



## **Comparação de Diferentes Nanocélulas Fotovoltaicas**

**Catarina Pinho Correia Valério Bernardo**

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

Orientadores: Prof. António Carlos de Campos Simões Baptista  
Prof. João Paulo Neto Torres

**Júri**

Presidente: Prof. Célia Maria Santos Cardoso de Jesus  
Orientador: Prof. António Carlos de Campos Simões Baptista  
Vogal: Prof. Carlos Alberto Ferreira Fernandes

**Outubro 2022**



*À minha Mãe e ao meu Pai.*



I declare that this document is an original work of my own authorship and that it fulfills all the requirements of the Code of Conduct and Good Practices of the Universidade de Lisboa.



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.





# Agradecimentos

Primeiro que tudo, quero agradecer a todos aqueles que me acompanharam ao longo destes 5 anos no Instituto Superior Técnico e me proporcionaram momentos inesquecíveis.

Os meus sinceros agradecimentos aos meus orientadores, Professor António Baptista e Professor João Torres. Por todo o vosso apoio, dicas, sugestões, incentivo e ajuda. Quero, também, agradecer ao Ricardo Lameirinhas por toda a paciência, por todos os conselhos, por todos os "nós cerebrais" partilhados e pelas muitas horas de discussão sobre os mais variados temas e momentos partilhados. És o maior.

O meu muito obrigada ao Paulo Oliveira, proprietário da moradia, por me ter fornecido dados e documentos para o sucesso do meu trabalho. Por toda a disponibilidade e prontidão para me ajudar.

A todos os que me acompanharam ao longo do meu percurso escolar e académico e a todos aqueles que me ajudam a crescer todos os dias e me transmitem valores e a força necessária para que cada dia seja melhor que o anterior.

A todos os meus amigos. À família que eu escolhi. Desde a "Família Salesiana", "Migos do Coração", passando pelo "Grupo Maravilha", "Trio Maravilha" e "Grupo Alegre e Unido", e todos os demais. Cada um de vocês, sem exceção, mudou a minha vida, para sempre. Sou muito grata por vos ter conhecido no meio desta aventura que foi o IST. Por muito difícil que tenha sido, com a vossa ajuda, foi, certamente, mais fácil! Obrigada por tudo! Levar-vos-ei a todos para o resto da minha vida!

Aos meus pais. Por nunca me deixarem cair e, nos piores momentos, quando não acreditava em nada, eles fizeram-me acreditar que era possível. Por todos os conselhos, por toda a paciência, ajuda e amor. A vocês, estarei eternamente grata por tudo o que me proporcionaram e por tudo aquilo que todos os dias me acrescentam.

É impossível expressar por palavras tudo aquilo que sinto e o quão agradecida estou, por tudo. A todos vocês, o meu muito muito obrigada...!



# Abstract

Renewable energies for producing energy for self-consumption are growing, namely solar energy. This work focuses on the comparison of photovoltaic systems for energy production for self-consumption on a property, in three different regions of Portugal, using traditional and emerging technologies, without batteries' implementation.

According to Portuguese Law, there is no stipulated value for selling the surplus energy produced by a Self-Consumption Unit, in Portuguese, "Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)", to the Public Grid, in Portuguese, "Rede Elétrica de Serviço Público (RESP)". In order to analyse the economic viability of the project, two scenarios are studied: the delivery, at zero cost, of the surplus energy produced to the RESP, and its sale. Furthermore, the same analysis is carried out considering partial shading on the photovoltaic generator.

The results show that, if there is no surplus production sale to RESP, the project becomes not economically viable for the four PV technologies. Otherwise, for the traditional technologies, the project is economically viable presenting a payback time, in Portuguese, "Período de Recuperação (PR)", lower than 10 years. When applying partial shading on the generator, the project becomes, in all the scenarios under study, not economically viable.

It can be concluded that the introduction of nanostructures in solar cells to power an infrastructure is not, for now, the best solution from an economic point of view, considering the current legislation. In addition, the shading makes the projects under study not viable, as it is a factor that cannot be controlled in its entirety.

## Keywords

economic analysis; solar energy; nanostructures; photovoltaic technology; shading; viability



# Resumo

As energias renováveis para a produção de energia para autoconsumo são cada vez mais utilizadas, nomeadamente a energia solar. Este trabalho centra-se na comparação de sistemas fotovoltaicos destinados à produção de energia para autoconsumo numa propriedade, em três regiões distintas de Portugal, utilizando-se tecnologias tradicionais e emergentes, sem a implementação de baterias.

Segundo a legislação portuguesa, não existe um valor estipulado para a venda do excesso de energia produzida por uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). De modo a analisar-se a viabilidade económica do projeto, são analisados dois cenários: a entrega, a custo zero, do excesso de energia produzida à RESP, e a sua venda. Para além disso, a mesma análise é feita tendo em conta sombreamento parcial no gerador fotovoltaico.

Os resultados demonstram que, no caso de não existir a venda do excesso de produção à RESP, o projeto torna-se economicamente inviável para as quatro tecnologias fotovoltaicas. Caso contrário, para as tecnologias tradicionais, o projeto é viável apresentando um Período de Recuperação (PR) inferior a 10 anos. Aquando da aplicação de sombra parcial no gerador, o projeto torna-se, em todos os cenários em estudo, economicamente inviável.

Conclui-se que a introdução de nanoestruturas nas células solares para a alimentação de uma infraestrutura não é, para já, a melhor solução do ponto de vista económico, considerando a legislação vigente. Para além disso, a sombra acaba por inviabilizar os projetos em estudo, por ser um fator que não poderá ser controlado na sua totalidade.

## Palavras Chave

análise económica; energia solar; nanoestruturas; tecnologia fotovoltaica; sombra; viabilidade



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação . . . . .	2
1.2	Objetivos . . . . .	3
1.3	Estrutura . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Revisão da Literatura</b>	<b>5</b>
2.1	Princípio de Funcionamento das Células Solares . . . . .	6
2.2	Influência da Temperatura e Irradiância . . . . .	7
2.3	Influência do Sombreamento . . . . .	9
2.4	Evolução da Tecnologia Solar . . . . .	10
2.4.1	Células Solares Cristalinas de Silício (c-Si) . . . . .	11
2.4.2	Células Solares CIGS . . . . .	12
2.4.3	<i>Quantum-Dots</i> . . . . .	13
2.4.4	<i>Nanowires</i> . . . . .	14
2.5	Métodos de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	15
2.6	Legislação . . . . .	16
2.7	Componentes do Gerador Fotovoltaico . . . . .	18
	(i) Painéis Fotovoltaicos . . . . .	18
	(ii) Inversor Solar . . . . .	19
	(iii) Baterias . . . . .	19
	(iv) Cabos . . . . .	20
	(v) Dispositivos de Proteção . . . . .	20
2.8	Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	21
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>23</b>
3.1	Células Solares . . . . .	24
3.2	Painéis Solares . . . . .	25
3.3	Avaliação da Infraestrutura . . . . .	26
3.3.1	Fatores Físicos . . . . .	26

3.3.1.A	Simulação . . . . .	26
3.3.2	Dimensionamento da Carga . . . . .	27
3.4	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico . . . . .	27
3.4.1	Inversor . . . . .	27
3.4.2	Dimensionamento DC . . . . .	28
3.4.2.A	Cabo de Ligação em Série . . . . .	28
3.4.2.B	Fusíveis . . . . .	28
3.4.2.C	Cabo Principal . . . . .	28
3.5	Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	29
3.5.1	Otimização . . . . .	30
3.6	Sombreamento . . . . .	32
<b>4</b>	<b>Resultados</b>	<b>35</b>
4.1	Células Solares . . . . .	36
4.2	Painéis Solares . . . . .	37
4.3	Avaliação da Infraestrutura . . . . .	38
4.3.1	Fatores Físicos . . . . .	38
4.3.1.A	Simulação . . . . .	38
4.3.2	Dimensionamento da Carga . . . . .	40
4.4	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico . . . . .	41
4.4.1	Inversores . . . . .	42
4.4.2	Dimensionamento DC . . . . .	42
4.5	Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	47
4.6	Sombreamento . . . . .	49
<b>5</b>	<b>Discussão</b>	<b>55</b>
5.1	Fatores Físicos . . . . .	56
5.2	Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	56
(i)	Sem a venda do excedente de produção à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) . . . . .	57
(ii)	Com a venda do excedente de produção à RESP . . . . .	57
5.3	Fatores Sociais . . . . .	58
5.4	Fatores Ambientais . . . . .	59
5.5	Efeito do Sombreamento . . . . .	60
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>63</b>
6.1	Conclusões . . . . .	64
6.2	Trabalho Futuro . . . . .	65



<b>A</b>	<b>Perfis de Carga</b>	<b>73</b>
<b>B</b>	<b>Curvas Consumo-Geração</b>	<b>77</b>
B.1	c-Si . . . . .	78
B.2	CIGS . . . . .	79
B.3	c-Si NWs . . . . .	81
B.4	CsPbI <sub>3</sub> QDs . . . . .	83
<b>C</b>	<b>Cash Flows</b>	<b>85</b>



# Lista de Figuras

2.1	Processo de absorção ótico num semiconductor. . . . .	6
2.2	Circuito constituído por uma célula solar e uma resistência. . . . .	7
2.3	Curvas características dos módulos fotovoltaicos, consoante a variação da irradiância, com $T = T^r$ . . . . .	8
2.4	Curvas características dos módulos fotovoltaicos, consoante a variação da temperatura da célula, com $G = G^r$ . . . . .	8
2.5	Curvas características dos módulos fotovoltaicos, consoante a variação da temperatura da célula e irradiância. . . . .	9
2.6	Curvas características dos módulos fotovoltaicos com a aplicação de sombra parcial. . .	10
2.7	Secção transversal, com vista bidimensional, de <i>Quantum-Dots</i> (QDs) numa célula Perovskite. . . . .	13
2.8	Vista lateral de GaAs <i>Nanowires</i> (NWs) sobre um substrato de Si. . . . .	14
3.1	Circuito equivalente do modelo Modelo de um Díodo e Três Parâmetros (1M3P). . . . .	24
3.2	Esquema de um gerador fotovoltaico com sombra parcial. . . . .	32
3.3	Fluxograma do código desenvolvido para a aplicação de sombra ao gerador fotovoltaico. . . . .	33
4.1	Curvas características das células solares. . . . .	36
4.2	Curvas características dos painéis solares. . . . .	37
4.3	Vistas da propriedade em Santa Iria de Azoia. . . . .	38
4.4	Resultado da simulação da insolação cumulativa, durante o ano de 2021. . . . .	39
4.5	Delimitação da zona da cobertura onde será implementado o gerador. . . . .	39
4.6	Consumo médio mensal. . . . .	40
4.7	Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, em dois dias significativos do mês de janeiro. . . . .	41
4.8	Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, em dois dias significativos do mês de agosto. . . . .	41

4.9	Temperaturas médias ao longo dos meses de consumo extremo. . . . .	43
4.10	Irradiâncias médias ao longo dos meses de consumo extremo. . . . .	44
4.11	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si. . . . .	44
4.12	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si. . . . .	45
4.13	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CIGS. . . . .	45
4.14	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CIGS. . . . .	45
4.15	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si NWs. . . . .	46
4.16	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si NWs. . . . .	46
4.17	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs. . . . .	46
4.18	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs. . . . .	47
4.19	Resultado da simulação do efeito de sombra. . . . .	49
4.20	Curvas características dos geradores. . . . .	50
4.21	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si, com e sem sombra. . . . .	51
4.22	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si, com e sem sombra. . . . .	51
4.23	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CIGS, com e sem sombra. . . . .	52
4.24	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CIGS, com e sem sombra. . . . .	52
4.25	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra. . . . .	52
4.26	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra. . . . .	53
4.27	Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs, com e sem sombra. . . . .	53
4.28	Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs, com e sem sombra. . . . .	53
A.1	Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, nos diferentes meses do ano. .	74
A.2	Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, nos diferentes meses do ano (continuação). . . . .	75
B.1	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si, com e sem sombra. . . . .	78

B.2	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si, com e sem sombra (continuação). . . . .	79
B.3	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CIGS, com e sem sombra. . . . .	79
B.4	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CIGS, com e sem sombra (continuação). . . . .	80
B.5	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CIGS, com e sem sombra (continuação). . . . .	81
B.6	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra. . . . .	81
B.7	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra (continuação). . . . .	82
B.8	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs, com e sem sombra. . . . .	83
B.9	Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs, com e sem sombra (continuação). . . . .	84



# Lista de Tabelas

2.1	Vantagens e desvantagens dos métodos <i>Building Applied Photovoltaic</i> (BAPV) e <i>Building Integrated Photovoltaic</i> (BIPV). . . . .	15
2.2	Vantagens e Desvantagens de sistemas <i>On grid</i> e <i>Off grid</i> . . . . .	16
2.3	Normativos legais a cumprir para as Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). . . . .	17
4.1	Parâmetros das células solares @STC (AM1.5, 1000 W/m <sup>2</sup> , 25° C). . . . .	37
4.2	Parâmetros dos painéis fotovoltaicos @STC (AM1.5, 1000 W/m <sup>2</sup> , 25° C). . . . .	38
4.3	Potências nominais das cargas consideradas nos perfis mensais. . . . .	40
4.4	Dimensionamento do gerador para as diferentes localizações. . . . .	41
4.5	Características dos inversores. . . . .	42
4.6	Dimensionamento DC: cabo de ligação em série, fusíveis e cabo principal. . . . .	43
4.7	Parâmetros para o cálculo dos <i>cash flows</i> . . . . .	47
4.8	Parâmetros para o cálculo do investimento inicial. . . . .	48
4.9	Investimento inicial para os diferentes geradores fotovoltaicos, utilizando diferentes tecnologias. . . . .	48
4.10	Indicadores Financeiros nos três locais em análise, onde os valores destacados a verde correspondem àqueles com um Período de Recuperação (PR) inferior a 10 anos. . . . .	48
4.11	Potência máxima obtida com e sem sombra. . . . .	50
4.12	Indicadores Financeiros nos três locais em análise com o cenário de sombra aplicado. . . . .	54
C.1	Análise Financeira, utilizando a tecnologia c-Si. . . . .	86
C.2	Análise Financeira, utilizando a tecnologia CIGS. . . . .	87
C.3	Análise Financeira, utilizando a tecnologia c-Si NWs. . . . .	88
C.4	Análise Financeira, utilizando a tecnologia CsPbI <sub>3</sub> QDs. . . . .	89





# Lista de Algoritmos

3.1	Cálculo das Receitas. . . . .	30
3.2	Algoritmo de Otimização. . . . .	31



# Acrónimos

<b>BAPV</b>	<i>Building Applied Photovoltaic</i>
<b>BIPV</b>	<i>Building Integrated Photovoltaic</i>
<b>AM 1.5</b>	Massa de Ar 1.5
<b>MPP</b>	<i>Maximum Power Point</i>
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<b>1M5P</b>	Modelo de um Díodo e Cinco Parâmetros
<b>1M3P</b>	Modelo de um Díodo e Três Parâmetros
<b>NWs</b>	<i>Nanowires</i>
<b>NREL</b>	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
<b>PR</b>	Período de Recuperação
<b>GI</b>	Primeira Geração
<b>QDs</b>	<i>Quantum-Dots</i>
<b>RESP</b>	Rede Elétrica de Serviço Público
<b>RTIEBT</b>	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
<b>GII</b>	Segunda Geração
<b>GIII</b>	Terceira Geração
<b>UPP</b>	Unidade de Pequena Produção
<b>UPAC</b>	Unidade de Produção para Autoconsumo
<b>VAL</b>	Valor Atual Líquido



# Nomenclatura

## Constantes

$\sigma^{Cu}$	Condutividade elétrica do Cobre	56 m/ $\Omega$ mm <sup>2</sup>
$k$	Constante de <i>Boltzmann</i>	$1,380\,649 \times 10^{-23}$ J K <sup>-1</sup>
$G^r$	Irradiância de referência	1000 W/m <sup>2</sup>
$q$	Módulo da carga do eletrão	$1,602\,176\,487 \times 10^{-19}$ C
$T^r$	Temperatura de referência	25 °C
$V_T^r$	Tensão térmica de referência	25,7 mV

## Parâmetros

$L_{max}$	Comprimento máximo do condutor
$\sigma$	Condutividade elétrica
$I_{MPP}$	Corrente correspondente à máxima potência
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito
$I$	Corrente de saída
$I_z$	Corrente máxima admissível pelo condutor
$I_{max}^{inv}$	Corrente máxima de entrada do inversor
$I_n$	Corrente nominal
$J_{sc}$	Densidade de corrente de curto-circuito
$\eta$	Eficiência
$E_g$	Energia da banda proibida

$FF$	<i>Fill Factor</i>
$I_0$	Investimento inicial
$G_{max}$	Irradiância máxima
$G_{min}$	Irradiância mínima
$n$	Número de células ligadas em paralelo
$m$	Número de células ligadas em série
$N$	Número de módulos ligados em paralelo
$M$	Número de módulos ligados em série
$z$	Número total de células num módulo
$Z$	Número total de módulos do gerador
$P$	Potência de saída
$P_{MPP}$	Potência máxima
$P_n^{inv}$	Potência nominal do inversor
$s$	Secção do condutor
$a$	Taxa de atualização
$a_r$	Taxa de atualização real
$T$	Temperatura
$T_{max}$	Temperatura máxima
$T_{min}$	Temperatura mínima
$V$	Tensão de saída
$V_{MPP}$	Tensão correspondente à máxima potência
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto
$V_{max}^{inv}$	Tensão máxima de entrada do inversor
$V_{min}^{inv}$	Tensão mínima de entrada do inversor

# 1

## Introdução

### Conteúdo

---

1.1	Motivação . . . . .	2
1.2	Objetivos . . . . .	3
1.3	Estrutura . . . . .	3

---

## 1.1 Motivação

A partir da década de 70 do século XX, a preocupação com o meio ambiente passou a ser um tema de extrema relevância. O desenvolvimento económico, com o crescimento acelerado da industrialização e o aumento da população mundial levaram a um aumento do uso de recursos naturais de forma ilimitada, o que se verificou ser insustentável. Para além disso, os níveis de concentração de dióxido de carbono aumentaram de forma exponencial, contribuindo para a intensificação do aquecimento global. Entre 2010 e 2019, verificou-se o valor mais elevado da média anual global da emissão de gases com efeito de estufa, surgindo, assim, a necessidade de uma transição energética para um modelo mais limpo e baseado no uso de fontes renováveis eficientes e económicas. A utilização de energias renováveis atingiu o seu pico de utilização no ano de 2021 e, nesse mesmo ano, a energia solar bateu novo recorde de utilização, tornando-se numa das fontes de energia renovável mais importantes, de tal forma que, caso toda a energia proveniente do Sol fosse captada diariamente as necessidades energéticas da Terra estavam asseguradas por um período de um ano.

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839, mas apenas em 1954 foi desenvolvida a primeira célula semicondutora de silício. Desde então, a utilização de diferentes materiais e técnicas levou a que as células solares fossem agrupadas em diferentes gerações fotovoltaicas. Recentemente, a nanotecnologia tem demonstrado bons resultados em novos dispositivos, e a Terceira Geração (GIII) usufrui das potencialidades demonstradas pela nanotecnologia nas células solares, tendo como objetivo alcançar um maior poder de conversão energética por parte das células. A introdução de nanoestruturas nos dispositivos fotovoltaicos, como *Quantum-Dots* (QDs) e *Nanowires* (NWs), permite o controlo da banda proibida, em consequência das suas dimensões à nano escala, fornecendo flexibilidade na recombinação de carga e no confinamento da radiação.

As tecnologias fotovoltaicas tradicionais, i.e., dispositivos de Primeira Geração (GI) e Segunda Geração (GII), são usuais, nos dias de hoje, em oposição às tecnologias que ainda estão a emergir, nomeadamente em infraestruturas que geram energia para seu próprio consumo, contribuindo para um mundo mais sustentável e mais limpo. Portugal é um dos países membros da União Europeia que, por ano, apresenta um maior número de horas de exposição solar e, como tal, é um dos locais mais favoráveis para a introdução de geradores fotovoltaicos para a produção de energia destinada ao autoconsumo. Contudo, a introdução de sistemas de geração de energia, representa, do ponto de vista económico, um investimento que, a maioria do comum cidadão, não está disposto a fazer, e é aqui que a decisão para investir, ou não, num sistema que usufrui de energias renováveis para autoconsumo, começa. Atualmente, a legislação portuguesa não define um valor de referência para a venda do excesso de energia produzida em autoconsumo, cabendo às partes envolvidas a celebração de um acordo relativamente ao valor a praticar. Assim sendo, os governos têm um papel importante no que diz respeito à tomada de medidas que incentivem o investimento em fontes renováveis.



## 1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho assenta na comparação entre tecnologias fotovoltaicas tradicionais e tecnologias fotovoltaicas que estão ainda a emergir, utilizando nanoestruturas, numa determinada aplicação: a alimentação de uma propriedade recorrendo a um gerador fotovoltaico para autoconsumo.

Qual a viabilidade de uma instalação fotovoltaica recorrendo a diferentes tecnologias em termos económicos? Será a instalação capaz de cobrir todos os picos de consumo tendo por base um cenário real? Estas questões serão respondidas neste trabalho, sendo que o respetivo estudo e consequentes respostas, terão em conta a legislação vigente do local em análise.

Para além disso, o mesmo estudo foi efetuado em diferentes localizações de modo a analisar a fiabilidade das respetivas instalações de acordo com o local de implementação do gerador.

Por fim, tendo em conta as duas análises anteriores, todo o processo é reiniciado com uma nova análise que tem em conta obstáculos à passagem da radiação solar, tais como a existência de sombreamento nos painéis fotovoltaicos, que conduz a um pior desempenho do sistema.

## 1.3 Estrutura

O presente trabalho está dividido em seis partes. O Capítulo 1 apresenta uma breve introdução ao tema, bem como a motivação por detrás da escolha do mesmo. Para além disso, são apresentados os objetivos do trabalho. A revisão da literatura encontra-se no Capítulo 2. Apresenta-se uma breve introdução aos conceitos relacionados com os dispositivos fotovoltaicos. A evolução das diferentes tipologias de células são apresentadas, bem como a evolução das tecnologias fotovoltaicas. São, também, apresentadas a constituição e respetiva legislação para o dimensionamento de um gerador fotovoltaico destinado ao autoconsumo. No Capítulo 3, são apresentadas as metodologias do trabalho, a fim de se fazer cumprir os objetivos propostos. Para além disso, as ferramentas utilizadas para a obtenção dos resultados são enunciadas. No Capítulo 4, encontram-se os resultados obtidos, utilizando os métodos descritos no capítulo anterior. São apresentadas imagens resultantes das diferentes simulações e tabelas com os dados mais relevantes das simulações. A discussão de resultados é apresentada no Capítulo 5. É feita a análise dos resultados que se encontram no capítulo anterior e, também, a comparação entre os diferentes valores. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho, as quais acabam por ser o resumo da discussão de resultados. São também sugeridos tópicos de trabalho futuro. Nos anexos, são apresentados, suplementarmente, os perfis de carga de consumo do utilizador, em cada mês, as curvas de consumo-geração para cada tecnologia em estudo, e as tabelas dos *cash flows* para cada tipo de célula em estudo, bem como a localização do estudo durante os primeiros trinta anos de análise.



