	8,07	7,3	8,34	9,57	9,14	6,8	4,62	4,7	7,33

Tabela Anexo VI-Valores do azimute em graus(°) para São Tomé e Príncipe dia 21 de cada mês de 2018 retirados do SunCalc (1/4/2019)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
06:00	109,95	100,59	88,79	78,09	69,69	66,47	69,48	77,85	89,31	100,9	110,23	113,62
07:00	110,98	101,16	89,92	77,33	68,39	65,14	68,42	77,61	89,34	101,92	111,89	115,14
08:00	113,63	102,66	89,84	75,42	65,28	61,9	65,66	75,36	89,31	104,13	115,51	118,64
09:00	118,93	105,79	89,93	71,41	59,1	55,55	60,1	71,55	89,19	108,75	122,6	125,38
10:00	129,52	112,71	89,78	62,15	46,47	57,21	48,9	62,87	88,81	119,98	137,13	138,29
11:00	151,89	132,68	89,47	34,21	19,87	19,73	25,28	37,37	86,48	157,61	166,94	162,49
12:00	190,18	196,39	85,22	329,94	340,48	346,04	346,76	334,26	272,74	222,98	205,58	195,72
13:00	221,43	238,9	270,4	299,16	313,74	320,02	317,17	300,52	271	245,68	229,17	220,68
14:00	236,79	251,09	270,31	289,18	301,04	306,13	302,76	289,71	270,66	253,36	240,37	234,08
15:00	244,24	255,95	270,31	284,93	294,83	298,97	295,75	285,16	270,54	256,79	245,96	241,07
16:00	248,03	258,26	270,33	282,91	291,71	295,28	292,21	283	270,5	258,44	248,78	244,72
17:00	249,81	259,34	270,38	282,09	290,41	293,66	290,63	282,08	270,51	259,1	249,91	246,34