# 2

## Revisão da Literatura

### Conteúdo

---

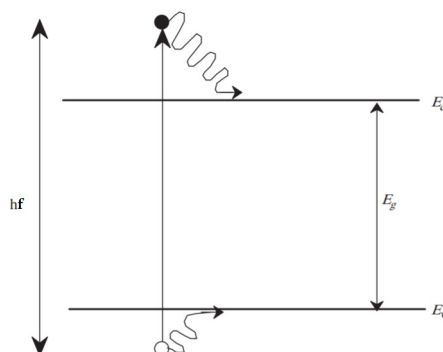
2.1 Princípio de Funcionamento das Células Solares . . . . .	6
2.2 Influência da Temperatura e Irradiância . . . . .	7
2.3 Influência do Sombreamento . . . . .	9
2.4 Evolução da Tecnologia Solar . . . . .	10
2.5 Métodos de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	15
2.6 Legislação . . . . .	16
2.7 Componentes do Gerador Fotovoltaico . . . . .	18
2.8 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	21

---

## 2.1 Princípio de Funcionamento das Células Solares

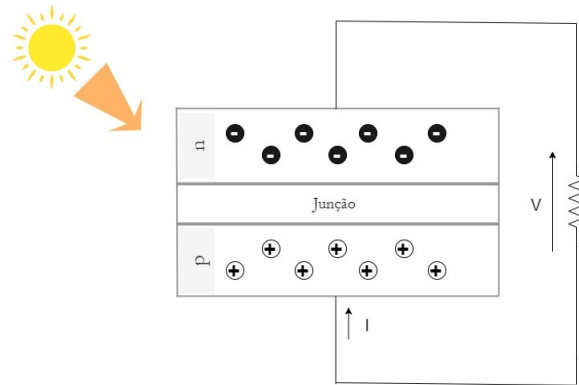
O princípio de funcionamento da tecnologia solar é baseado no efeito fotovoltaico. Este é um fenômeno físico e químico que consiste na geração de corrente elétrica ou criação de uma tensão elétrica quando da exposição de um material a uma determinada radiação. Este fenômeno foi descoberto, pela primeira vez, em 1839, por Alexandre-Edmond Becquerel, físico de nacionalidade francesa, após verificar a produção de corrente elétrica quando dois elétrodos, imersos numa solução eletrolítica, foram expostos à radiação solar. É através do efeito fotovoltaico que a energia proveniente do Sol é convertida em energia elétrica, por meio da célula solar [1, 2].

A radiação solar é constituída por fótons e a exposição da célula solar a essa radiação permite que a célula fotovoltaica absorva a energia dos fótons, mas apenas quando a energia destes,  $hf$ , sendo  $h$  a constante de Planck e  $f$  a frequência da radiação incidente, é superior à energia da banda proibida do material,  $E_g$ , em Inglês, *band gap*. Nestas circunstâncias, um fóton absorvido cria um par elétron-buraco. Quando um fóton apresenta uma energia superior à energia da banda proibida, ocorre a excitação de um elétron da banda de valência para a banda de condução do semicondutor [3–5]. Caso o fóton não possua uma energia superior à da banda proibida do semicondutor, a radiação é transmitida através do material, dizendo-se que o semicondutor é transparente à radiação. A Figura 2.1 demonstra a transição do elétron explicitada acima.



**Figura 2.1:** Processo de absorção óptico num semicondutor.  
(Adaptado de [5])

As células fotovoltaicas são díodos semicondutores. A existência de um campo elétrico na região de absorção da radiação das células fotovoltaicas é responsável pela separação dos pares elétron-buraco, dando origem a uma diferença de potencial de p para n [6–8]. Se a célula solar estiver ligada a uma resistência, como se ilustra na Figura 2.2, existe também uma corrente elétrica fornecida à resistência através da célula solar.



**Figura 2.2:** Circuito constituído por uma célula solar e uma resistência.  
(Adaptado de [8])

Os dispositivos fotovoltaicos utilizam modelos para representar o seu princípio de funcionamento sob determinadas condições, sendo o modelo mais simples de uma célula solar ideal, o Modelo de um Díodo e Três Parâmetros (1M3P), devido ao facto de não serem consideradas quaisquer tipo de perdas de energia. No caso de querer considerar-se perdas internas do sistema, o Modelo de um Díodo e Cinco Parâmetros (1M5P) é o modelo comumente utilizado, sendo acrescentadas duas resistências ao circuito equivalente [8].

A forma mais simples de caracterizar uma célula solar é através das curvas características I-V e P-V da mesma. O desempenho das células solares pode ser comparado recorrendo a dois parâmetros: a eficiência  $\eta$  e o *Fill Factor*  $FF$ , Fator de Forma em Português, dados pelas equações 2.1 e 2.2, respetivamente, em que  $G$  corresponde à irradiância e  $A_{ativa}$  à área ativa da célula [2, 8, 9].

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{GA_{ativa}} \quad (2.1)$$

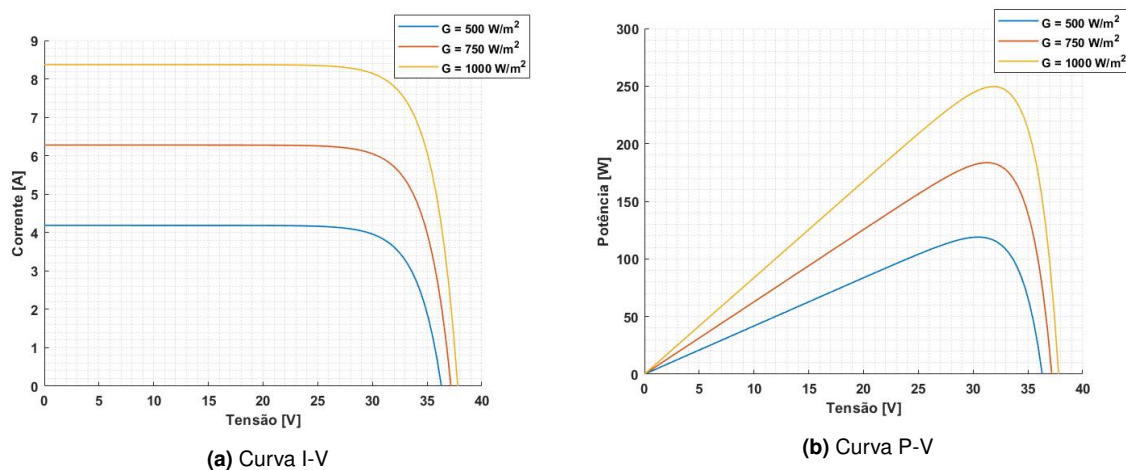
$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{oc}I_{sc}} \quad (2.2)$$

## 2.2 Influência da Temperatura e Irradiância

O funcionamento das células solares, nomeadamente o seu desempenho, é afetado com a variação, quer da temperatura quer da irradiância, sendo que ambas as variáveis devem ser analisadas em conjunto. A influência da temperatura não terá o mesmo impacto em todas as tecnologias solares e, para além disso, os modelos elétricos mencionados anteriormente podem ser modelos demasiado simples para algumas células solares, dado que são modelos que se adequam melhor a junções p-n simples [8].

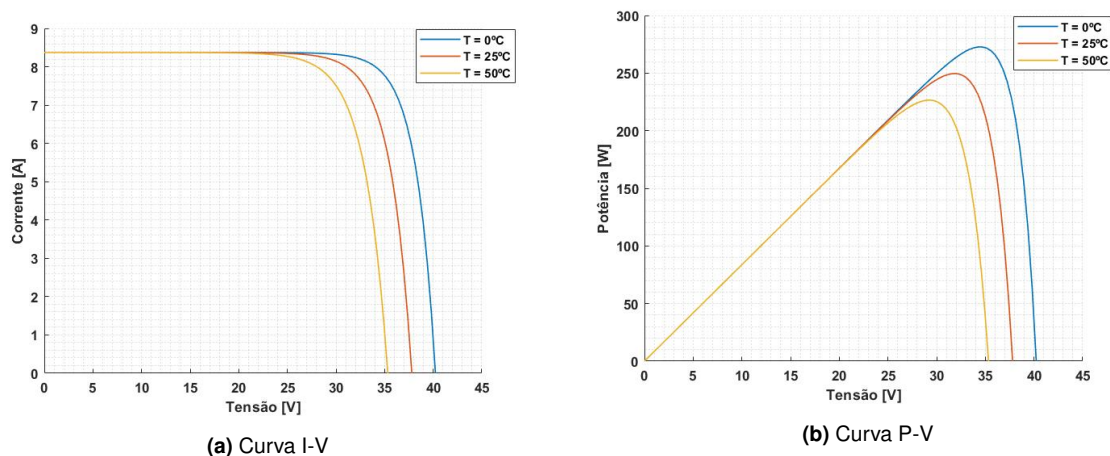
A Figura 2.3 apresenta o comportamento das curvas características dos módulos fotovoltaicos com

a variação da irradiância. A corrente de curto circuito é proporcional à irradiância incidente no módulo. A tensão de circuito aberto, embora também aumente com o aumento da irradiância, é muito menos dependente desta variável.



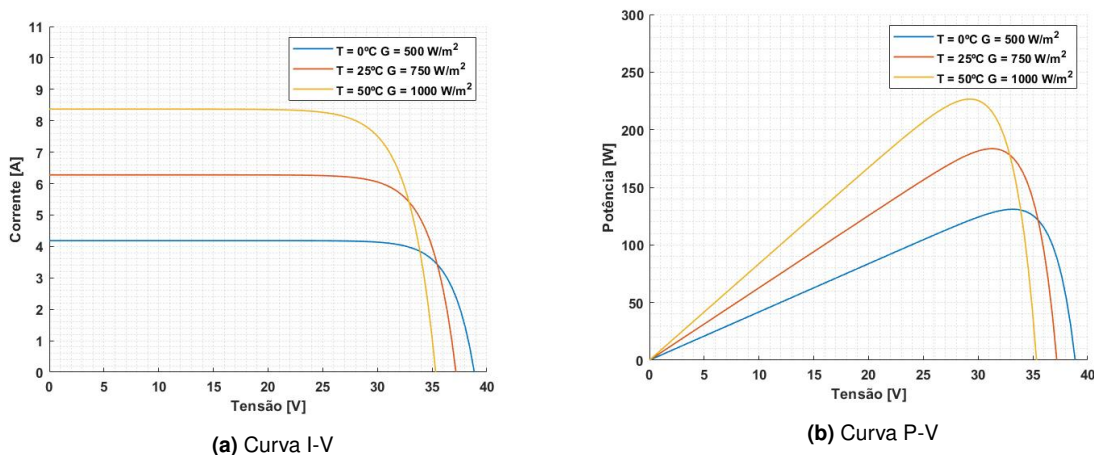
**Figura 2.3:** Curvas características dos módulos fotovoltaicos, consoante a variação da irradiância, com  $T = T^r$ .

Em contrapartida, o aumento da temperatura do módulo provoca uma diminuição da potência máxima de saída, sendo a tensão de circuito aberto do mesmo inversamente proporcional à temperatura do painel [10], tal como se comprova pela Figura 2.4.



**Figura 2.4:** Curvas características dos módulos fotovoltaicos, consoante a variação da temperatura da célula, com  $G = G^r$ .

A análise da temperatura e irradiância em conjunto permite concluir quais os parâmetros da célula que mais são influenciados por estes. A Figura 2.5 demonstra o comportamento das curvas características com a alteração, quer da temperatura quer da irradiância.



**Figura 2.5:** Curvas características dos módulos fotovoltaicos, consoante a variação da temperatura da célula e irradiância.

Verifica-se que a potência máxima alcançada pela célula é um parâmetro mais dependente da irradiância incidente do que da temperatura, sendo que no caso da tensão de circuito aberto esta apresenta uma maior dependência da temperatura. Confirma-se que a eficiência das células solares, conforme a equação 2.1, modifica-se com as alterações atmosféricas, pelo que a localização da implementação dos geradores fotovoltaicos é um fator a ter em conta.

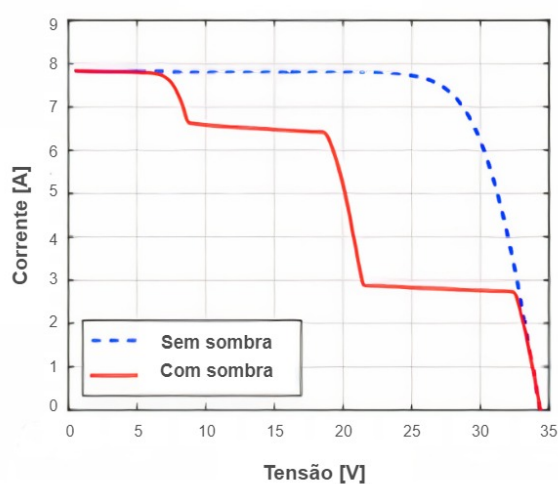
Tal como se comprova pela Figura 2.4, o aquecimento das células provoca uma diminuição no seu desempenho e, de modo a mitigar-se este efeito negativo, são apontadas algumas soluções como a utilização de coletores fotovoltaicos/térmicos em que, para além de arrefecer o próprio sistema fotovoltaico, ocorre a extração do calor produzido, sendo posteriormente convertido em energia útil e, também, a instalação de materiais de mudança de fase na parte de trás dos módulos fotovoltaicos, sendo capazes de armazenar o calor produzido que pode posteriormente ser utilizado para outras finalidades [8].

## 2.3 Influência do Sombreamento

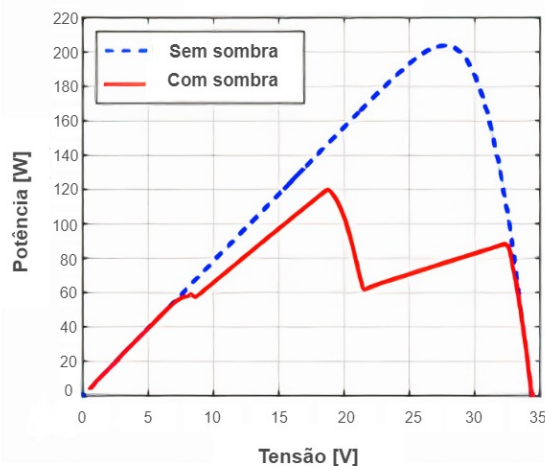
A sombra provoca problemas estruturais e a diminuição da produção de energia, independentemente da quantidade que abrange os módulos [11]. A diminuição de energia produzida pode ocorrer devido a impurezas que se acumulam nas células, troncos/folhas de árvores que acabam por cair e se manter na superfície do módulo, e nuvens que impedem a radiação de incidir na superfície do mesmo. Isto acaba por contribuir para que a uniformidade de produção no painel não exista [8]. Um dos fatores que acaba por contribuir para que o efeito de sombreamento, em Inglês, *shading*, seja diminuído é a disposição dos diferentes painéis fotovoltaicos, i.e., a arquitetura do próprio gerador.

Proteções, como os diodos *bypass*, são recorrentemente adicionadas ao gerador para mitigar o

efeito de sombreamento. São colocados em paralelo e inversamente polarizados com um grupo de células, sendo que, idealmente, cada célula teria a sua proteção. Contudo, devido ao investimento necessário, tal não é vantajoso. Aquando do sombreamento, o díodo *bypass* fica diretamente polarizado, fornecendo um caminho alternativo para o fluxo de corrente da célula. Quando o díodo começa a conduzir, são criados patamares de corrente ao longo da tensão visíveis nas curvas características do sistema [8], como se verifica na Figura 2.6.



(a) Curva I-V



(b) Curva P-V

**Figura 2.6:** Curvas características dos módulos fotovoltaicos com a aplicação de sombra parcial. (Adaptado de [11])

Em geradores de produção elevada, os díodos *bypass* são especialmente importantes, uma vez que, não só impedem a redução da potência, mas também a degradação das células, dado que podem ocorrer pontos quentes, em Inglês, *hot spots*, quando as células sem sombra tentam impor a sua corrente a células sombreadas [8].

## 2.4 Evolução da Tecnologia Solar

Nas últimas décadas, o desenvolvimento das tecnologias por detrás das células solares tem sido notável, evoluindo para três gerações tecnológicas de diversos materiais semicondutores e diferentes arquiteturas [1, 12]. Recentemente, o conceito de quarta geração ou "próxima geração" tem sido introduzido no seio da comunidade científica [12]. O aumento da eficiência das células e, simultaneamente, a redução de custos de produção, bem como os custos de operação e manutenção associados, tem sido o foco da indústria fotovoltaica. Tal poderá ser observado no gráfico fornecido e desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável, em Inglês, *National Renewable Energy Laboratory* (NREL),



onde se pode acompanhar a evolução do desempenho das diferentes células [13].

A Primeira Geração (GI) de tecnologia fotovoltaica diz respeito a estruturas cristalinas de silício (c-Si) que, até ao momento, são bastante utilizadas e que apresentam maior eficiência relativamente às restantes gerações tecnológicas. Estas células dominam o mercado tecnológico, sendo responsáveis por cerca de 95% da produção de energia fotovoltaica a nível global [8], dado que o silício é um material em abundância na Terra. Para além disso, o seu processo de fabrico não é tóxico, apresentando uma base de estudo por mais de 50 anos a nível de longevidade, desempenho e fiabilidade [14]. A Segunda Geração (GII) inclui as tecnologias de película fina, como CIGS e as células solares CdTe. Caracterizam-se, por um lado, por serem células com custos de produção mais reduzidos, embora os processos de fabrico sejam tóxicos e escassos e, por outro lado, a sua eficiência não é tão elevada como as células de GI [1, 2, 8, 12, 15]. Prevê-se um aumento da presença no mercado das CIGS, enquanto o seu custo de produção for menor que os da GI [2, 16]. As células pertencentes a estas duas gerações são designadas por tecnologias tradicionais, sendo conhecidas por o seu desempenho não ser capaz de ultrapassar o limite de *Shockley-Queisser* [15], pelo que o seu poder de absorção é limitado. Ora, nas tecnologias tradicionais, quando a radiação incidente é de energia superior à energia da gama do ultravioleta do espectro eletromagnético, a energia excedente é convertida e dissipada em forma de calor. A existência de nanopartículas e/ou nanoestruturas na superfície da célula permite a acoplação da radiação de energia mais elevada, aumentando o poder de absorção das células [4].

A Terceira Geração (GIII) abrange as tecnologias solares que estão a emergir, utilizando novos materiais. São exemplos os *quantum dots*, *nanowires* e *nanotubes* [1, 2, 12, 15]. Algumas destas tecnologias usufruem das vantagens da sua pequena dimensão que permite o forte confinamento das partículas. A introdução das nanoestruturas nas superfícies das células permite o controlo da energia da banda proibida, fornecendo flexibilidade e aumentando a probabilidade de recombinação de carga [2]. Pelos dados fornecidos pela NREL [13], a eficiência destas células, em apenas 20 anos, tem vindo a aumentar significativamente.

#### **2.4.1 Células Solares Cristalinas de Silício (c-Si)**

Chapin *et al.* desenvolveram, em 1954, a primeira célula solar de silício, tendo sido demonstrada uma eficiência de 6% [2, 17]. Rapidamente, a eficiência desta tipologia evoluiu e, essa evolução deveu-se, em grande parte, ao desenvolvimento da tecnologia usada no desenvolvimento de transístores e, posteriormente, de circuitos integrados [17] e, para além disso, à evolução dos processos de fabrico, adicionando-se, por exemplo, a texturização de superfície que diminui a reflexão da célula [8].

Nos anos 70, verificou-se um crescente interesse na utilização de energias renováveis, especialmente a energia fotovoltaica, tendo-se desenvolvido modelos com maior fiabilidade. Tal coincidiu com o decréscimo do custo de produção das células c-Si [17, 18]. Em 1983, uma equipa da *University of*

*New South Wales* - UNSW, obteve uma eficiência de 18%, combinando um revestimento anti-reflexo de dupla camada, linhas de contacto finas e, ainda, uma tensão melhorada através da passivação de óxido de superfície. Em 1985, foi conseguida uma eficiência de 20% graças à adição da texturização da superfície. Em 2009, registou-se um aumento da eficiência para 25% [13, 19], sendo previsto o alcance de uma eficiência máxima de 26,95%, em 2024 [18].

Atualmente, o valor da eficiência das células c-Si é de 26,1% [8]. Este valor é consequência da aplicação de um laser UV pulsado, levando à obtenção de uma densidade de corrente de saturação de  $6 \text{ fAcm}^{-2}$  e uma tensão de circuito aberto de cerca de 727 mV [20].

## 2.4.2 Células Solares CIGS

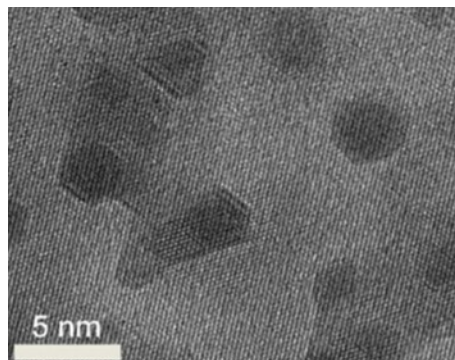
As CIGS são um novo semicondutor composto por cobre (Cu), índio (In), gálio (Ga) e selênio (Se), de fórmula química  $\text{Cu(In,Ga)Se}_2$ , utilizado em células solares. O processo de fabrico destas células assenta, sobretudo, numa técnica designada, em Inglês, por *LASER scribing*. Contudo, a fim de se reduzir os custos de produção, o processo *Roll-to-Roll* (R2R) foi posto em funcionamento pela empresa Flisom [8].

Em 1976, foi desenvolvida a primeira célula solar CIGS por Kazmerski *et al.* de 4,5% de eficiência [16]. Já em 1980, Mickelsen e Chen fabricaram uma heterojunção  $\text{CdS/CuInSe}_2$  que levou ao aumento da eficiência para 5,7%, apresentando uma densidade de corrente de curto-circuito de cerca de  $31 \text{ mA/cm}^2$ . Durante a década de 80, estudos prosseguiram e, em 1985, Potter *et al.*, ao introduzirem ZnO em conjunto com  $\text{CuInSe}_2$  do tipo p e CdS obtiveram uma eficiência de 11,2%. Em 1990, Devany *et al.* substituíram  $\text{CuInSe}_2$  por  $\text{CuInGaSe}_2$ , o que levou ao aumento da eficiência para 12,5%. No final do século XX, registou-se o melhor desempenho nessa época, de 18,8%.

Em 2005, Contreras *et al.* reportaram uma eficiência máxima de 19,5% devido a melhorias na célula. Vários foram os laboratórios e centros de investigação que contribuíram para o aumento da eficiência aliado ao baixo custo, tendo sido reportado, ao laboratório norte-americano NREL, em 2019, uma eficiência máxima de 23,4%, pela empresa japonesa Solar Frontier [13, 16]. A utilização de uma camada dupla de Zn nestas células solares, em oposição à utilização de camadas CdS, permite o aumento da corrente de curto-circuito e do fator de preenchimento em cerca de 0,5%, tendo sido alcançada a eficiência de aproximadamente 23,4% [21]. O aumento da eficiência nestas células tem sido notável, sendo esperados novos avanços. Atualmente, módulos de eficiência superior a 20% são já uma realidade [8].

### 2.4.3 Quantum-Dots

Os *Quantum-Dots* (QDs) são nanopartículas semicondutoras confinadas tridimensionalmente e classificadas, idealmente, como sendo de dimensão zero (0D), que apresentam diferentes propriedades optoeletrônicas, dependendo do seu tamanho e forma. Na prática, são cristais de pequena dimensão, tal como representado na Figura 2.7, que possuem um número variável de elétrons que ocupam distintos estados quânticos [22, 23], sendo regidos por leis da mecânica quântica [24]. São utilizados em diversas áreas como, por exemplo, no âmbito da eletrônica, em LEDs, díodos laser e tecnologia solar, podendo aumentar, consideravelmente, a capacidade de conversão de energia das mesmas, produzindo, assim, energia mais limpa [22, 25].



**Figura 2.7:** Secção transversal, com vista bidimensional, de QDs numa célula Perovskite. (Retirado de [26])

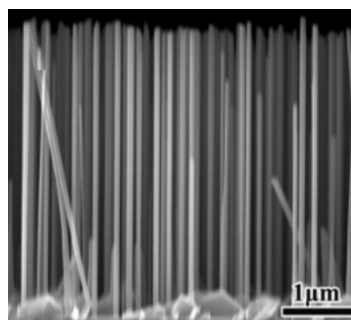
Sablon *et al.* estudaram as células solares baseadas em QDs de GaAs, verificando-se uma eficiência de 18-19%, podendo-se aumentar até 24%, sob determinadas condições [26], apresentando uma vantagem de alta produção, embora seja mais dispendiosa que outros materiais semicondutores [2]. Na literatura, sob Massa de Ar 1.5 (AM 1.5) à temperatura de 300 K, simulações de células solares baseadas em QDs de InSb/GaAs verificaram que uma eficiência de 16,19% é possível ser obtida quando inseridas 30 camadas de QDs. Verifica-se que, à medida que se diminui o número de camadas, diminui-se o desempenho de conversão da célula [27]. Da mesma forma, para QDs de 10 nm de diâmetro, a corrente de curto-circuito para células solares baseadas nas nanopartículas atinge o valor de 22,33 mA/cm<sup>2</sup> [27]. Vários tipos e diferentes QDs baseados em diferentes materiais foram alvo de várias simulações e incorporados em células solares sensibilizadas. Du *et al.* mediram uma eficiência de 11,66% e uma densidade de corrente de 25,18 mA/cm<sup>2</sup> ao utilizar-se Zn-Cu-In-Se [12].

Apesar de as células solares que utilizam estas nanopartículas semicondutoras como revestimento serem uma proposta para o futuro da geração fotovoltaica, nenhum dispositivo funcional foi proposto até então. Na literatura, aponta-se como motivo as interações entre fótons e os portadores de carga não poderem ser desprezadas. Como tal, estas células solares continuarão a ser alvo de investigação, tendo vários desafios pela frente [23, 24].

#### 2.4.4 Nanowires

Os *Nanowires* (NWs) são nanoestruturas semicondutoras de uma dimensão (1D), capazes de confinar bidimensionalmente, que apresentam propriedades optoeletrônicas ímpares e aplicações em áreas distintas como a fotonica, a biomédica, em dispositivos eletrônicos e solares [28], muito devido à sua dimensão. Caracterizam-se por apresentarem dimensões transversais da ordem de alguns nanômetros e a sua dimensão longitudinal da ordem de alguns micrómetros [28–31]. Ora, a sua pequena dimensão permite que se comportem como antenas óticas devido ao seu alto índice de refração que permite a concentração da radiação incidente, podendo modificar as propriedades de absorção e de emissão [28,29,31–34].

O diâmetro das nanoestruturas tem-se vindo a verificar um fator com grande influência para a otimização da absorção de radiação, levando a uma oscilação da densidade de corrente resultante dos modos de ressonância. [29,34,35]. Hu *et al.* verificaram que, em células solares baseadas em NWs de GaAs, com 180 nm de diâmetro e 350 nm de espaçamento entre eles, era obtida a maior corrente de curto-circuito [36]. Além do período e do diâmetro, a otimização de uma célula solar pode ser obtida aumentando-se o comprimento dos NWs [36]. Guo *et al.* estudaram a influência do diâmetro, comprimento e *filling ratio* de um NWs de GaAs, representado na Figura 2.8, tendo-se observado como valores otimizados 180 nm, 2  $\mu\text{m}$  e 0,5, de diâmetro, comprimento e *filling ratio*, respetivamente. Esta otimização leva a uma absorção que excede os 90% na região do visível [32]. Para NWs de InP de comprimento de 2  $\mu\text{m}$ , verificou-se que estes conseguem absorver mais de 90% da radiação incidente, com os parâmetros adequados e um ângulo de incidência de 50° [30]. Em 2013, valores mais elevados de eficiência de 13,8% foram verificados em matrizes de NWs de InP e, mais tarde, utilizando GaAs alcançou-se o valor máximo de 15,3% [29,31,32,34]. Na literatura, é demonstrado, por Hwang *et al.*, a existência de eficiências mais elevadas de 18,9% [32]. Verificou-se que os módulos fotovoltaicos de c-Si apresentavam melhor desempenho com a aplicação de NWs e com contacto posterior localizado, sendo a densidade de corrente alcançada de 34 mA/cm<sup>2</sup>. Este resultado explica-se pelos espectros de reflexão da superfície do módulo variarem com o comprimento da estrutura [37].



**Figura 2.8:** Vista lateral de GaAs NWs sobre um substrato de Si.  
(Retirado de [32])

No que diz respeito à geometria dos NWs, aponta-se as heterojunções axial e radial, sendo que a primeira geometria é apontada, na literatura, como a que apresenta maior poder de conversão energética [33, 35]. Nas junções radiais p-i-n, o maior valor reportado da tensão de circuito aberto,  $V_{oc}$ , não alcança nem metade dos valores registados nas junções axiais, assim como o valor do *Fill Factor*,  $FF$ , [35], sendo que valores superiores a 7,5% ainda não foram obtidos [32, 34]. Na literatura, não é claro o motivo pelo qual tal acontece, mas aponta-se, como possível razão, a dificuldade de se fabricar os contactos nestas junções devido à fragilidade de cada camada, dado as suas pequenas espessuras [32]. Tian *et al.* reportam uma célula de silício baseada em NWs de junção p-i-n de potência máxima de 200 pW [28, 30].

## 2.5 Métodos de Instalação de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados segundo três métodos distintos: sistemas montados no solo, em Inglês, *Ground Mounted Systems*, cujo método recorre a estruturas metálicas para a fixação dos painéis fotovoltaicos; sistemas aplicados nos edifícios ou integrados nos mesmos, denominados, em Inglês, por *Building Applied Photovoltaic (BAPV)* e *Building Integrated Photovoltaic (BIPV)*, respetivamente. O que diferencia estes dois últimos métodos de instalação é que no primeiro os módulos fotovoltaicos são fixos em estruturas metálicas nas coberturas ou fachadas das infraestruturas, e no segundo os módulos fotovoltaicos fazem parte da própria infraestrutura [8].

Os sistemas montados no solo usufruem da facilidade de acesso aos módulos para a sua manutenção e limpeza. Contudo, existem questões de segurança relacionadas com a proximidade ao solo que constituem uma desvantagem neste método de instalação. A inclinação e orientação dos módulos é facilmente otimizada e a proximidade ao solo permite o arrefecimento dos módulos nos meses mais quentes. No entanto, a sua construção ocupa muito espaço e acaba por ser dispendiosa. Os métodos BAPV e BIPV apresentam prós e contras e são instalados em diferentes superfícies com diferentes fins, de modo a se tirar proveito das vantagens potenciadas pela aplicação de sistemas em infraestruturas. Na Tabela 2.1 constam algumas das vantagens e desvantagens destes dois métodos de instalação [8].

**Tabela 2.1:** Vantagens e desvantagens dos métodos BAPV e BIPV.

	Vantagens	Desvantagens
<b>BAPV</b>	- Fácil instalação em infraestruturas já existentes; - Solução estável.	- Facilmente danificada por ventos; - Estrutura do edifício pode ser danificada pela instalação.
<b>BIPV</b>	- Fácil enquadramento visual; - Seguro contra roubo.	- Aplicação de novidade; - Pode alcançar temperaturas mais elevadas que diminuem o desempenho dos módulos.

Em sistemas de produção de energia, dois cenários são possíveis: a ligação do sistema à Rede

Elétrica de Serviço Público (RESP), designado, em Inglês, por *On grid system*, e a independência do mesmo da rede, em Inglês, denominado por *Off grid system*, em que a energia produzida é armazenada em baterias para consumo futuro. A Tabela 2.2 apresenta as vantagens e desvantagens dos dois cenários, de modo a facilitar a comparação dos mesmos.

**Tabela 2.2:** Vantagens e Desvantagens de sistemas *On grid* e *Off grid*.

	<i>On Grid</i>	<i>Off Grid</i>
<b>Vantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fácil instalação;</li> <li>- Económico;</li> <li>- Oportunidade de obtenção de receitas com o excesso de produção.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Auto-suficiência do consumidor;</li> <li>- Independência da rede;</li> <li>- O consumidor não é afetado por cortes de energia devido a falhas e/ou interrupções na rede.</li> </ul>
<b>Desvantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependência da rede;</li> <li>- Impossibilidade de funcionar durante um <i>blackout</i>;</li> <li>- Não ocorre a redução das faturas no período noturno e/ou em períodos sem exposição solar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ilegalidade em algumas localidades;</li> <li>- Sistema economicamente dispendioso;</li> <li>- Implica sacrifícios no estilo de vida.</li> </ul>

## 2.6 Legislação

No quadro legal português, estão previstos dois tipos de unidades de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis: Unidade de Pequena Produção (UPP) e Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Ambas as unidades permitem produzir localmente a sua própria energia, em que a primeira se baseia numa única tecnologia de produção com vista à venda total da energia produzida à rede, e a segunda tem por fim contribuir para a redução do valor relativo ao consumo de energia elétrica da rede pública.

Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade, tendo vindo a ser revisto pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, no âmbito do Sistema Elétrico Independente, que se baseasse na utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, regula a atividade de produção descentralizada para autoconsumo de energia elétrica, criando os regimes jurídicos aplicáveis à produção de energia elétrica destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público, a partir de recursos renováveis, através de UPP.

A Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, fixa, nos termos e para os efeitos previstos no artigo 31.º do citado Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, que a tarifa de referência aplicável à energia produzida a partir de UPP é de 95 €/MWh.

Por seu turno, a Portaria n.º 80/2020, de 25 de março, veio estabelecer, no seu artigo 3.º, quanto à tarifa de referência aplicável aos requerentes de UPP que optem pelo regime de remuneração garantida, o valor de 45 €/MWh, não atualizável.

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que determina os regimes jurídicos aplicáveis ao autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a promoção e a facilidade do autoconsumo de energia e energias renováveis, eliminando os obstáculos legais como os encargos desproporcionais e criando condições para o estabelecimento de soluções inovadoras, quer do ponto de vista económico quer social, veio a ser revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O citado Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo para a ordem jurídica portuguesa a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

A Tabela 2.3 reflete alguns dos preceitos legais que uma UPAC deve observar e fazer cumprir de acordo com a legislação vigente (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

**Tabela 2.3:** Normativos legais a cumprir para as UPAC.

<b>Procedimentos de Controlo Prévio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-<b>Licença de produção e de exploração:</b> Produção de eletricidade a partir de fontes de energia não renováveis; Produção de eletricidade através de UPAC a partir de fontes de energia renováveis com potência instalada superior a 1 MW.</li> <li>-<b>Registo prévio e certificado de exploração:</b> Produção de eletricidade através de UPAC com potência instalada compreendida entre 30 kW e 1 MW.</li> <li>-<b>Comunicação prévia:</b> Produção de eletricidade pela UPAC com potência instalada entre 700 W e 30 kW.</li> <li>-<b>Isento de controlo prévio:</b> Produção de eletricidade através de UPAC com capacidade instalada inferior ou igual a 700 W, desde que não exista injeção do excedente na RESP.</li> </ul>
<b>Remuneração</b>	-Livremente determinada em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.
<b>Direitos do Autoconsumidor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transacionar o excedente da energia produzida através dos mercados de eletricidade (mercados organizados, contratos bilaterais ou regimes de comercialização entre pares);</li> <li>- Suportar tarifas e encargos que não excedam os respetivos custos;</li> <li>- Cessar a atividade de autoconsumo.</li> </ul>
<b>Deveres do Autoconsumidor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dimensionar a UPAC de forma a minimizar o excedente;</li> <li>- Suportar as tarifas em vigor sempre que haja utilização da RESP;</li> <li>- Assegurar a certificação dos equipamentos de produção instalados;</li> <li>- Adotar os procedimentos necessários para a remoção da UPAC, uma vez cessada a atividade de autoconsumo.</li> </ul>
<b>Contagem de energia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Obrigatória a contagem da energia elétrica total produzida pela UPAC e que se encontre ligada à RESP se a potência instalada for superior a 4 kW;</li> <li>- Os custos associados à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos de medição da produção são suportados pelo autoconsumidor.</li> </ul>

De acordo com a Tabela 2.3, e nos termos do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, prevê-se a eliminação dos regimes de remuneração garantida por oposição ao regime de remuneração geral, optando-se por se estabelecer um único regime remuneratório assente no preço livremente determinado em mercado. Cabe, portanto, às empresas estabelecerem os preços para o pagamento da energia excedente ao produtor da energia renovável.

A Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de setembro, do Ministério da Economia e da Inovação, aprova as

Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), definindo um conjunto de normas de instalação e de segurança a observar nas instalações elétricas de utilização em baixa tensão.

## 2.7 Componentes do Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é composto por: (i) painéis fotovoltaicos; (ii) inversor solar; (iii) baterias; (iv) cabos e (v) dispositivos de proteção. Todos estes elementos do sistema irão acabar por se degradar ao longo do tempo, podendo, a médio-longo prazo, existir problemas técnicos. Considerando-se a ligação do sistema à RESP, ou ausência da mesma, a utilização de baterias é uma opção, os inversores escolhidos para o efeito têm que estar de acordo com a decisão do projeto e, para além disso, é necessário um contador bidirecional para o caso do sistema se encontrar ligado à RESP.

### (i) Painéis Fotovoltaicos

Na Europa, os painéis solares estão cobertos por uma garantia de cerca de 20 anos, por parte do fabricante, sendo que, quando expostos ao tempo, o seu tempo de vida pode variar entre os 25 e os 30 anos [38, 39].

Um módulo fotovoltaico é considerado degradado quando a sua eficiência atinge valores inferiores a cerca de 80% do seu valor inicial. A diminuição da produção de energia está relacionada com diversos fatores: a formação de fissuras nas ligações dos semicondutores ou dos módulos, ao longo do tempo, a má fixação dos painéis fotovoltaicos no seu transporte, que pode causar a fratura dos módulos e/ou células, e, ainda, as condições ambientais, são fatores apontados para a degradação dos dispositivos fotovoltaicos. Para que as condições ambientais deixem de ser um fator relevante para a degradação dos módulos, é necessário a sua manutenção periódica [8].

Diversos estudos que comparam diversas tecnologias solares excluem a variável local em estudo para a obtenção do fator de degradação. Consoante a tipologia de célula, existe um fator de degradação associado aos módulos. Para tecnologias de silício mono-cristalino e multi-cristalino, as taxas de degradação correspondem a 0,36 %/ano e 0,64 %/ano, respetivamente. Para as CIGS, a taxa de degradação é de 0,96 %/ano e, no caso da tecnologia CdTe, a taxa é de 0,40 %/ano. Todos os valores correspondem a medianas resultantes de estudos efetuados no século XXI [40].

Em 2016, foi definido como objetivo uma redução do custo unitário médio atualizado associado à energia fotovoltaica para 0,03 €/kWh, até 2030, sendo que, em 2020, os sistemas fotovoltaicos foram avaliados em 0,05 €/kWh relativos ao custo unitário médio atualizado [41]. Para o objetivo ser alcançado, um dos pontos chave é o custo mínimo sustentável associado aos módulos solares. Em 2019, tecnologias de silício cristalino apresentaram um custo de cerca de 0,25 €/W-0,27 €/W, e as CIGS um custo de 0,48 €/W. Já os módulos de CdTe apresentam um custo de 0,29 €/W [41]. O valor elevado



associado às CIGS deve-se, em grande parte, aos custos associados à mão de obra e equipamentos.

A aprovação de módulos fotovoltaicos terrestres para a operação a longo prazo expostos ao clima, é definida pela norma internacional IEC 60721-2-1 e, no que diz respeito aos módulos de silício cristalino e módulos de película fina, as normas internacionais IEC 61215 e IEC 61646 devem ser cumpridas, respetivamente.

## **(ii) Inversor Solar**

O inversor solar é utilizado para fazer a ligação entre o gerador fotovoltaico e a carga. A sua função é converter energia DC, que corresponde à entrada do inversor, em energia AC. Esta energia alternada é ajustada em frequência e em tensão de acordo com as características da rede elétrica do local, sendo que em Portugal é 230/400 V de tensão alternada, a 50 Hz.

De modo a se maximizar a potência de saída, o inversor terá que funcionar perto da potência máxima dos painéis fotovoltaicos. Esta potência máxima corresponde a um ponto designado por ponto de potência máxima, em Inglês, *Maximum Power Point* (MPP). Para garantir o ponto ideal de funcionamento do inversor, estes apresentam um equipamento responsável pelo rastreamento do ponto de potência máxima, designado, em Inglês, por *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). O MPPT representa, na prática, um conversor DC em série com o próprio inversor que ajusta a tensão de modo se aproximar do ponto ideal de funcionamento. Podem apresentar várias entradas, mas todas elas devem ser equiparadas em termos de níveis de tensão e potência.

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos apresentam um tempo médio de vida menor que 15 anos [39] e, por isso mesmo, a manutenção do sistema é essencial para que o equipamento funcione, no cenário ideal, ao longo do tempo útil de vida do projeto.

Ao longo dos anos, o preço dos inversores tem vindo a decrescer, enquanto que a sua eficiência tem vindo a aumentar. Em 2015, estimava-se um valor de cerca de 0,2 €/W para inversores com eficiências de 97-99%, sendo que o seu custo representa uma redução de cerca de 80% face a 1990 [42].

Em Portugal, todos os inversores destinados a autoconsumo e pequena produção são certificados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e têm que fazer cumprir a norma internacional IEC 62109-1, que assegura a segurança dos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos.

## **(iii) Baterias**

As baterias armazenam o excesso de energia produzida para que esta possa ser utilizada durante a noite ou quando a energia pedida pela carga é superior à energia que o gerador consegue fornecer. O tempo de vida útil das baterias varia com diversos fatores, como os ciclos de carga/descarga e a temperatura, sendo o seu tempo expectável de funcionamento apontado entre 3 a 5 anos [43]. O aumento da temperatura das baterias é consequência do aumento da temperatura ambiente e dos

processos de carga/descarga a taxas de corrente elevadas. Este fator é responsável por uma redução no tempo de vida útil das baterias em cerca de 50%, com um aumento da temperatura de 10 K, sendo aconselhável a temperatura das baterias ser mantida entre os 10 °C e os 20 °C [44].

As baterias devem fazer cumprir os requisitos gerais apresentados na norma internacional IEC 61427-1, em aplicações sem ligação à RESP, e a norma IEC 61427-2, em aplicações com ligação à RESP.

#### **(iv) Cabos**

A cabelagem do gerador fotovoltaico abrange os cabos de ligação em série entre os módulos fotovoltaicos e o cabo principal DC, que liga as diversas séries de módulos ao inversor. Ambos os cabos apresentam características que lhes permite estar expostos ao tempo, às altas temperaturas e às radiações UV incidentes.

Os cabos de ligação em série entre os vários módulos apresentam uma secção que varia entre os 1,5 e os 6 mm<sup>2</sup>. A alimentação entre os diversos módulos é efetuada por um condutor positivo, de isolamento vermelho, e respetivos terminais, e por um condutor negativo, de isolamento preto, e respetivos terminais. O cabo de ligação em série apresenta ligadores MC4. A alimentação principal DC pode ser feita por um cabo de dois condutores ou por dois condutores individuais.

Para aplicações fotovoltaicas, tanto o alumínio como o cobre são condutores utilizados, embora o alumínio necessite de uma substituição mais regular. Assim sendo, os cabos de cobre são preferíveis nestas aplicações.

No que diz respeito à parte AC, o cabo estabelece a ligação da saída do inversor ao quadro principal da infraestrutura a alimentar. O número de condutores por cabo é determinado pela tipologia da carga a alimentar, o que implica que a existência de uma carga monofásica corresponda a um inversor de saída monofásica e, conseqüentemente, o cabo deve ser constituído por dois condutores, a que acresce a proteção à terra.

#### **(v) Dispositivos de Proteção**

Os dispositivos de proteção permitem que o sistema esteja protegido contra sobrecorrentes e/ou sobreaquecimentos. Na parte DC do sistema é, então, necessário que cada série possua uma caixa, em que no seu interior, existam fusíveis. Esta caixa apresenta condições para estar exposta às condições atmosféricas adversas, tendo de fazer cumprir as normas apresentadas no RTIEBT (IP e IK). Estes fusíveis necessitam de ser dimensionados de acordo com o gerador fotovoltaico utilizado e necessário para a alimentação da carga. Os próprios inversores mais recentes estão dotados de proteções que permitem o correto funcionamento do sistema. Contudo, é necessário avaliar cada caso e verificar se é necessário proteção adicional [42].

Relativamente à parte AC do sistema, deverão ser dimensionadas as proteções AC do mesmo, conforme a carga a suportar e o estipulado segundo o RTIEBT.

## 2.8 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto

De modo a avaliar-se a viabilidade económica de um projeto, é necessário determinar-se alguns fatores financeiros, como o valor atual dos futuros fluxos de entrada e saída de dinheiro, que é feito através da taxa de atualização,  $a$ , dada por

$$a = [(1 - T_1)(1 + T_2)(1 + T_3)] - 1 \quad (2.3)$$

em que:

- $T_1$  corresponde à taxa de rendimento real;
- $T_2$  reflete a taxa de risco;
- $T_3$  representa a taxa de inflação.

Dado que a análise será feita a preços constantes, a taxa de inflação  $T_3$  não será considerada, pelo que a taxa de atualização obtida denomina-se por taxa de atualização real,  $a_r$ , dada pela equação 2.4.

$$a_r = [(1 - T_1)(1 + T_2)] - 1 \quad (2.4)$$

Em alguns países da Europa, os valores da taxa de atualização real variam cerca de 2%, variando entre 5,16%, valor registado na Alemanha, e 7,07%, valor registado no Chipre e na Grécia [45].

O Valor Atual Líquido (VAL) corresponde à diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, em Inglês, *cash-flow*, devidamente atualizados durante um período de análise,  $n$ . Este fator financeiro é obtido por

$$\text{VAL} = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1 + a_r)^t} - I_0 \quad (2.5)$$

em que  $I_0$  corresponde ao investimento inicial que é feito no ano 0 e  $R_t$  à receita no ano  $t$ .

Um VAL positivo traduz a viabilidade económica do projeto, em que o investimento inicial é coberto e ainda gera lucro no projeto. Um VAL nulo significa que o investimento inicial é recuperado, existindo uma incerteza relativamente à viabilidade económica. Cabe, portanto, ao investidor tomar uma decisão relativamente a avançar, ou não, com o projeto. No caso do VAL ser negativo, o projeto, do ponto de vista económico, não é viável.

O Período de Recuperação (PR) serve para medir o tempo necessário até que o investimento seja recuperado e pode ser obtido através da equação 2.6, em que  $A$  corresponde ao último ano em que o

*cash flow* cumulativo é negativo,  $B$  ao valor absoluto das entradas cumulativas de dinheiro no final do ano  $A$ , e  $C$  ao valor do *cash flow* durante o ano  $A+1$ .

$$PR = A + \frac{B}{C} \quad (2.6)$$

# 3

## Metodologia

### Conteúdo

---

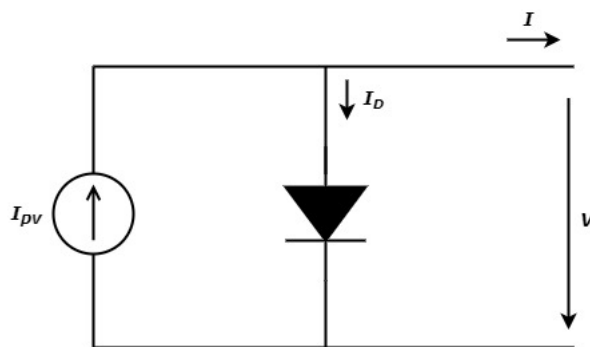
3.1 Células Solares . . . . .	24
3.2 Painéis Solares . . . . .	25
3.3 Avaliação da Infraestrutura . . . . .	26
3.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico . . . . .	27
3.5 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	29
3.6 Sombreamento . . . . .	32

---

Neste capítulo são apresentadas as metodologias utilizadas de modo a que os objetivos do trabalho sejam cumpridos. São descritos as diferentes tarefas do trabalho, os passos a seguir para o desenvolvimento de cada tarefa, bem como as ferramentas necessárias para a obtenção de resultados.

### 3.1 Células Solares

As células solares em análise são representadas através do modelo mais simples, o Modelo de um Díodo e Três Parâmetros (1M3P), representado na Figura 3.1.



**Figura 3.1:** Circuito equivalente do modelo 1M3P.

Considerando  $I_D$  a corrente do díodo, esta é descrita por [9]

$$I_D = I_o \left( e^{\frac{V}{bV_T}} - 1 \right), \quad (3.1)$$

e, por análise da configuração do modelo em causa, aplicando-se a Lei de *Kirchhoff*, verifica-se que a corrente de saída  $I$ , em função da tensão de saída  $V$ , é obtida por [8,9]

$$I = I_{pv} - I_o \left( e^{\frac{V}{bV_T}} - 1 \right), \quad (3.2)$$

onde

- $I_{pv}$  descreve a corrente fotovoltaica;
- $b$  traduz o fator de não idealidade do díodo;
- $I_o$  representa a corrente de saturação do díodo;
- $V_T$  corresponde à tensão térmica, dada pela equação 3.3, para uma certa temperatura  $T$ , em K, sendo  $k$  e  $q$  a constante de *Boltzmann* e o módulo da carga do eletrão, respetivamente.

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (3.3)$$

A potência de saída,  $P$ , obtém-se através da multiplicação da tensão de saída  $V$  com a corrente de saída  $I$ . Esta potência não corresponde à potência máxima que a célula solar é capaz de produzir, sendo esta designada por *Maximum Power Point* (MPP). Do ponto de vista matemático, o MPP corresponde ao ponto em que a derivada parcial da potência  $P$  em ordem a  $V$  se anula.

Este modelo ideal é caracterizado por três parâmetros ( $I_{pv}$ ,  $b$ ,  $I_o$ ) que podem ser obtidos através das equações 3.4, 3.5 e 3.6.

$$I_{pv} \approx I_{sc} \quad (3.4)$$

$$b = \frac{V_{MPP} - V_{oc}}{V_T \ln \left( 1 - \frac{I_{MPP}}{I_{sc}} \right)} \quad (3.5)$$

$$I_o = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{V_{oc}}{bV_T}} - 1} \quad (3.6)$$

Tanto a temperatura, como a irradiância, são parâmetros que afetam o desempenho das células solares, alterando os parâmetros característicos do modelo. De modo a se analisar o seu impacto, no modelo em análise é necessário assumir-se que [8]:

1. O fator de não idealidade do diodo mantém-se inalterado, tal que  $b = b^r$ ;
2. A corrente de saturação do diodo  $I_o$  varia apenas com a temperatura, através de

$$I_o(T) = I_o^r \left( \frac{T}{T^r} \right)^3 e^{\frac{E_g}{b} \left( \frac{1}{V_T} - \frac{1}{V_T(T)} \right)}, \quad (3.7)$$

sendo  $E_g$  a energia da banda proibida do material da célula;

3. A corrente fotovoltaica  $I_{sc}$ , tendo em conta a equação 3.4, varia apenas com a irradiância,  $G$ , sendo descrita por

$$I_{sc}(G) = \frac{G}{G^r} I_{sc}^r. \quad (3.8)$$

Aplicando a equação 3.2, com base nas suposições referidas, é possível obter-se as curvas características da célula solar.

## 3.2 Painéis Solares

Assumindo que todas as células do painel são iguais e apresentam o mesmo comportamento, um painel fotovoltaico constituído por  $z$  células,  $m$  células em série e  $n$  em paralelo, a tensão, corrente e potência de saída do painel são dadas pelas equações 3.9, 3.10 e 3.11, respetivamente [8].

$$V^{\text{Painel}} = m \times V^{\text{Célula}} \quad (3.9)$$

$$I^{\text{Painel}} = n \times I^{\text{Célula}} \quad (3.10)$$

$$P^{\text{Painel}} = z \times P^{\text{Célula}} = (m \times n) \times P^{\text{Célula}} \quad (3.11)$$

### 3.3 Avaliação da Infraestrutura

A avaliação da infraestrutura é necessária para que se possa proceder ao dimensionamento da carga. Esta avaliação implica a dimensão da infraestrutura, o tipo da mesma, i.e., se é residencial ou terciário, e as necessidades específicas do utilizador. É necessário, também, ter em conta a localização da infraestrutura em estudo, bem como as características da infraestrutura, p. ex., a morfologia do telhado e a quantidade de Sol a que a mesma está sujeita.

#### 3.3.1 Fatores Físicos

Como já mencionado, a localização da infraestrutura é um fator a ter em conta na avaliação da propriedade em causa. Por esse motivo, diferentes localizações serão analisadas de modo a se avaliar o seu impacto devido à alteração da temperatura e da irradiância.

As coordenadas geográficas serão obtidas utilizando a ferramenta *Google Maps*. Os dados das condições atmosféricas serão obtidos através da ferramenta PVGIS [46], sendo os dados utilizados os últimos disponíveis na plataforma.

##### 3.3.1.A Simulação

Na simulação da infraestrutura será utilizado o programa Autodesk Revit 2022®, de modo a se simular a radiação solar incidente na cobertura da propriedade e avaliar-se a área disponível para a implementação de painéis fotovoltaicos. Este programa é utilizado para a modelação de informação de construção, recorrendo a uma modelação em 3D com rigor e precisão. A simulação requer os seguintes passos:

1. Separar as plantas de cada piso da infraestrutura, fornecidas pelo proprietário da mesma, e colocá-las nas mesmas coordenadas no programa Autodesk Autocad 2022®;
2. Importar as plantas, para os diferentes níveis, no programa Autodesk Revit 2022®;
3. Definir a localização da infraestrutura, através das coordenadas geográficas;
4. Modelar em 3D a infraestrutura, tendo em conta a escala e os materiais utilizados;
5. Definir os parâmetros de análise e proceder à simulação da insolação cumulativa, em kWh/m<sup>2</sup>, nas superfícies selecionadas.



### 3.3.2 Dimensionamento da Carga

Através da consulta às faturas mensais de eletricidade do período em causa, é possível obter o valor do consumo médio mensal da infraestrutura durante o período em análise. Sabendo os valores mensais, um algoritmo, que avalia o consumo da carga em cada instante do dia e em cada mês, é desenvolvido em MATLAB R2020a ® e, posteriormente, implementado.

Neste algoritmo, o intervalo mínimo de análise a considerar é de 15 minutos e, para além disso, cada mês, é representado por dois dias cujo consumo varia de forma semelhante. Por esse motivo, os dias em análise correspondem a um dia de trabalho e a um dia de descanso, que se repetem, cada um deles,  $x$  vezes ao longo de cada mês.

## 3.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Assumindo um gerador fotovoltaico de  $Z$  painéis, com  $M$  painéis conectados em série e  $N$  em paralelo, a tensão, corrente e potência DC são obtidas pelas equações 3.12, 3.13 e 3.14, respetivamente [8].

$$V^{DC} = M \times V^{Painel} \quad (3.12)$$

$$I^{DC} = N \times I^{Painel} \quad (3.13)$$

$$P^{DC} = Z \times P^{Painel} = (M \times N) \times P^{Painel} \quad (3.14)$$

### 3.4.1 Inversor

O correto dimensionamento do inversor tem que cumprir a seguinte condição [47]:

$$0,7P_{MPP}^{DC} < P_n^{inv} < 1,2P_{MPP}^{DC} \quad (3.15)$$

em que  $P_{MPP}^{DC}$  corresponde à potência máxima DC proveniente do gerador às condições extremas, i.e., mínima irradiância e temperatura máxima.

O inversor é caracterizado, à entrada, por uma tensão máxima,  $V_{max}^{inv}$ , por uma tensão mínima,  $V_{min}^{inv}$ , e por uma corrente máxima de funcionamento,  $I_{max}^{inv}$ , que, de acordo com a geometria do gerador fotovoltaico, têm que fazer cumprir as condições 3.16, 3.17 e 3.18, respetivamente.

$$V_{max}^{inv} > M \cdot V_{oc}^{Painel}(G_{max}, T_{min}) \quad (3.16)$$

$$V_{min}^{inv} < M \cdot V_{MPP}^{Painel}(G_{min}, T_{max}) \quad (3.17)$$

$$I_{max}^{inv} > N \cdot I_n^{Painel} \quad (3.18)$$

À saída do inversor, é preciso ter-se em conta tanto a tensão de saída, que tem que corresponder à tensão da rede de distribuição do local em causa, como a frequência de saída que tem, também, de coincidir com a frequência da rede.

### 3.4.2 Dimensionamento DC

O dimensionamento DC abrange a escolha dos respetivos cabos, bem como dos dispositivos de proteção, de modo a que todo o sistema trabalhe em segurança e sem quaisquer falhas.

#### 3.4.2.A Cabo de Ligação em Série

O cabo de ligação em série é o cabo que liga os  $M$  módulos que se encontram ligados em série. A corrente máxima admissível pelo condutor,  $I_z$ , tem que cumprir a condição 3.19.

$$I_z \geq 1,25 I_{sc}^{Painel}(G_{min}, T_{max}) \quad (3.19)$$

O comprimento máximo do condutor,  $L_{max}$ , considerando que as perdas de potência correspondem a 1% da potência da ligação em série, às condições nominais, é determinado por

$$L_{max} = 0,01 \times \frac{M \cdot V_{oc}^{Painel}(G_{max}, T_{min}) \cdot N \cdot I_n^{Painel} \cdot \sigma^{Cu} \cdot s}{2 I_n^{Painel^2}}, \quad (3.20)$$

sendo a secção do condutor  $s$  determinada pela condição 3.19.

#### 3.4.2.B Fusíveis

Os fusíveis devem ser dimensionados tendo em conta a corrente nominal da ligação em série de modo a se evitar cortes intempestivos. A corrente nominal do fusível,  $I_n^{fus}$ , tem que ser 25% maior que a corrente nominal da série e, simultaneamente, menor que a corrente limite de não fusão do fusível,  $I_{nf}^{fus}$ , que não pode exceder 15% da corrente máxima do condutor. Na prática, a condição 3.21 tem que ser verificada.

$$1,25 I_n^{Painel} \leq I_z \leq 1,15 I_z, \quad (3.21)$$

#### 3.4.2.C Cabo Principal

O cabo principal DC é o cabo que liga os  $N$  módulos fotovoltaicos ao inversor. Este cabo deverá cumprir a condição 3.22 [47].

$$I_z \geq 1,25 I_n^{Painel} \cdot N \quad (3.22)$$

O comprimento máximo do cabo principal,  $L_{max}$ , tendo em conta que as perdas de potência correspondem a 1%, é determinado pela equação 3.23, sendo a secção do condutor  $s$  determinada por 3.22.

$$L_{max} = 0,01 \times \frac{M \cdot N \cdot P_{MPP}^{Painel} \cdot \sigma^{Cu}}{2 (N \cdot I_n^{Painel})^2} \quad (3.23)$$

Uma vez dimensionado o sistema, bem como cabos e dispositivos de proteção DC para cada tipo de tecnologia fotovoltaica em análise nas diferentes localizações, as curvas de geração de energia podem ser obtidas. Estas curvas têm em conta, quer a temperatura, quer a irradiância do local por cada intervalo de tempo. Estes dados são obtidos através da ferramenta PVGIS [46]. Como cada mês é analisado tendo em conta dois dias significativos - dia de trabalho e dia de descanso - é efetuada a média de ambas as variáveis para os respetivos dias em análise de cada mês. Com estes dados, são geradas as curvas I-V e P-V do gerador para as diferentes temperaturas e irradiâncias e, seguidamente, são obtidos os pontos em que ocorre a potência máxima DC que corresponde a um vetor de  $\epsilon$  posições. Embora este vetor apresente os valores máximos de potência das curvas do gerador, tendo em conta o dimensionamento do inversor, é necessário verificar-se se esses valores de potência, com os respetivos valores de tensão associados, se encontram dentro dos intervalos de tensão de funcionamento do inversor. Por último, a potência máxima gerada AC é conseguida através da multiplicação da potência máxima DC e da eficiência do inversor.

Em suma, são obtidas 2 curvas de geração AC por cada mês, uma para cada dia significativo em análise, sendo que este cenário se repete para cada tecnologia e cada localização em estudo.

### 3.5 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto

Os indicadores financeiros apresentados serão analisados sob dois pontos de vista: a venda, ou não, do excesso de energia produzida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). No caso de existir a venda do excesso à rede, o preço de venda considerado será o preço de compra da mesma. O primeiro passo é proceder-se ao cálculo dos *cash flows* anuais e, para isso, é necessário a obtenção das receitas anuais.

As receitas anuais são obtidas através do código apresentado no Algoritmo 3.1, caso ocorra a venda à RESP do excedente de produção. Este código repete-se duas vezes, uma vez que os dados em análise correspondem a dias de trabalho e dias de descanso o que, por sua vez, implica a existência de produção e consumo nesses respetivos dias.

---

**Algoritmo 3.1:** Cálculo das Receitas.

---

```
/* Percorre todos os anos em simulação na análise financeira */
1 for ano ← 2 to n by 1 do
  /* Percorre todos os meses do ano */
2   for i ← 1 to 12 by 1 do
    /* Percorre todos os 15 min existentes ao longo de um dia */
3     for j ← 1 to length(t) by 1 do
4       if prod(i, j) × (1 - deg)(ano-2) ≥ cons(i, j) × Ncasas then
5         E(i, ano) =
          E(i, ano) + (prod(i, j) × (1 - deg)(ano-2) - cons(i, j) × Ncasas) × Dias(i)
6         viab(ano, i) = viab(ano, i) + Dias(i)
7       end
8       else if prod(i, j) × (1 - deg)(ano-2) < cons(i, j) × Ncasas then
9         E(i, ano) =
          E(i, ano) - (cons(i, j) × Ncasas - prod(i, j) × (1 - deg)(ano-2)) × Dias(i)
10      end
11    end
12  end
13 end
```

---

No ano 0 não existe produção de energia, uma vez que é o ano em que é feito o investimento inicial e em que o sistema é instalado, pelo que só no primeiro ano de análise, que corresponde ao ano 2 no Algoritmo 3.1, é que é analisada a produção do sistema. A variável  $n$  corresponde ao período de análise em que a avaliação financeira irá ser estudada. Em cada ano de produção existe um decréscimo da capacidade de produção por parte dos painéis fotovoltaicos, associada à sua degradação,  $deg$ . A matriz  $E$  contabiliza, a nível mensal e por cada ano de análise, quanta energia é necessária utilizar-se da rede, com vista à cobertura de todos os picos de consumo, se a produção for inferior ao necessário. Caso não seja, esta matriz indica quanta energia é entregue à rede. É, também, contabilizado, por cada ano e por cada mês, o número de pontos de produção que sejam superiores ao número de pontos de consumo, através da variável  $viab$ . No caso do excedente de produção ser entregue à rede a custo zero, a linha 5 do Algoritmo 3.1 é substituída pela equação 3.24.

$$E(i, ano) = E(i, ano) + cons(i, j) \times N_{casas} \times Dias(i) \quad (3.24)$$

Seguidamente é possível proceder à análise financeira, de modo a se obter o Valor Atual Líquido (VAL) e o Período de Recuperação (PR), de acordo com as equações 2.5 e 2.6, presentes na secção 2.8.

### 3.5.1 Otimização

De modo a se obter a melhor viabilidade de projeto e o gerador que melhor se adequa, foi desenvolvido um algoritmo de otimização. O Algoritmo 3.2 apresenta o código aplicado ao sistema. Na prática, este

algoritmo consiste numa função de custo em que o maior peso é atribuído à viabilidade do projeto. Em função dos objetivos, o peso das variáveis pode ser alterado de modo a se avaliar as restantes componentes.

---

**Algoritmo 3.2:** Algoritmo de Otimização.

---

```

1 for  $N_{casas} \leftarrow 1$  to 3 by 1 do
    /* Número de painéis solares em paralelo */
2   for  $N_p \leftarrow 1$  to 10 by 1 do
        /* Número de painéis solares em série */
3     for  $N_s \leftarrow 1$  to 10 by 1 do
4        $N_{total} \leftarrow N_p \times N_s$ 
5        $A_{total} \leftarrow N_{total} \times A_{pv}$ 
6       if  $A_{disp} \geq A_{total}$  then
7         run('Dimensionamento Inversor') // 3.4.1
8         run('Dimensionamento DC') // 3.4.2
9         run('Dimensionamento da Carga') // 3.3.2
10        run('Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto') // 3.5
11        if  $viabilidade(2) > best_{viabl}$  then
12           $best_{Val} \leftarrow Val$ 
13           $best_{pr} \leftarrow pr$ 
14           $best_{cashflow5} \leftarrow cashflow(6)$ 
15           $best_{N_s} \leftarrow N_s$ 
16           $best_{N_p} \leftarrow N_p$ 
17           $best_{casas} \leftarrow N_{casas}$ 
18           $best_{viabl} \leftarrow viabilidade(2)$ 
19        end
20      end
21    end
22  end
23 end

```

---

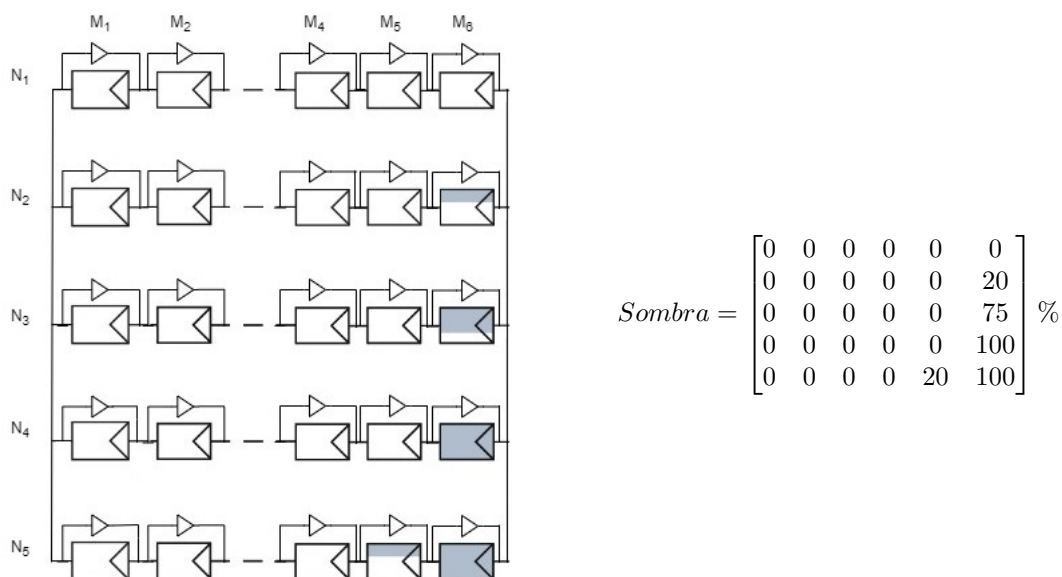
A primeira condição diz respeito ao número de propriedades, com o mesmo consumo, que o gerador consegue cobrir. A segunda condição está relacionada com a área ocupada pelo gerador na cobertura da infraestrutura para a implementação do mesmo. A área ocupada pelo gerador em teste pelo algoritmo tem que ser menor que a área disponível na cobertura da moradia. Por último, a viabilidade do gerador, i.e., os pontos de geração superiores aos pontos de consumo, em cada intervalo de tempo. Tal implica que quanto maior a viabilidade do gerador, melhor a capacidade do mesmo de cobrir a carga em cada ponto. Assim sendo, o melhor gerador terá de ser capaz de apresentar a melhor viabilidade no primeiro ano de produção. Estas condições são apresentadas nas linhas 1,6 e 11 do Algoritmo 3.2, respetivamente.

### 3.6 Sombreamento

A existência de sombra parcial ou total no gerador influencia o desempenho do mesmo. Como tal, a existência de árvores na própria infraestrutura, ou vizinhas, que possam deixar cair folhas e/ou troncos que ficam acumulados em cima do gerador, é um cenário que tem que ser testado e tido em consideração.

Através do programa Autodesk Revit 2022 ® simulou-se o efeito de sombra, ao longo do ano em análise. A medição da área da cobertura da moradia para a implementação do gerador que acaba por ficar à sombra como resultado da simulação, é o primeiro passo para que, seguidamente, seja avaliado que parte do gerador está à sombra, e como serão as curvas de geração do mesmo, com as diferentes tecnologias, nas diversas localizações.

A Figura 3.2 apresenta um esquema do gerador fotovoltaico com sombra parcial, sendo um exemplo do resultado da simulação. A matriz que acompanha a Figura indica a percentagem de sombra existente em cada painel do respetivo gerador.

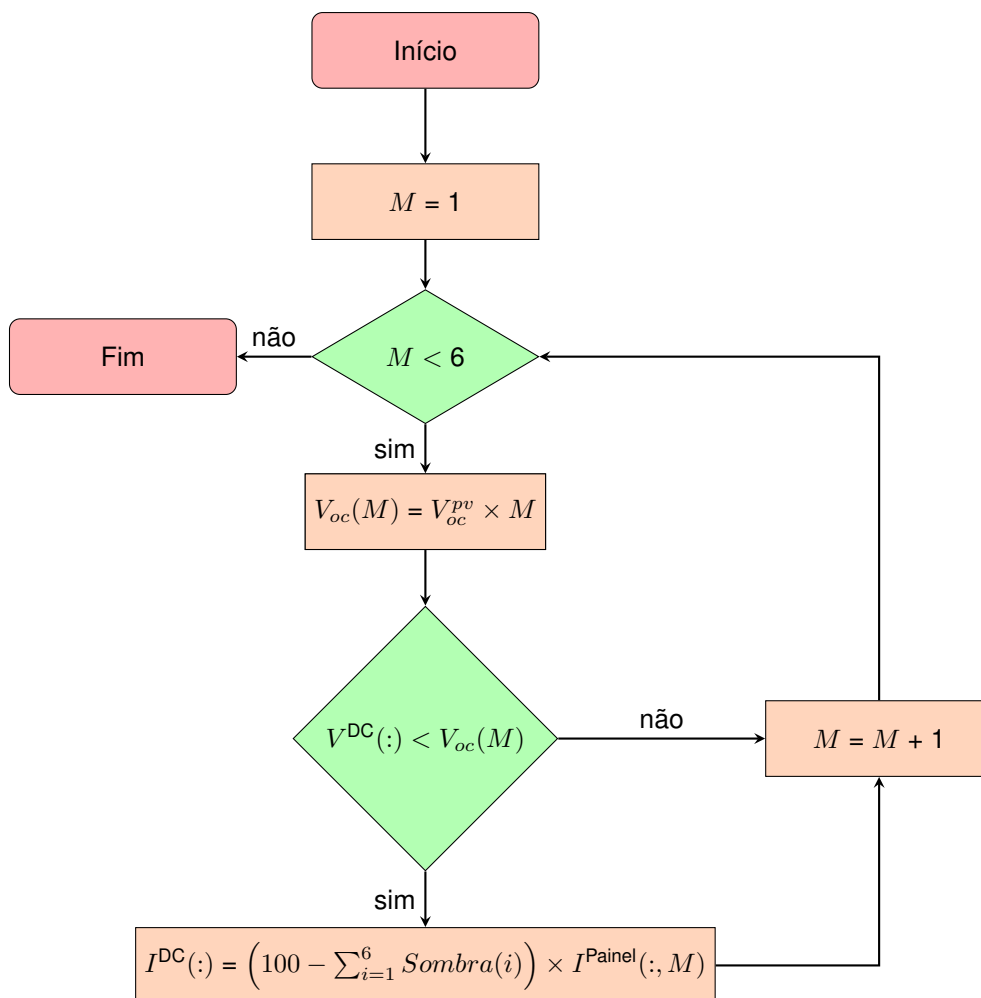


**Figura 3.2:** Esquema de um gerador fotovoltaico com sombra parcial.  
(Adaptado de [48])

Sabendo que a tensão do gerador corresponde a  $V^{DC}$ , o objetivo é determinar quando é que as proteções de cada módulo atuam para que flua determinada corrente em cada módulo, sendo possível, assim, o alcance da tensão do sistema. A percentagem de corrente em cada módulo corresponde à diferença entre os 100% - percentagem de corrente que flui no módulo na ausência de sombra -, e o valor de cada posição da matriz *Sombra*. A soma por coluna dos valores obtidos corresponde, então,

ao que efetivamente flui no sistema e, assim, é possível obter as novas curvas I-V e P-V do sistema fotovoltaico para cada ensaio.

A Figura 3.3 apresenta o fluxograma do código desenvolvido para a aplicação do sombreamento total ou parcial ao sistema fotovoltaico, tendo por base o exemplo apresentado na Figura 3.2.



**Figura 3.3:** Fluxograma do código desenvolvido para a aplicação de sombra ao gerador fotovoltaico.

Posteriormente, a aplicação da metodologia apresentada nas secções 3.4 e 3.5 permite a obtenção dos resultados para a posterior análise dos indicadores financeiros. O objetivo na análise do sombreamento aplicado ao sistema fotovoltaico consiste em avaliar a influência da sombra nos geradores otimizados, resultantes da aplicação do Algoritmo 3.2.





# 4

## Resultados

### Conteúdo

---

4.1 Células Solares . . . . .	36
4.2 Painéis Solares . . . . .	37
4.3 Avaliação da Infraestrutura . . . . .	38
4.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico . . . . .	41
4.5 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	47
4.6 Sombreamento . . . . .	49

---

Neste capítulo são apresentados os resultados, quer de simulação, quer de cálculo, obtidos para cada tarefa proposta, recorrendo-se às metodologias apresentadas no Capítulo 3.

## 4.1 Células Solares

Considere-se quatro células solares, sendo duas tecnologias tradicionais e as outras duas tecnologias ainda a emergir. Relativamente às tecnologias tradicionais, estas células em estudo são as células de eficiência mais elevada, registadas pela NREL [13], sendo células testadas em laboratório e, como tal, apresentam valores ideais devido às condições ideais de simulação. Através de um método científico, foram obtidas as curvas características destas células, que se encontram representadas na Figura 4.1. Os seus parâmetros encontram-se na Tabela 4.1.

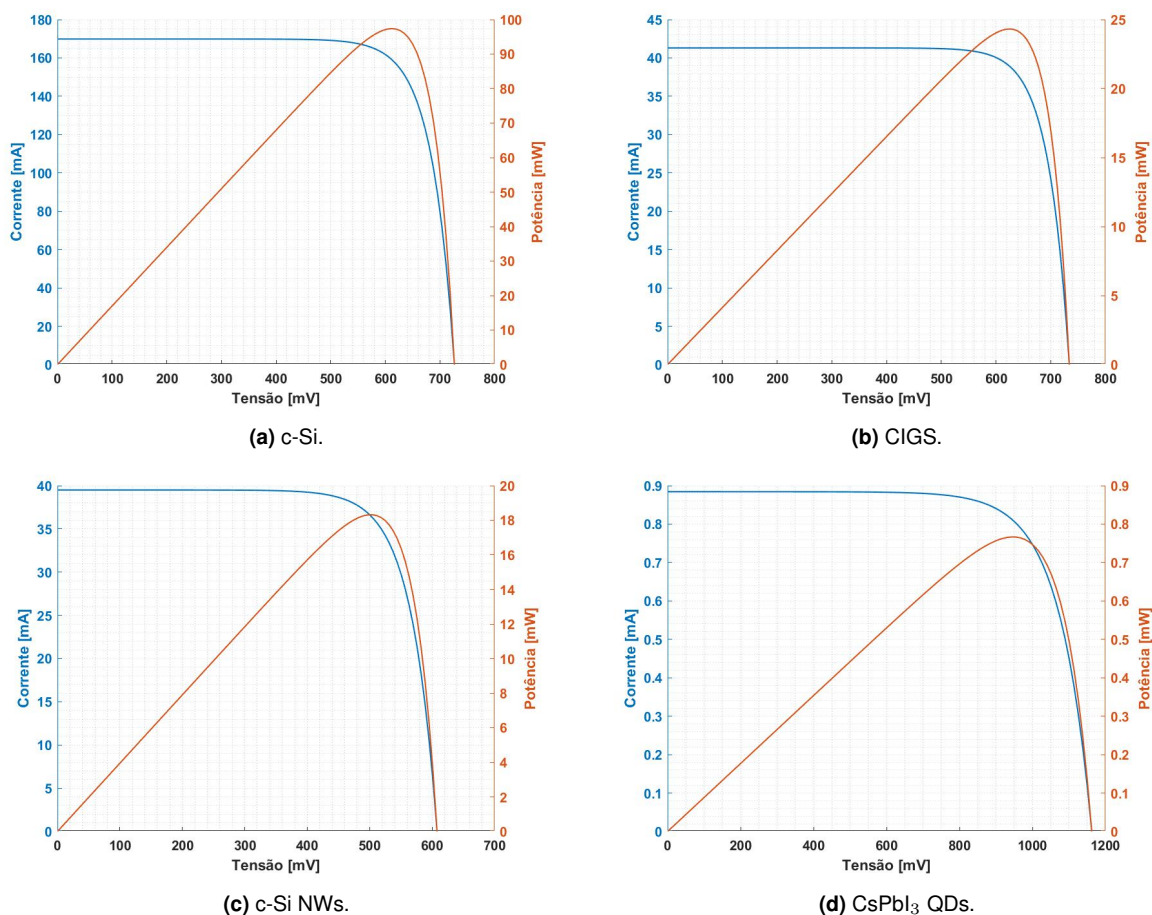


Figura 4.1: Curvas características das células solares.

Tabela 4.1: Parâmetros das células solares @STC (AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25° C).

Célula Solar	Área [cm <sup>2</sup> ]	$J_{sc}$ [mA/cm <sup>2</sup> ]	$V_{oc}$ [mV]	$E_g$ [eV]	$FF$ [%]	$\eta$ [%]	Ref.
c-Si	3,986	42,620	726,600	1,121	84,280	26,100	[20]
CIGS	1,043	39,600	734,000	1,080	80,400	23,350	[21]
c-Si NWs	1,000	39,500	608,000	1,121	78,700	18,900	[37]
CsPbI <sub>3</sub> QDs	0,058	15,246	1162,600	1,750	76,630	13,430	[49]

## 4.2 Painéis Solares

Com as células apresentadas na secção 4.1, quatro painéis solares de  $z$  células de curvas características representadas na Figura 4.2, apresentam os parâmetros que se encontram na Tabela 4.2.

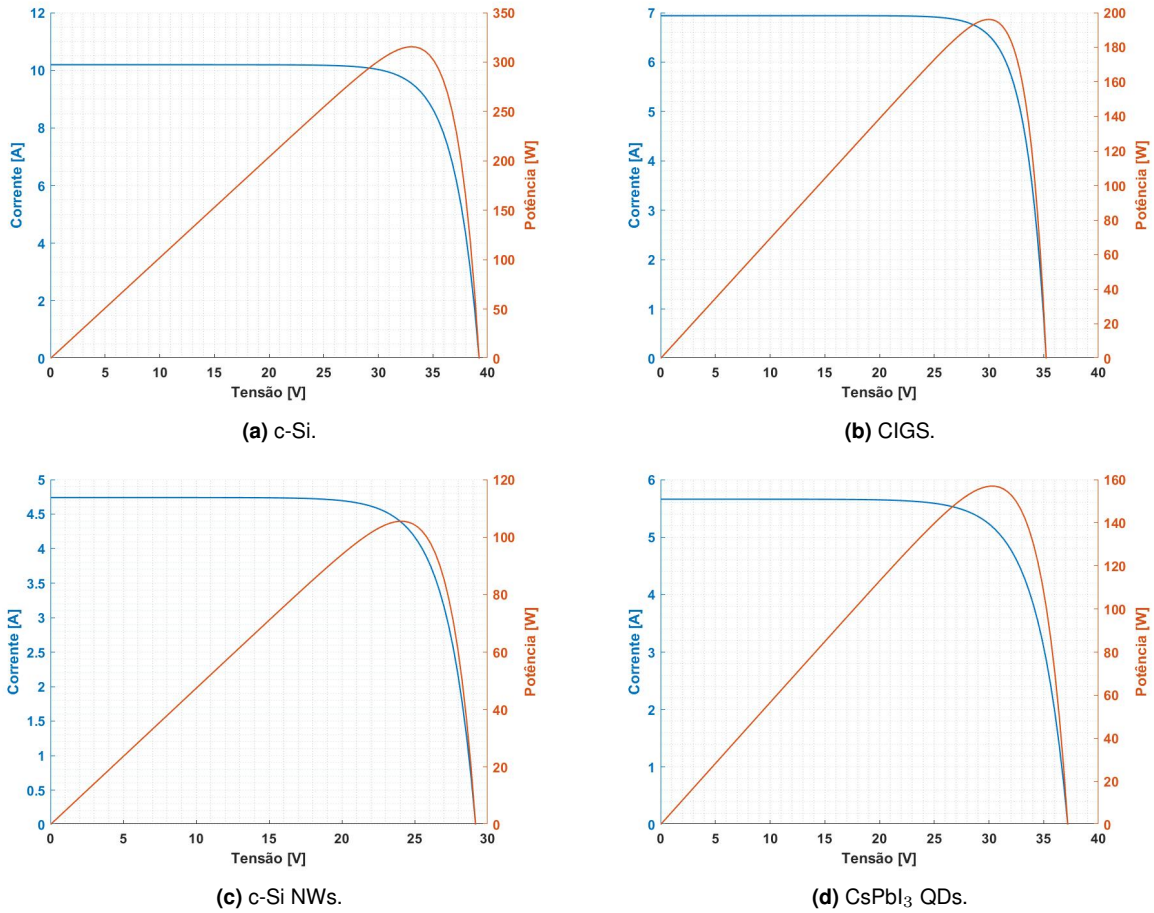


Figura 4.2: Curvas características dos painéis solares.

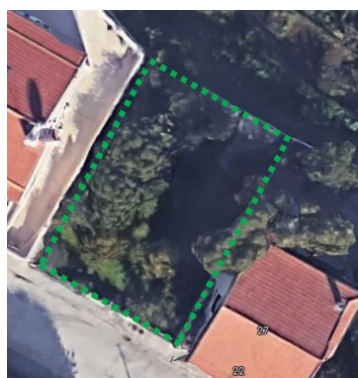
**Tabela 4.2:** Parâmetros dos painéis fotovoltaicos @STC (AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25° C).

Painel Solar	<i>z</i> células	Área [m <sup>2</sup> ]	<i>I</i> <sub>sc</sub> [A]	<i>V</i> <sub>oc</sub> [V]	<i>P</i> <sub>MPP</sub> [W]	<i>I</i> <sub>MPP</sub> [A]	<i>V</i> <sub>MPP</sub> [V]	<i>η</i> [%]
c-Si	3240	1,291	10,192	39,236	315,536	9,550	33,041	24,430
CIGS	8064	0,841	6,939	35,232	196,094	6,560	29,894	23,310
c-Si NWs	5760	0,576	4,740	29,184	105,505	4,403	23,962	18,320
CsPbI <sub>3</sub> QDs	204800	1,188	5,660	37,203	156,980	5,206	30,154	13,220

## 4.3 Avaliação da Infraestrutura

### 4.3.1 Fatores Físicos

A infraestrutura em análise é do tipo residencial. Corresponde a uma moradia unifamiliar situada na vila de Santa Iria de Azoia, pertencente ao município de Loures, no distrito de Lisboa, de coordenadas geográficas (38,83436; -9,09233). A segunda localidade em estudo corresponde à vila de Castro Verde, pertencente ao distrito de Beja, de coordenadas geográficas (37,69844; -8,09101) e, por último, a cidade de Vila Real, de coordenadas geográficas (41,30190; -7,75158). A Figura 4.3 apresenta a vista aérea da propriedade em estudo, em Santa Iria de Azoia.



(a) Vista aérea.

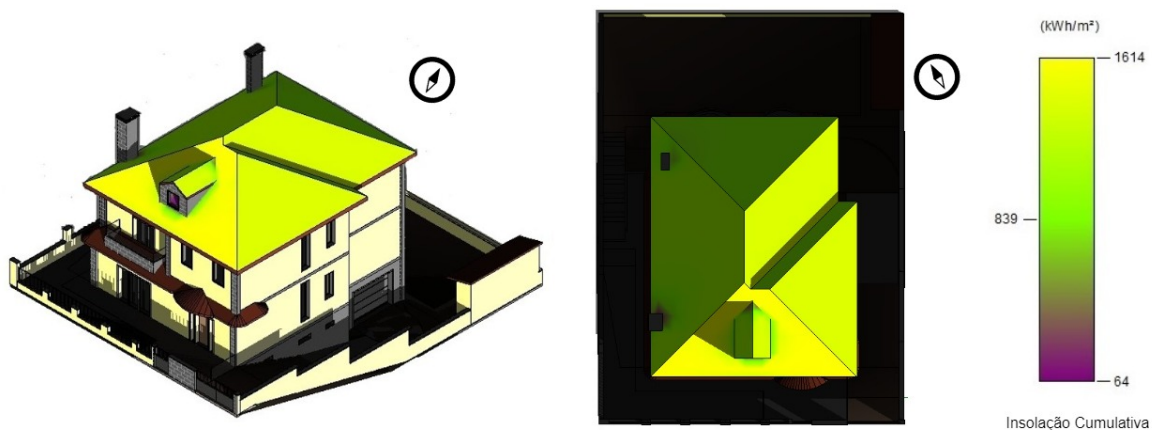


(b) Vista frontal.

**Figura 4.3:** Vistas da propriedade em Santa Iria de Azoia.

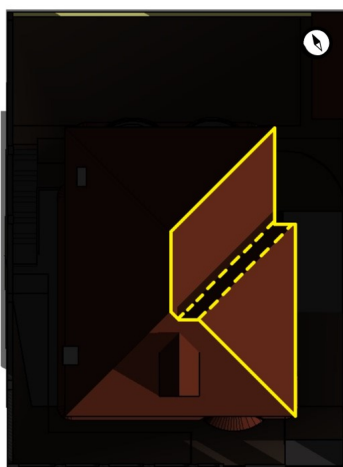
#### 4.3.1.A Simulação

Para se efetuar a simulação, foram efetuados os passos descritos na secção 3.3.1.A. Como parâmetros de análise, tem-se um período de um ano, do nascer ao pôr do Sol, a começar a 1 de janeiro de 2021 e com término a 31 de dezembro desse mesmo ano. A avaliação energética foi feita recorrendo-se à ferramenta Solar do programa Autodesk Revit 2022 ®. O resultado da simulação para a localidade de Santa Iria de Azoia encontra-se representado na Figura 4.4.



**Figura 4.4:** Resultado da simulação da insolação cumulativa, durante o ano de 2021.

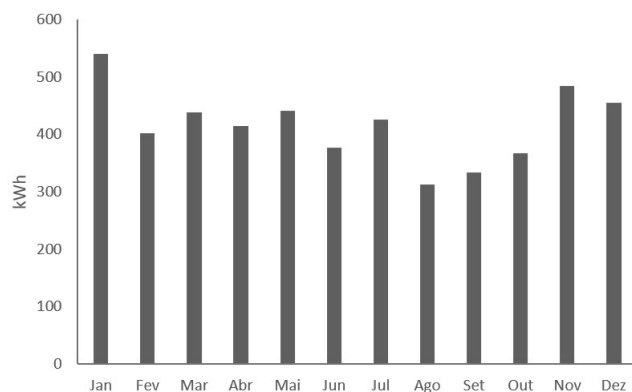
Pelo código de cores, verifica-se que a parte do telhado virada a Sul apresenta uma maior exposição solar face às restantes. Contudo, a existência de uma janela no último piso da moradia provoca sombra, o que diminui a eficiência do gerador, e, para além disso, a área útil para a implementação do gerador é menor. Nas restantes localidades, o resultado da simulação vai de encontro ao código de cores da Figura 4.4, pelo que a cobertura da moradia virada a Este é a escolhida para a implementação do gerador fotovoltaico. A Figura 4.5 apresenta a configuração da cobertura da moradia, sendo que a área útil para a implementação do gerador encontra-se delimitada a amarelo. A área útil para a implementação do gerador corresponde a **50,8068 m<sup>2</sup>**.



**Figura 4.5:** Delimitação da zona da cobertura onde será implementado o gerador.

### 4.3.2 Dimensionamento da Carga

A Figura 4.6 apresenta o consumo médio mensal ao longo do ano de 2021, com base nas informações fornecidas nas faturas mensais de eletricidade.



**Figura 4.6:** Consumo médio mensal.

Durante os meses de janeiro e agosto, verificou-se o maior e o menor consumo mensal, respectivamente. Na Tabela 4.3 constam o valor das potências, por aparelho, consideradas para a obtenção dos perfis mensais de carga. Para além disso, de modo a ter-se em consideração todos os aparelhos que estão ligados à corrente ao longo das 24 horas diárias, é considerado 10% do consumo diário como o consumo designado por *Standby*.

**Tabela 4.3:** Potências nominais das cargas consideradas nos perfis mensais.

	Frig.	AC	Luz Interior	Pequenos Domésticos	TV	PC	Luz Exterior	Maq. Roupa	Maq. Loiça	Maq. Jardim
<i>P</i> [kW]	0,15	2	0,21	1	0,2	0,3	0,15	0,850	1,125	1,2

Considerando o tempo mínimo de operação de cada carga de 15 minutos, a distribuição diária da carga nos meses mencionados encontra-se nas Figuras 4.7 e 4.8. Estes perfis de carga correspondem a uma média de consumo diária em cada dia significativo de cada mês. Os perfis de carga dos restantes meses do ano podem ser consultados no Anexo A.

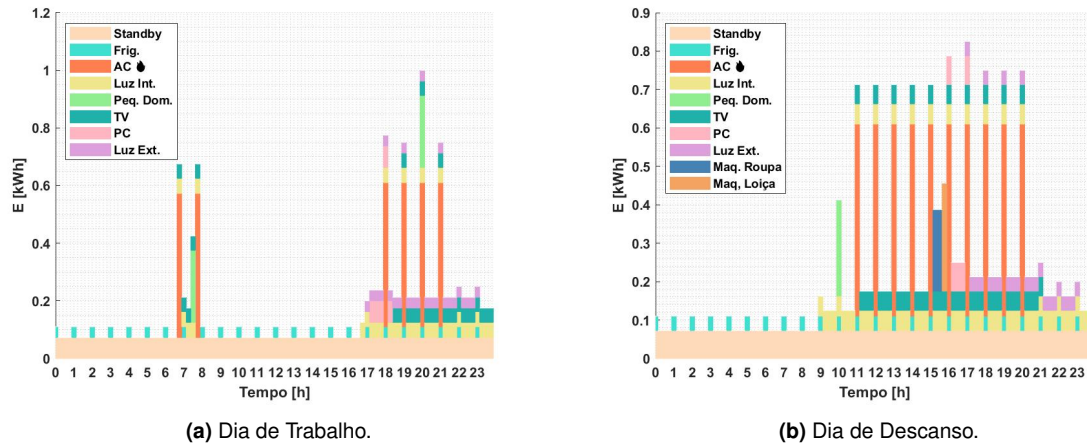


Figura 4.7: Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, em dois dias significativos do mês de janeiro.

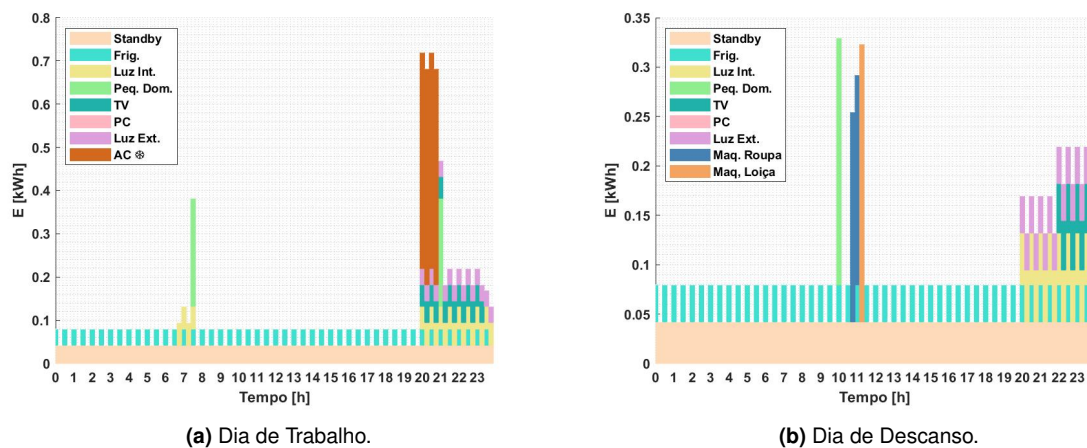


Figura 4.8: Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, em dois dias significativos do mês de agosto.

## 4.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Para três localizações distintas é efetuado o dimensionamento do gerador fotovoltaico. O resultado do Algoritmo de otimização 3.2 desenvolvido é apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Dimensionamento do gerador para as diferentes localizações.

	$M$	$N$	Área ocupada pelo gerador [m <sup>2</sup> ]	Número de Propriedades
<b>c-Si</b>	9	4	46,489	1
<b>CIGS</b>	10	6	50,464	1
<b>c-Si NWS</b>	9	9	46,656	1
<b>CsPbI<sub>3</sub> QDs</b>	7	6	49,889	1

#### 4.4.1 Inversores

O dimensionamento dos respetivos inversores cumpre as condições apresentadas na secção 3.4.1. Foram registadas como temperaturas extremas da estação quente 34,96 °C, 40,20 °C e 33,83 °C e como temperaturas extremas da estação fria 4,70 °C, 1,54 °C e -2,60 °C em Santa Iria de Azoia, Castro Verde e Vila Real, respetivamente. No que diz respeito à irradiância, em Santa Iria de Azoia registou-se um valor máximo de 1122,6 W/m<sup>2</sup> e mínimo de 1,76 W/m<sup>2</sup>, em Castro Verde registou-se 1137,5 W/m<sup>2</sup> e 1,78 W/m<sup>2</sup> como os valores máximo e mínimo, respetivamente, e, por último, em Vila Real registou-se um valor máximo de 1138,5 W/m<sup>2</sup> e mínimo de 1,79 W/m<sup>2</sup>. Para cada gerador, as características dos inversores têm que fazer face aos valores apresentados na Tabela 4.5.

**Tabela 4.5:** Características dos inversores.

		$P_n^{inv}$ [kW]	$V_{min}^{inv}$ [V]	$V_{max}^{inv}$ [V]	$I_{max}^{inv}$ [A]
<b>Santa Iria de Azoia</b>	<b>c-Si</b>	[9,622; 16,495]	] - ∞; 167]	[373; +∞[	[41; +∞[
	<b>CIGS</b>	[9,883; 16,942]	] - ∞; 180]	[370; +∞[	[42; +∞[
	<b>c-Si NWs</b>	[7,456; 12,782]	] - ∞; 102]	[284; +∞[	[43; +∞[
	<b>CsPbI<sub>3</sub> QDs</b>	[5,631; 9,653]	] - ∞; 91]	[276; +∞[	[34; +∞[
<b>Castro Verde</b>	<b>c-Si</b>	[9,855; 16,894]	] - ∞; 160]	[376; +∞[	[41; +∞[
	<b>CIGS</b>	[10,111; 17,334]	] - ∞; 174]	[372; +∞[	[42; +∞[
	<b>c-Si NWs</b>	[7,670; 13,148]	] - ∞; 96]	[287; +∞[	[43; +∞[
	<b>CsPbI<sub>3</sub> QDs</b>	[5,775; 9,899]	] - ∞; 86]	[278; +∞[	[34; +∞[
<b>Vila Real</b>	<b>c-Si</b>	[9,991; 17,127]	] - ∞; 169]	[379; +∞[	[41; +∞[
	<b>CIGS</b>	[10,237; 17,550]	] - ∞; 181]	[375; +∞[	[42; +∞[
	<b>c-Si NWs</b>	[7,816; 13,3993]	] - ∞; 103]	[290; +∞[	[43; +∞[
	<b>CsPbI<sub>3</sub> QDs</b>	[5,861; 10,048]	] - ∞; 92]	[281; +∞[	[34; +∞[

Note-se que a eficiência do inversor utilizada foi de 98%.

#### 4.4.2 Dimensionamento DC

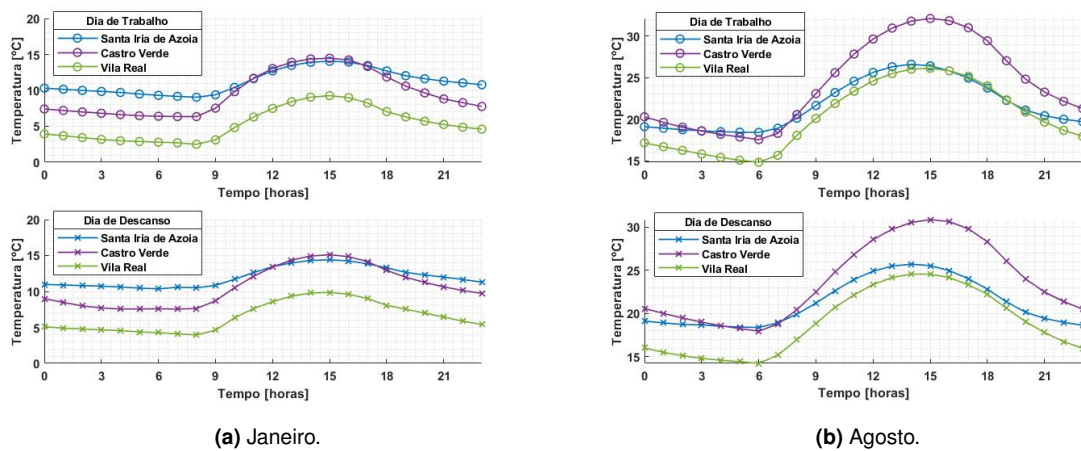
Para que todo o sistema trabalhe sem nenhum tipo de anomalias a nível de segurança, o dimensionamento DC que abrange cabos e proteções tem que fazer cumprir as condições apresentadas na secção 3.4.2. Dado os valores elevados apresentados na Tabela 4.5, e de modo a facilitar a deteção de uma potencial falha, minimizando o seu impacto, um inversor com dois *Maximum Power Point Tracking* (MPPT)s é a solução escolhida. Assim sendo, o dimensionamento do cabo principal DC é feito para cada MPPT, individualmente. No total, existirão 2 cabos principais DC, cada um proveniente do respetivo MPPT. Na Tabela 4.6 são apresentados os valores que devem ser escolhidos a nível de secção do condutor, bem como de correntes nominais de fusíveis.



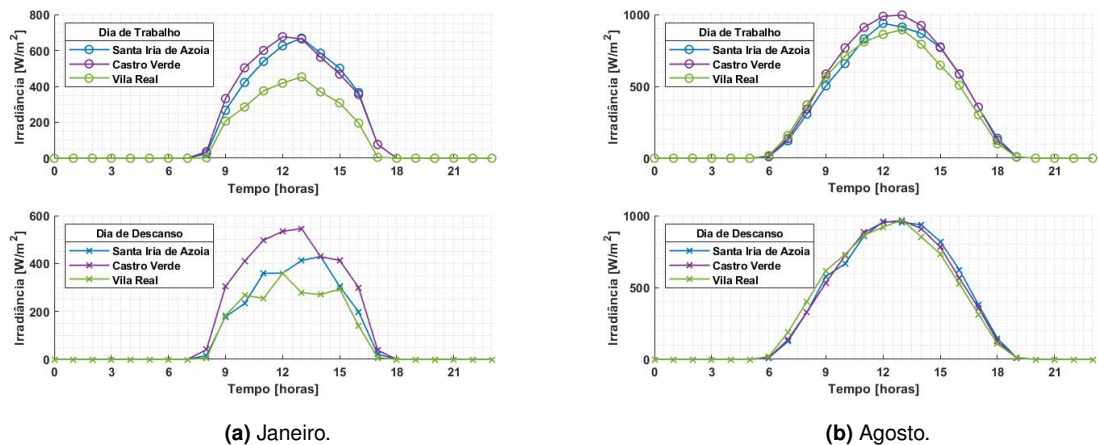
**Tabela 4.6:** Dimensionamento DC: cabo de ligação em série, fusíveis e cabo principal.

		Cabo de Ligação em Série			Fusíveis	Cabo Principal									
		$I_z$ [A]	$s$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max}$ [m]	$I_z$ [A]	$I_z$ [A]	$s$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max}$ [m]							
Santa Iria de Azoia	c-Si	14,303	2,5	25,572	16	25,480	6	22,963							
	CIGS	9,737	2,5	37,249	10	26,021	6	22,807							
	c-Si NWs	6,65	2,5	41,819	6	26,662	10	26,297							
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	7,94	2,5	34,058	8	21,222	10	32,022							
Castro Verde	c-Si	14,492	2,5	25,767	16	25,480	6	22,963							
	CIGS	9,866	2,5	37,501	10	26,021	6	22,807							
	c-Si NWs	6,740	2,5	42,272	6	26,662	10	26,297							
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	8,047	2,5	34,328	8	21,222	10	32,022							
Vila Real	c-Si	14,504	2,5	26,001	16	25,480	6	22,963							
	CIGS	9,875	2,5	37,802	10	26,021	6	22,807							
	c-Si NWs	6,745	2,5	42,823	6	26,662	10 </tr <tr> <td>CsPbI<sub>3</sub> QDs</td> <td>8,054</td> <td>2,5</td> <td>34,643</td> <td>8</td> <td>21,222</td> <td>10</td> <td>32,022</td> </tr>	CsPbI <sub>3</sub> QDs	8,054	2,5	34,643	8	21,222	10	32,022
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	8,054	2,5	34,643	8	21,222	10	32,022							

Para os geradores com a configuração apresentada na Tabela 4.4, e para as diferentes localizações em análise, são geradas as curvas diárias de produção de energia, sendo estas dependentes das temperaturas e irradiâncias sentidas em cada instante. Sendo que cada mês é representado por dois dias significativos, as temperaturas e irradiâncias em causa correspondem a valores médios por cada intervalo de tempo. As Figuras 4.9 e 4.10 apresentam a variação média da temperatura e irradiância, respetivamente, ao longo dos dias em análise dos meses de consumo extremo, para as três regiões em estudo.

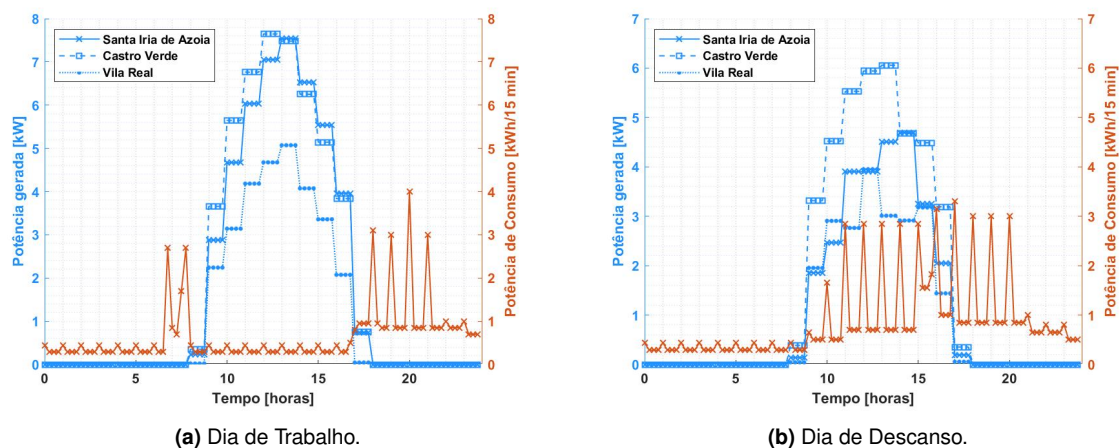


**Figura 4.9:** Temperaturas médias ao longo dos meses de consumo extremo.

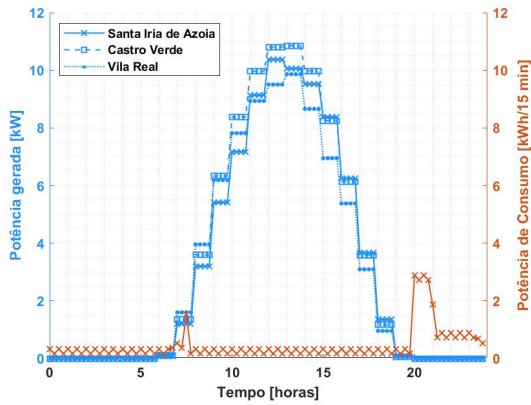


**Figura 4.10:** Irradiâncias médias ao longo dos meses de consumo extremo.

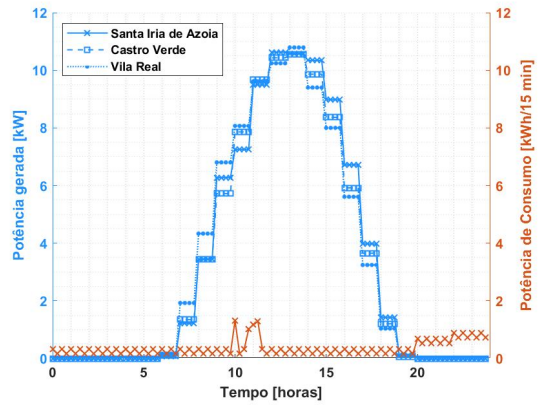
Da Figura 4.11 à Figura 4.18 são apresentadas as curvas de consumo-geração para dois dias significativos dos meses de consumo extremo, sendo que as curvas do consumo correspondem aos perfis de carga apresentados nas Figuras 4.7 e 4.8. Para os restantes meses do ano, as curvas podem ser consultadas no Anexo B. Como os dados de temperatura e irradiância provenientes da ferramenta PVGIS correspondem a valores por hora ao longo do ano, considerou-se que ao longo dos intervalos de 15 minutos que completam cada hora, ambas as variáveis são constantes. Como tal são visíveis, nas curvas de produção, degraus ao longo do dia.



**Figura 4.11:** Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si.

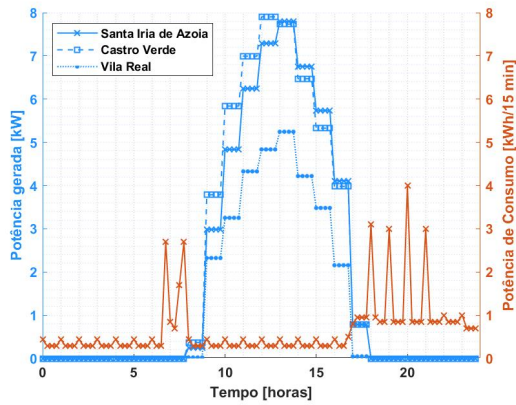


(a) Dia de Trabalho.

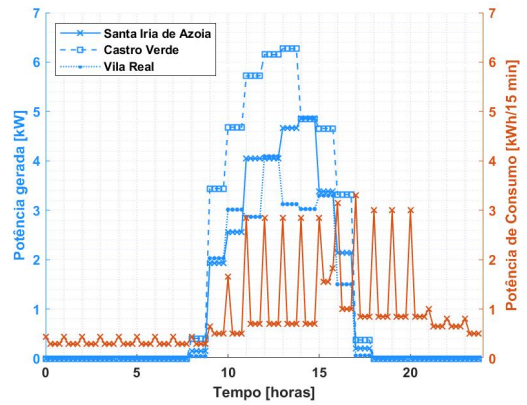


(b) Dia de Descanso.

**Figura 4.12:** Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si.

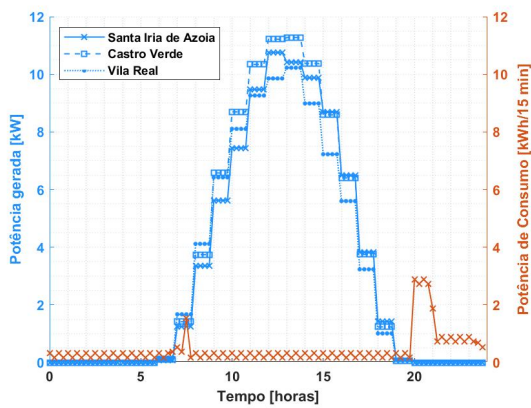


(a) Dia de Trabalho.

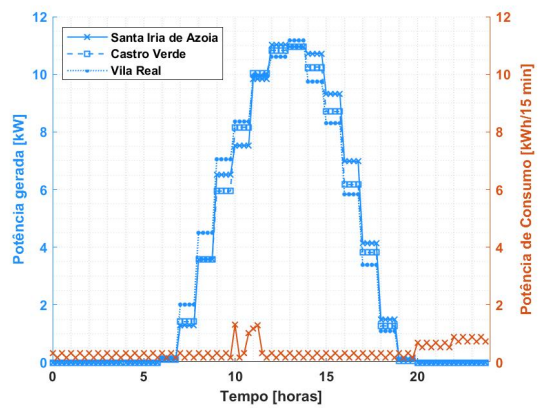


(b) Dia de Descanso.

**Figura 4.13:** Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CIGS.

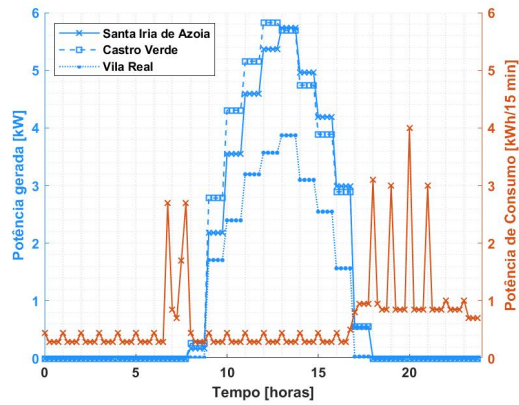


(a) Dia de Trabalho.

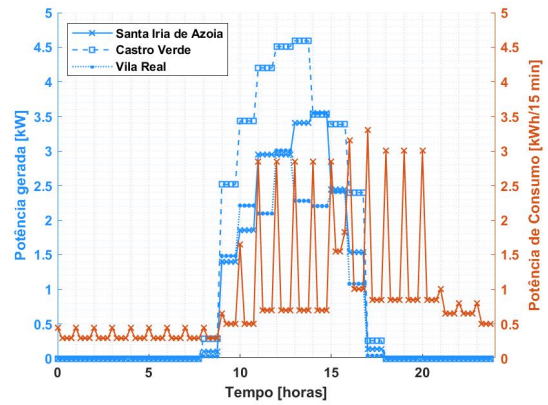


(b) Dia de Descanso.

**Figura 4.14:** Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CIGS.

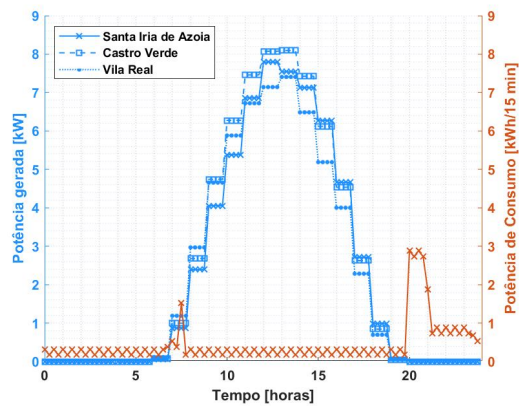


(a) Dia de Trabalho.

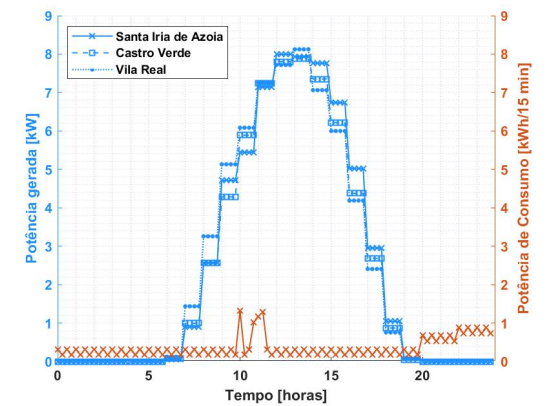


(b) Dia de Descanso.

**Figura 4.15:** Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si NWs.

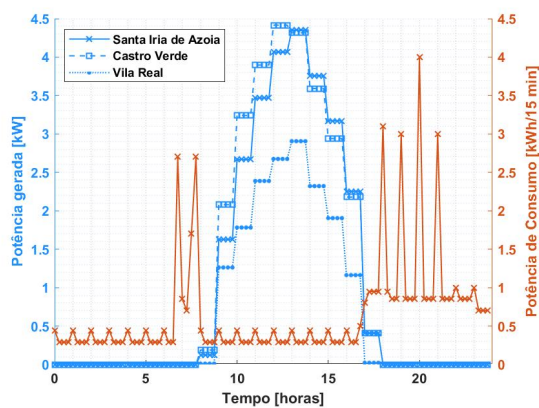


(a) Dia de Trabalho.

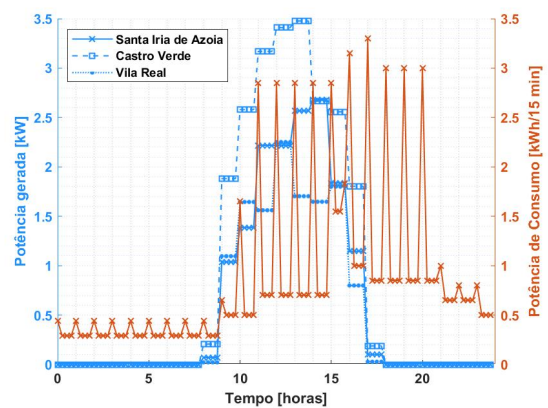


(b) Dia de Descanso.

**Figura 4.16:** Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si NWs.

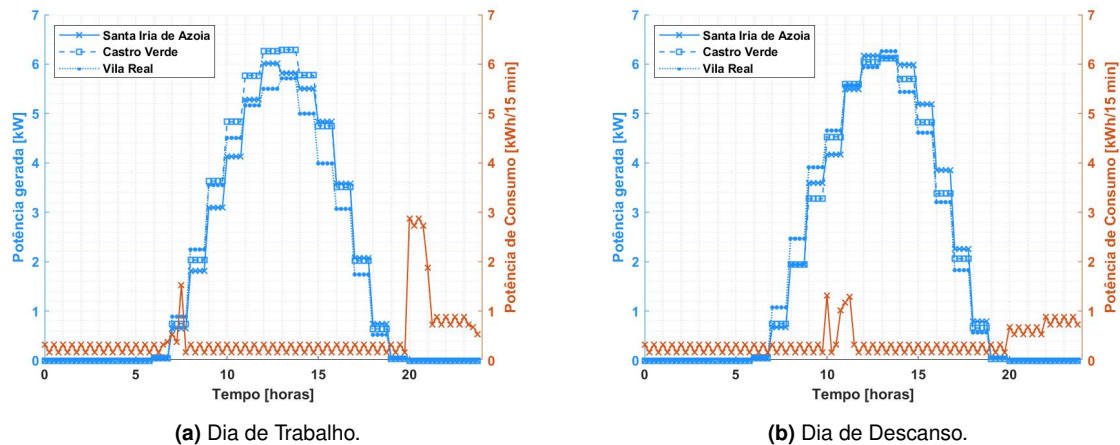


(a) Dia de Trabalho.



(b) Dia de Descanso.

**Figura 4.17:** Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs.



**Figura 4.18:** Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs.

Note-se que existe uma discrepância de produção por parte do sistema fotovoltaico de acordo com o local em estudo, devido às condições atmosféricas que permitem o melhor, ou pior, desempenho das tecnologias fotovoltaicas. É também notório que a produção máxima do gerador, com a utilização de módulos de tecnologias emergentes, é inferior à produção máxima do gerador quando são utilizadas as tecnologias tradicionais.

## 4.5 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto

Para o cálculo do Valor Atual Líquido (VAL) e do Período de Recuperação (PR), é necessário o cálculo dos *cash flows* anuais, cujos parâmetros se encontram na Tabela 4.7. Os valores da tarifa e potência contratada são os valores apresentados nas faturas mensais da eletricidade da infraestrutura, sendo que a tarifa contratada, e aqui apresentada, corresponde à tarifa simples. No que à taxa de atualização real,  $a_r$ , diz respeito, em Portugal considera-se como sendo 6,1% o seu valor [45]. Para as nanotecnologias solares, o valor utilizado para o fator de degradação dos módulos corresponde ao valor da taxa de degradação dos módulos CIGS, de modo a se obterem resultados nas melhores situações.

**Tabela 4.7:** Parâmetros para o cálculo dos *cash flows*.

	Fator de Degradação [%/ano] [40]	$a_r$ [%] [45]	IVA [%]	Tarifa Contratada [€/kWh]	Potência Contratada [€/dia]	Depreciação [%/ano]	Custos de O&M [€/kW/ano] [50]
c-Si CIGS	0,64						
c-Si NWs	0,96	6,1	23	0,1441	0,6027	4	16,76
CsPbI <sub>3</sub> QDs							

O investimento inicial,  $I_0$ , é obtido através dos dados dos respetivos equipamentos presentes na Tabela 4.8. O valor utilizado no custo dos módulos das nanotecnologias corresponde a um valor arbitrário,

por  $W_p$ , que, segundo a literatura, é superior às tecnologias tradicionais. No entanto, o algoritmo desenvolvido está preparado para eventuais alterações nos parâmetros descritos.

**Tabela 4.8:** Parâmetros para o cálculo do investimento inicial.

	Custo dos PVs [€/W]	Inversor [€]	Cabos [€/m]	Fusíveis [€/Fusível]	Acessórios [€/Z <sup>1</sup> ]
c-Si	0,26				
CIGS	0,47				
c-Si NWs		1500	[1,518 <sup>2</sup> ; 2,7490 <sup>3</sup> ]	8,94	30,105
CsPbI <sub>3</sub> QDs	0,7				

<sup>1</sup> Z corresponde ao número de painéis do gerador fotovoltaico; <sup>2</sup> Valor correspondente ao cabo de 2,5 mm<sup>2</sup> de secção;

<sup>3</sup> Valor correspondente ao cabo de 6 mm<sup>2</sup> de secção.

Os *cash flows* anuais dos 30 primeiros anos de análise podem ser consultados no Anexo C. Este período de 30 anos corresponde ao período abrangido pelas garantias dos produtos, bem como o tempo de vida dos painéis fotovoltaicos [39]. Com base na Tabela 4.8, na Tabela 4.9 encontram-se os valores finais dos investimentos iniciais para as diferentes tecnologias.

**Tabela 4.9:** Investimento inicial para os diferentes geradores fotovoltaicos, utilizando diferentes tecnologias.

	$I_0$ [€]
c-Si	8088,118
CIGS	12398,863
c-Si NWs	14056,454
CsPbI <sub>3</sub> QDs	10800,134

Considere-se um período de análise de 1000 anos. Os resultados otimizados dos fatores financeiros são apresentados na Tabela 4.10 e, para além disso, é apresentada a viabilidade no primeiro ano de análise e o ano em que a viabilidade é nula que, na prática, corresponde ao ano em que não existe qualquer momento em que a produção é superior ao consumo.

**Tabela 4.10:** Indicadores Financeiros nos três locais em análise, onde os valores destacados a verde correspondem àqueles com um PR inferior a 10 anos.

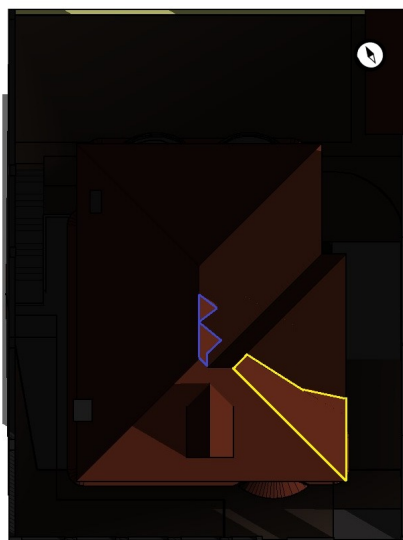
		Sem venda à rede		Com venda à rede		Viabilidade no ano 1 [%]	Ano em que a Viabilidade é nula
		VAL [€]	PR [anos]	VAL [€]	PR [anos]		
Santa Iria de Azoia	c-Si	-25902,288	∞	19588,346	4,434	44,178	647
	CIGS	-33167,066	∞	11811,527	6,858	44,238	435
	c-Si NWs	-35521,716	∞	-5353,050	20,743	43,188	402
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	-30079,375	∞	-9001,194	∞	42,158	375
Castro Verde	c-Si	-25926,163	∞	23145,022	3,968	44,481	650
	CIGS	-33149,910	∞	15364,535	6,059	45,088	437
	c-Si NWs	-35414,614	∞	-2891,284	15,927	43,467	403
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	-29963,774	∞	-7033,547	∞	42,529	377
Vila Real	c-Si	-26136,880	∞	15899,477	5,049	43,898	650
	CIGS	-33408,105	∞	8124,153	7,955	43,993	436
	c-Si NWs	-35830,063	∞	-7890,932	∞	42,760	403
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	-30510,232	∞	-11029,577	∞	41,104	376

Para todos os locais em teste, no caso de não existir venda do excedente à rede, o PR é apresentado como sendo infinito ( $\infty$ ). Tal significa que, no período de análise considerado, não existiu a recuperação do investimento inicial. Importa salientar que, se o PR não aconteceu até ao ano em que se verifica a viabilidade nula, jamais ocorrerá. Dado que o período de análise considerado é de 1000 anos e, portanto, superior aos valores da coluna **Ano em que a Viabilidade é nula** da Tabela 4.10, então a alteração do período de análise em nada alterará os resultados obtidos no que diz respeito ao PR. Ainda assim, é importante referir que este período de análise pode ser alterado e o mesmo algoritmo pode ser posto em prática, uma vez que este está preparado para eventuais alterações por parte do utilizador.

Por análise da Tabela 4.10 verifica-se que o melhor local para a instalação do gerador é Castro Verde, devido ao alcance de viabilidades mais elevadas. Com a tecnologia CIGS é obtida a maior viabilidade, cujo valor é 45,088%. Tal significa que, em 45,088% dos intervalos de tempo considerados ao longo do ano, a produção é superior ao consumo da carga. Verifica-se, também, que a utilização dos módulos de c-Si NWs e de CsPbI<sub>3</sub> QDs traduzem viabilidades inferiores às viabilidades alcançadas com as tecnologias c-Si e CIGS.

## 4.6 Sombreamento

A Figura 4.19 demonstra o resultado da simulação do efeito de sombra, durante um ano de análise.



**Figura 4.19:** Resultado da simulação do efeito de sombra.

De acordo com os resultados apresentados na secção 4.3.1.A, a zona útil da cobertura da mo-

radia para a implementação do gerador corresponde à parte que se encontra virada a Este, sendo esta a região do telhado importante para a análise. Posto isto, a zona delineada a amarelo corresponde à área útil da cobertura que não é afetada pela sombra anual. Embora a área delimitada a azul também se encontre na região do telhado virada a Este, esta não apresenta um valor significativo para a implementação do gerador. Devido a limitações do programa Autodesk Revit 2022®, a área delimitada a amarelo corresponde a 12 m<sup>2</sup>, sendo este um valor aproximado.

Aplicando a lógica apresentada no fluxograma da Figura 3.3 e, como para todas as regiões de Portugal em estudo, o gerador otimizado, cujos dados constam na Tabela 4.4, é o mesmo, são apresentadas, na Figura 4.20, as curvas I-V e P-V dos geradores com as diferentes tipologias de tecnologias solares em uso, com e sem o efeito de sombra parcial. É de notar que estas curvas características não têm em consideração a variação da temperatura e da irradiância em cada intervalo de tempo nos locais em estudo. Correspondem a curvas características às condições de referência, de modo a se conseguir visualizar o decréscimo de produção de energia por parte do gerador, aquando da aplicação do efeito de sombra ao sistema.

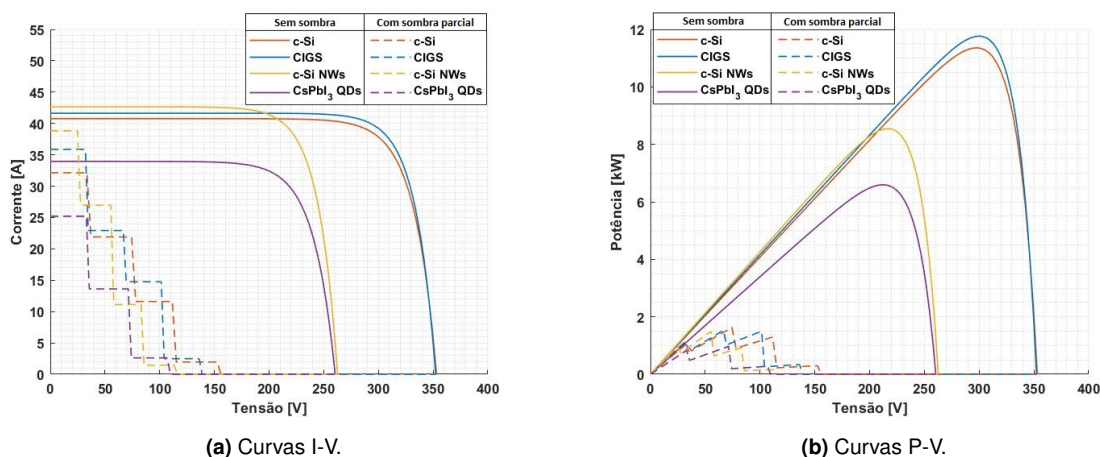


Figura 4.20: Curvas características dos geradores.

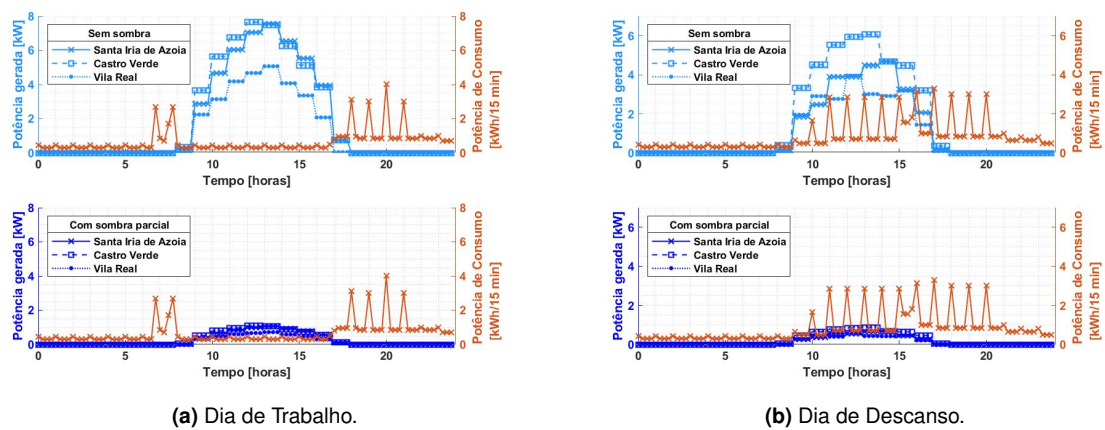
Na Tabela 4.11 são apresentados os valores de potência máximos obtidos com e sem sombra aplicada ao sistema. É possível verificar que ocorre um decréscimo para 13%-17,5% ao nível de produção do sistema, consoante as tecnologias utilizadas.

Tabela 4.11: Potência máxima obtida com e sem sombra.

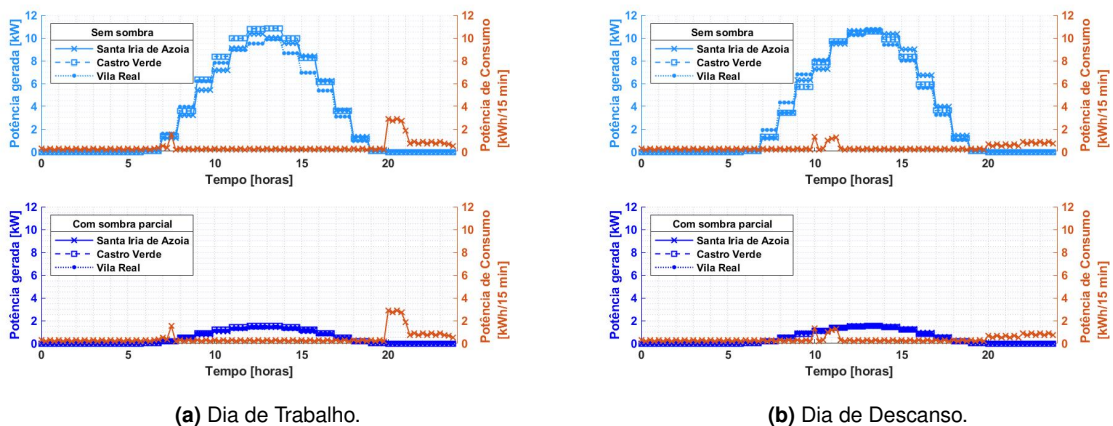
		Sem sombra	Com sombra
$P_{MPP}^{DC}$ [kW]	c-Si	11,359	1,628
	CIGS	11,766	1,529
	c-Si NWs	8,546	1,492
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	6,593	0,970



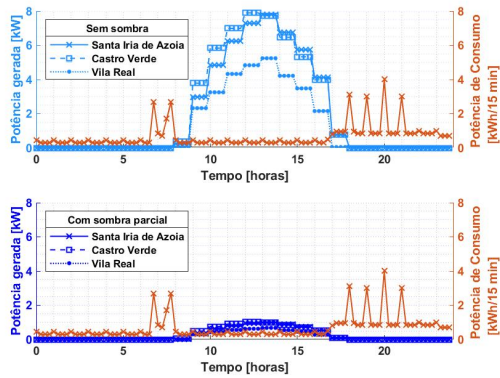
Para os geradores otimizados e, seguindo a metodologia apresentada na secção 3.4, as curvas de consumo-geração para dois dias significativos dos meses de consumo extremo, com a aplicação de sombra parcial, são apresentadas da Figura 4.21 à Figura 4.28. Para os restantes meses do ano, os resultados encontram-se disponíveis para consulta no Anexo B. De modo a facilitar a comparação e a análise de resultados, as curvas que constam nas Figuras correspondem aos cenários com e sem a existência de sombra no sistema, para as diferentes localizações em estudo. Tal é importante para que, em cada intervalo de tempo, se verifique a diferença entre as curvas de produção, com e sem sombra aplicada. Tal como mencionado anteriormente, as curvas de consumo correspondem aos perfis apresentados nas Figuras 4.7 e 4.8.



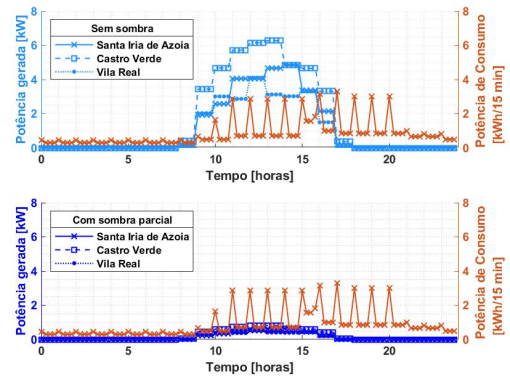
**Figura 4.21:** Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si, com e sem sombra.



**Figura 4.22:** Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si, com e sem sombra.

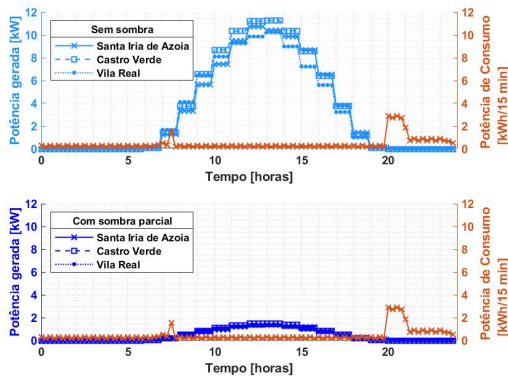


(a) Dia de Trabalho.

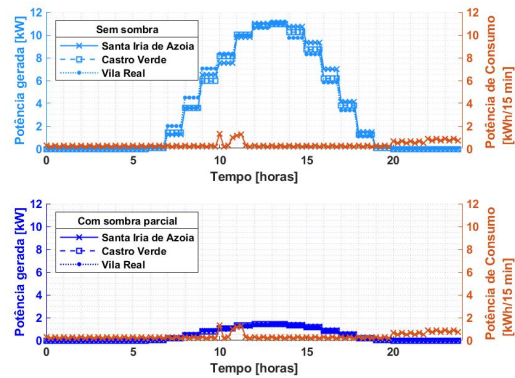


(b) Dia de Descanso.

Figura 4.23: Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CIGS, com e sem sombra.

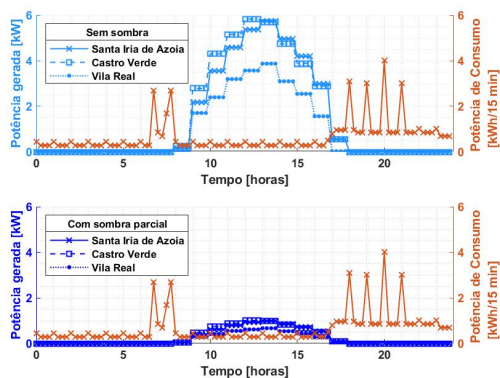


(a) Dia de Trabalho.

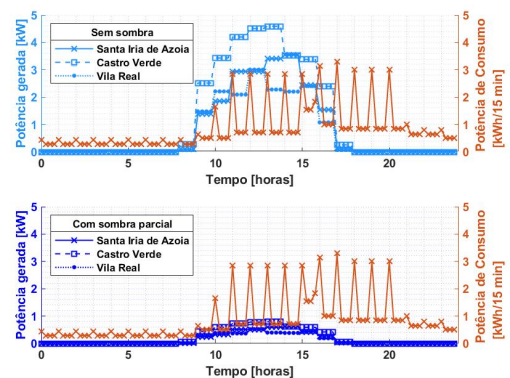


(b) Dia de Descanso.

Figura 4.24: Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CIGS, com e sem sombra.

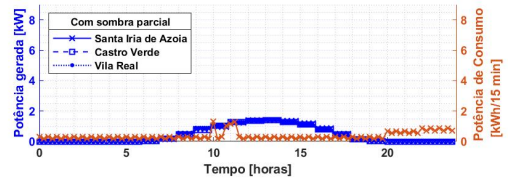
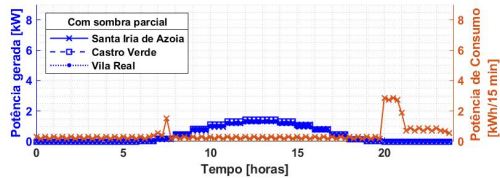
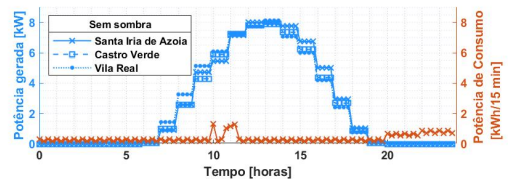
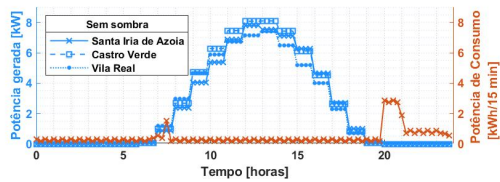


(a) Dia de Trabalho.



(b) Dia de Descanso.

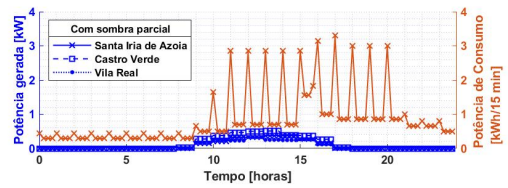
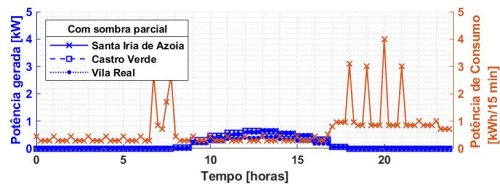
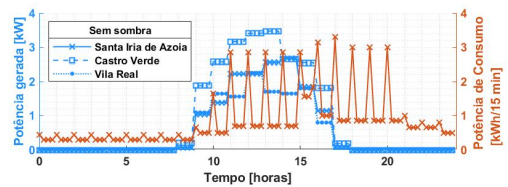
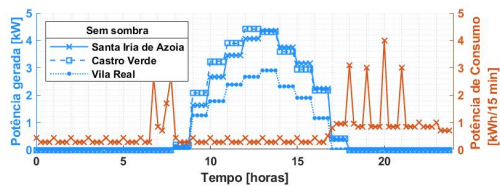
Figura 4.25: Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra.



(a) Dia de Trabalho.

(b) Dia de Descanso.

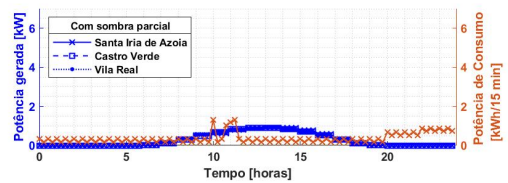
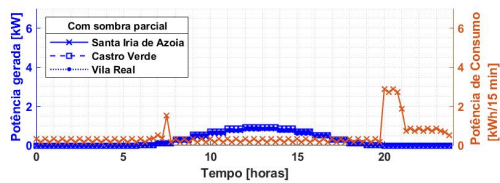
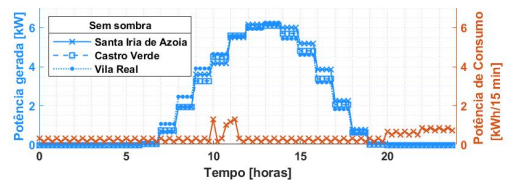
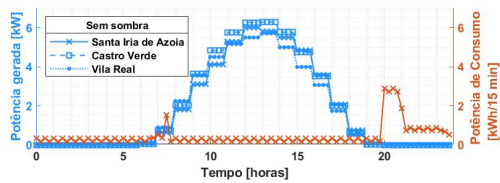
Figura 4.26: Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra.



(a) Dia de Trabalho.

(b) Dia de Descanso.

Figura 4.27: Curvas consumo-geração do mês de janeiro, utilizando a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs, com e sem sombra.



(a) Dia de Trabalho.

(b) Dia de Descanso.

Figura 4.28: Curvas consumo-geração do mês de agosto, utilizando a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs, com e sem sombra.

Note-se que as curvas de geração com sombra parcial apresentam valores menos elevados quando

comparadas com as curvas de geração sem o efeito sombra e, para além disso, em alguns instantes, e de acordo com a tecnologia em análise, a curva de produção não é capaz de suportar os picos de consumo da carga.

De modo a ser possível a análise, do ponto de vista económico, do que o sombreamento causa na produção de energia para os geradores anteriormente dimensionados, a metodologia apresentada na secção 3.5 é aplicada, sendo os dados presentes nas Tabelas 4.7 e 4.8 utilizados para o efeito. Para o período de análise de 1000 anos considerado anteriormente, os resultados dos indicadores financeiros para os três locais em análise, com as diferentes tecnologias são apresentados na Tabela 4.12, assim como a viabilidade no primeiro ano de análise e o ano em que a produção é inferior ao consumo em todos os intervalos de tempo.

**Tabela 4.12:** Indicadores Financeiros nos três locais em análise com o cenário de sombra aplicado.

		Sem venda à rede		Com venda à rede		Viabilidade no ano 1 [%]	Ano em que a Viabilidade é nula
		VAL [€]	PR [anos]	VAL [€]	PR [anos]		
Santa Iria de Azoia	c-Si	-30077,604	∞	-28487,070	∞	33,370	345
	CIGS	-37620,142	∞	-36555,198	∞	32,991	223
	c-Si NWs	-39560,585	∞	-38606,909	∞	32,160	221
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	-34857,081	∞	-35184,148	∞	26,741	176
Castro Verde	c-Si	-29850,777	∞	-27963,636	∞	34,700	349
	CIGS	-37394,882	∞	-36082,597	∞	33,816	226
	c-Si NWs	-39334,671	∞	-38161,563	∞	33,319	223
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	-34649,456	∞	-34885,575	∞	27,911	179
Vila Real	c-Si	-30391,133	∞	-29031,360	∞	32,186	347
	CIGS	-37931,620	∞	-37047,202	∞	31,655	225
	c-Si NWs	-39858,946	∞	-39068,720	∞	31,504	222
	CsPbI <sub>3</sub> QDs	-35199,583	∞	-35493,454	∞	25,117	178

O PR é apresentado como sendo infinito ( $\infty$ ), o que significa que, no período de análise em que o estudo foi efetuado (1000 anos), não existiu a recuperação do investimento inicial. Para além disso, caso o PR não se verifique até ao ano em que a viabilidade é nula, então já não ocorrerá, pelo que a alteração do período de análise será em vão.

Por análise da Tabela 4.12 verifica-se que Castro Verde é o melhor local para a instalação do gerador, tendo em conta os valores mais elevados de viabilidade no primeiro ano de análise. A existência de sombra parcial permite aferir, mais uma vez, que os geradores constituídos por módulos de c-Si NWs ou CsPbI<sub>3</sub> QDs não alcançam valores tão elevados de viabilidade, em comparação com as tecnologias tradicionais.

# 5

## Discussão

### Conteúdo

---

5.1 Fatores Físicos . . . . .	56
5.2 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto . . . . .	56
5.3 Fatores Sociais . . . . .	58
5.4 Fatores Ambientais . . . . .	59
5.5 Efeito do Sombreamento . . . . .	60

---

Neste capítulo é apresentada a discussão dos resultados que constam no Capítulo 4. A discussão irá assentar em três pontos essenciais: a viabilidade económica, com e sem a venda do excedente de produção à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), a localidade onde foi efetuado o estudo e a importância a nível social e ambiental da instalação. Por fim, serão, também, analisadas as consequências do sombreamento no gerador nesta aplicação, tendo em conta os fatores mencionados anteriormente.

## 5.1 Fatores Físicos

O local da implementação do gerador é um dos fatores que afeta o desempenho do sistema fotovoltaico. De acordo com a temperatura do local e com a quantidade de Sol existente no mesmo, o sistema fotovoltaico é capaz de produzir mais ou menos energia. Como tal, a nível económico, terá, também, o seu impacto. Santa Iria de Azoia, Castro Verde e Vila Real foram os locais escolhidos para a análise, devido ao facto de serem três regiões situadas em áreas distintas de Portugal Continental e de apresentarem discrepâncias, quer na temperatura, quer na irradiância.

Note-se, por análise das Figuras 4.9 e 4.10, que a região de Castro Verde é a que apresenta, a nível médio, os valores mais elevados de temperatura e irradiância, com exceção dos dias de descanso do mês de agosto. Por esse motivo, utilizando qualquer tecnologia, os valores mais elevados de energia produzida são alcançados nessa mesma região em todos os dias do mês de janeiro e nos dias de trabalho do mês de agosto. Relativamente aos dias de descanso do mês de agosto, os valores mais elevados de geração são alcançados quando o local em análise é Vila Real. Isto justifica-se pelo simples facto de a temperatura média local ao longo do dia de descanso ser inferior às temperaturas médias sentidas nas restantes localizações. Verifica-se, portanto, o forte poder da variação negativa da temperatura local no alcance de valores mais elevados de produção de energia.

Do ponto de vista económico, e por análise da Tabela 4.10, a região de Castro Verde acaba por ser o local que melhor satisfaz o investidor devido à elevada produção dos geradores. Note-se que a nível do Período de Recuperação (PR), o projeto com recurso às tecnologias tradicionais em Castro Verde acaba por ser recuperado mais rapidamente. No que toca à viabilidade dos sistemas dimensionados, no primeiro ano de análise, Castro Verde apresenta os maiores valores alcançados, pelo que existe um maior número de intervalos de tempo em que a produção é superior ao consumo nesta região.

## 5.2 Fatores Financeiros para a Avaliação do Projeto

Do ponto de vista económico, os custos de operação e manutenção associados às instalações fotovoltaicas, constituem o maior encargo de despesas para o investidor. Em 2007, os custos de operação e

manutenção eram de cerca de 35 €/kW/ano e, de acordo com os últimos dados, diminuíram, em 2019, para cerca de 17 €/kW/ano [50]. Isto demonstra a tendência descendente que este custo terá e, portanto, do ponto de vista do investimento, haverá uma redução significativa a nível económico para o investidor.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 4.10, é possível analisar os indicadores financeiros sob dois pontos de vista: (i) sem a venda do excedente de produção à RESP e (ii) com a venda do mesmo à RESP.

#### **(i) Sem a venda do excedente de produção à RESP**

O facto de existir excedente de produção e o investidor não ser beneficiado com isso, entregando à rede, a custo zero, aquilo que não consumiu, implica, logo à partida, a não viabilidade do projeto em termos económicos. Repara-se, pela Tabela 4.10 que, qualquer que seja a tecnologia solar analisada, independentemente da localização, o projeto apresenta um Valor Atual Líquido (VAL) negativo, rondando os -30000 €, o que leva ao investidor a não avançar com o projeto, o que, conseqüentemente, conduz a um decréscimo ao nível do investimento nos sistemas de energias renováveis e ao uso continuado das energias não renováveis. Para além disso, no que diz respeito ao PR do investimento, este não consegue ser recuperado ao longo do período de análise de 1000 anos. Dado que o ano em que ocorre a viabilidade nula é inferior ao período de análise considerado para todas as tecnologias e regiões em estudo, então, uma vez não existindo um PR, ele jamais ocorrerá, o que demonstra a clara inviabilidade do projeto.

A instalação de sistemas que usufruem de fontes de energia renovável acaba por ser benéfico para o investidor se o ponto de vista a analisar for a poupança que este terá, a nível mensal, na sua fatura de eletricidade. Note-se, por análise das Tabelas C.1, C.2, C.3 e C.4 do Anexo C que, do ano 0 para o ano 1 da análise financeira, existe uma poupança nas receitas obtidas de cerca de 73% a 75%, aquando da utilização de módulos de c-Si ou CIGS, e de cerca de 66% a 72%, quando são utilizadas tecnologias com nanoestruturas. Por outro lado, a esta poupança acresce um valor do investimento inicial que terá de ser pago e, uma vez não existindo qualquer tipo de benefício para o investidor, a médio-longo prazo a recuperação do investimento não será possível. Portanto existe poupança ao nível do consumo de eletricidade, mas existe, também, um investimento que terá de ser pago, sem existir nada que contribua para que assim seja, dependendo tal única e exclusivamente do próprio investidor.

#### **(ii) Com a venda do excedente de produção à RESP**

A venda do excesso de produção à RESP leva, em alguns casos, à inviabilidade do projeto e, em outros, à viabilidade, demonstrada através dos indicadores financeiros apresentados na Tabela 4.10. Note-se que a utilização de tecnologias tradicionais, em qualquer dos locais considerados, leva a um

VAL positivo, o que se traduz na viabilidade económica do projeto, cobrindo o investimento inicial e obtendo a remuneração mínima exigida pelo investidor. Para além disso, o PR é menor que 10 anos, sendo que acaba por cobrir as garantias dos equipamentos utilizados e, para além disso, o tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos [39]. Por outro lado, no que toca às tecnologias emergentes, a sua utilização acaba por não ser viável, apresentando um VAL negativo. Contudo, a tecnologia c-Si NWs apresenta um PR de 15-20 anos, sendo um período que acaba por exceder algumas das garantias dos equipamentos utilizados e, no caso de ocorrer alguma falha nestes, terá de ser o investidor a ter um novo investimento a seu cargo, encarecendo o projeto e aumentando ainda mais o PR do mesmo. O facto da produção de energia por parte dos geradores constituídos por nanocélulas não ser tão elevada, o excedente de produção acaba por ser menor comparativamente às tecnologias tradicionais. Consequentemente, essa menor produção por parte dos geradores de módulos de c-Si NWs e de CsPbI<sub>3</sub> QDs leva a que, a nível económico, não seja benéfico nem viável para o investidor.

Nesta situação, o investidor acaba por beneficiar de uma poupança nas faturas da eletricidade e, ao mesmo tempo, arrecadar o equivalente do seu excedente de produção. Portanto, a nível financeiro, é duplamente benéfico e acaba por ser um incentivo ao investimento em sistemas de energias renováveis para autoconsumo.

### 5.3 Fatores Sociais

A não existência de baterias no projeto implica, necessariamente, uma perda de energia produzida que acaba por não ser consumida nem armazenada. Obviamente que pode existir um retorno a nível financeiro com o excedente de energia produzida não consumida, contudo, do ponto de vista da produção e não armazenamento, para o próprio consumo, acaba por ser energia perdida. O motivo pelo qual o dimensionamento efetuado não contempla baterias é o facto destes equipamentos encarecerem em muito o projeto e, para além disso, serem equipamentos cuja produção é poluente.

Por análise da Figura 4.11 à Figura 4.18, verifica-se que existe uma grande discrepância, nomeadamente durante os dias de trabalho, entre os picos de consumo e os picos de produção, em cada intervalo de tempo. Assim sendo, de modo a retirar-se proveito do excedente de produção e a não perder a energia produzida em excesso, o conceito de cidade energeticamente sustentável pode ser aplicado.

Estabelecimentos comerciais nas imediações do local onde foi efetuada a instalação fotovoltaica poderiam beneficiar da produção de energia nos momentos em que o consumo da infraestrutura é baixo. É um facto que, pela Tabela 4.4, do ponto de vista económico, o número de propriedades viável a alimentar é apenas uma única, independentemente da tecnologia utilizada para o efeito. Contudo, esse valor foi obtido tendo em conta que cada infraestrutura em análise apresenta exatamente o mesmo



perfil de carga em cada intervalo de tempo, possuindo, por isso, no final do mês, o gráfico de consumo médio apresentado na Figura 4.6. Ora, tais estabelecimentos, que poderiam usufruir da energia excedente produzida por cada gerador, podem não apresentar o mesmo perfil de carga considerado em cada intervalo de tempo, nem o mesmo consumo que a infraestrutura em análise. Se se considerar que o consumo dos estabelecimentos comerciais, nos dias de trabalho, é elevado nas horas de Sol, contrastando com o baixo consumo da moradia em análise nos dias de trabalho nas mesmas horas de Sol, a alimentação dos estabelecimentos comerciais, utilizando o excedente de produção do gerador, seria uma forma de contribuir para a diminuição da utilização de energias provenientes de fontes não renováveis.

Assim, é possível a criação de cidades mais eficientes no consumo de energia e, deste modo, o contributo para o combate das alterações climáticas. Esta solução acaba por garantir a diminuição do consumo de energia proveniente da rede em várias propriedades, o que implica a diminuição da emissão de gases com efeito de estufa associadas à sua produção, acabando por contribuir na adaptação das cidades às alterações climáticas.

## 5.4 Fatores Ambientais

Repare-se, por análise da Tabela 4.10, que, de acordo com a tecnologia utilizada, o número de anos até que a viabilidade seja nula varia, sendo que nos locais analisados são necessários, em média, cerca de 649, 436, 303 e 376 anos para que tal aconteça. É um facto que a discrepância entre tecnologias existe e que estes valores, sem qualquer significado associado, são apenas números, mas se se tiver em consideração que um copo de plástico demora cerca de 20 anos para se decompor e que uma fralda descartável apresenta um tempo de decomposição de 450 anos, os valores tomam relevância. Tal significa que, em média, para todas as tecnologias, seriam decompostos cerca de 22 copos de plástico para que, em todas as regiões em análise, os pontos de produção apresentassem valores inferiores aos pontos de consumo, em cada intervalo de tempo.

Não é esperado que a produção por parte do sistema, face ao consumo existente da carga, dure 303-649 anos. Contudo, face à análise efetuada, que não tem em conta substituição de equipamentos, se existir uma taxa de degradação ideal dos mesmos, então, ao longo da degradação dos cerca de 22 copos de plástico, existiria produção por parte do gerador, assegurando alguns pontos de carga. Tal implicaria que, ao longo destes anos, o consumo de energia proveniente da rede seria menor.

## 5.5 Efeito do Sombreamento

A existência de sombras totais ou parciais, nos geradores fotovoltaicos, é uma circunstância inevitável, porquanto a queda de folhas das árvores e os efeitos da natureza não podem ser controlados em cada instante pelo proprietário da infraestrutura que possui o gerador fotovoltaico.

Por análise da Figura 4.21 à Figura 4.28, verifica-se o decréscimo significativo em cada intervalo de tempo em que existe exposição solar. Os dias de descanso, sobretudo do mês de maior consumo - janeiro -, são os dias em que existe maior consumo durante as horas de Sol e, uma vez mais, por análise da Figura 4.21 à Figura 4.28, a curva de produção com o gerador em sombra parcial não é capaz de fazer face ao consumo na maioria dos intervalos de tempo, em todas as localizações em análise e tecnologias fotovoltaicas utilizadas. Tal implica que o investidor terá que recorrer à RESP para que a sua carga seja assegurada. A produção de energia em excesso face ao consumo da carga ocorre sobretudo nos dias de trabalho, devido ao consumo reduzido da carga nas horas de Sol. Contudo, a quantidade de energia em excesso não é tão elevada como nos cenários sem sombra aplicada no gerador. Uma vez mais, devido a não existir uma tarifa de referência na legislação portuguesa para a venda do excedente de produção resultante da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), estando sujeito a um acordo entre as diversas partes, a venda do excedente à RESP pode ser remunerada ou simplesmente entregue à mesma.

Por análise da Tabela 4.12, independente de existir venda, ou não, do excedente de produção à RESP, o VAL é negativo para todas as tecnologias e localizações, o que indica a clara inviabilidade do projeto. Para além disso, para o período de análise considerado, não existe PR, o que indica que o investidor não conseguirá, ao longo de 1000 anos, recuperar o investimento efetuado, sendo que possíveis danos nos equipamentos e substituição dos mesmos, que possam dar lugar a um novo investimento, não estão contemplados na análise.

Não obstante, mesmo que o excesso de energia produzida seja entregue à RESP a custo zero, a utilização do gerador fotovoltaico acaba por ser benéfico para o investidor se o foco for a poupança que a nível mensal ele terá, e não o investimento que terá que fazer. Contudo, com a existência de sombra parcial, essa poupança traduz-se em valores mais reduzidos face ao cenário avaliado na secção 5.2.(i), como se comprova pela consulta das Tabelas C.1, C.2, C.3 e C.4 do Anexo C. Na existência de sombra parcial, do ano 0 para o ano 1 da análise, a poupança nas receitas é de cerca de 43% a 48%, aquando da utilização de módulos de c-Si ou CIGS, e de cerca de 35% a 46% quando são utilizadas tecnologias com nanoestruturas, o que significa uma redução na poupança de 27% a 30% nas tecnologias tradicionais e de 26% a 31% nas tecnologias emergentes.

Por último, verifica-se que, no que respeita à viabilidade no primeiro ano de análise, a sombra parcial provoca uma diminuição de cerca de 10% a 16% da viabilidade apresentada no cenário sem sombra, o que significa que são apresentados valores de produção superiores aos de consumo em menos 10% a

16% dos intervalos de tempo considerados. O número de anos até que a viabilidade seja nula decresce para cerca de metade dos valores obtidos nos cenários sem sombra no gerador. Tal justifica-se com o facto dos pontos de produção nos cenários com sombra parcial não serem tão superiores aos de consumo em cada intervalo de tempo, quando comparado com os cenários sem sombra, pelo que, embora a degradação dos módulos ocorra à mesma taxa, é necessário menos tempo até que todos os pontos de produção sejam inferiores aos pontos de consumo.

Em consequência da produção do gerador com sombra parcial ser mais reduzida, a venda à rede não ocorre na maioria dos intervalos de tempo considerados. Por análise das Tabelas presentes no Anexo C, verifica-se que a venda do excesso de energia à rede, com a utilização da tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs em duas regiões, Santa Iria de Azoia e Vila Real, não compensa, dado que, na maioria dos intervalos de tempo, é necessário energia vinda da RESP para a alimentação da carga. Para as restantes tecnologias, o mesmo já não acontece, uma vez que a potência máxima do gerador é superior. Tal significa que a existência de uma tarifa fixa para a venda à rede é compensatória quando a produção é superior ao consumo na maioria dos intervalos de tempo considerados, o que não é o caso.

É importante salientar que a situação de sombra parcial em análise corresponde a uma sombra parcial anual, pelo que a proporção que esta sombra apresenta nos cenários em análise, em cada instante, é bastante significativo, não representando um cenário de sombra real, em cada intervalo de análise. Não obstante, a sombra parcial anual indica, claramente, que a existência de sombra nos geradores fotovoltaicos é um problema para o bom desempenho dos módulos fotovoltaicos, nomeadamente com vista ao autoconsumo.



# 6

## Conclusão

### Conteúdo

---

6.1 Conclusões . . . . .	64
6.2 Trabalho Futuro . . . . .	65

---

## 6.1 Conclusões

A crise energética que o mundo atravessa tem sido tema de grande preocupação por parte da comunidade científica. Portugal tem criado condições para que a utilização de energias renováveis seja um crescente. Contudo, a abolição das tarifas de referência por parte do Governo, de modo a que o investidor tenha proveito daquilo que produz, leva a que cada empresa seja responsável pelo que cobra, estando obviamente livres de não efetuarem qualquer pagamento aos investidores. Não obstante, a utilização de sistemas de energias renováveis conduz a uma poupança mensal deduzida nas respetivas faturas. O impacto destas decisões, nomeadamente ao que ao autoconsumo diz respeito, poderá levar ao não investimento em sistemas de energias renováveis por parte dos proprietários de terrenos e/ou infraestruturas, sendo esta a finalidade do trabalho desenvolvido, tendo como base a energia solar fotovoltaica, recorrendo a quatro diferentes tecnologias solares, em diferentes regiões de Portugal.

A análise efetuada com sombra parcial e sem sombra nos diferentes geradores, mostra que a sombra é um problema para o bom funcionamento dos geradores fotovoltaicos, diminuindo para cerca de 13% a 17,5% a potência máxima dos geradores, às condições de referência. A nível de produção, em cada intervalo de tempo considerado, as curvas consumo-geração demonstram que a sombra permite que a maior parte dos picos de consumo da carga não sejam suportados pelo gerador, o que, do ponto de vista económico, traduz a clara inviabilidade do projeto, com ou sem venda do excedente de produção à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), independentemente da tecnologia utilizada e região em análise. Em contrapartida, a não existência de sombra permite que o gerador consiga cobrir a maior parte dos picos de consumo da carga, durante as horas de Sol. No caso de existir a venda do excedente à RESP, a utilização de tecnologias tradicionais permite que o projeto seja economicamente viável, apresentando um Período de Recuperação (PR) inferior a 10 anos, cobrindo as garantias dos diferentes equipamentos. As tecnologias emergentes demonstram não ser, para já, a melhor solução para aplicações em geradores fotovoltaicos destinados ao autoconsumo, dado que a produção por parte destes geradores é inferior à produção dos geradores com recurso às tecnologias tradicionais. Para além disso, as tecnologias emergentes apresentam uma viabilidade no primeiro ano de análise inferior às viabilidades dos geradores com a utilização de tecnologias tradicionais, no mesmo ano de análise. Caso o excedente de produção seja entregue a custo zero à RESP, então o projeto torna-se inviável, independentemente da tecnologia solar utilizada e região em análise.

Devido à ausência de baterias, a energia excedente produzida não é armazenada para posteriormente poder ser utilizada durante os momentos em que não ocorre produção. Do ponto de vista social, e de modo a diminuir-se o consumo de energia proveniente da rede pública, esta energia excedente seria bem empregue na alimentação de outros estabelecimentos comerciais nas imediações da infraestrutura em análise, contribuindo para a diminuição da emissão de gases com efeito de estufa associados à produção da energia da rede, e, conseqüentemente, ao combate das alterações climáticas.

Conclui-se, portanto, que o papel dos Governos para a implementação de medidas que promovam o investimento em energias renováveis é fulcral, sendo importante a determinação de um valor fixo para a venda do excedente à rede. Caso contrário, a possibilidade de se praticarem valores quase nulos para a venda do excedente à RESP impede a realização do projeto por parte do investidor. Para além disso, a localização da implementação do gerador, de modo a se verificarem possíveis obstáculos à passagem da radiação solar e que possam acumular-se no próprio gerador, é um fator importante a estudar, dado que a plausibilidade do projeto depende, também, da existência de sombra, ou não, no gerador fotovoltaico.

## 6.2 Trabalho Futuro

O trabalho futuro a desenvolver pode ser dividido em várias partes. Sugere-se que, numa primeira fase, o mesmo estudo seja feito com a incorporação de baterias de modo a se verificar se ocorre, ou não, a cobertura total da carga e como essa implementação traduzir-se-á a nível económico.

A análise do mesmo estudo, tendo por base uma Unidade de Pequena Produção (UPP), é também outro tópico alvo de trabalho futuro, de modo a analisar-se a viabilidade económica do projeto, tendo em conta as legislações vigentes.

A localização *offshore* para a implementação dos geradores fotovoltaicos analisados é um dos pontos que pode vir a ser estudado no futuro, sendo que o objetivo será avaliar a influência do vento no desempenho dos geradores fotovoltaicos.

O algoritmo de otimização utilizado pode ser substituído por outros algoritmos mais complexos, tendo por base algoritmos genéticos ou redes neuronais, com funções de custo distintas. Tal permitiria a obtenção de previsões de resultados, como valores de irradiâncias não medidas e, assim, obter-se um estudo mais completo.

A utilização de outras tecnologias para o dimensionamento do gerador é, também, alvo de trabalho futuro, sendo o objetivo avaliar quais as melhores tecnologias solares para o fim em estudo.

A análise com sombra aplicada ao gerador pode ser novamente feita, tendo por base uma sombra medida em intervalos de tempo mais reduzidos, de modo a verificar-se, com maior rigor, a influência da sombra parcial na aplicação em causa. A aplicação de um algoritmo que permita dimensionar um gerador, diminuindo o efeito que a sombra causa no desempenho de geradores fotovoltaicos, é, também, motivo de análise no futuro, já que, como verificado, os sistemas, do ponto de vista económico, podem-se tornar inviáveis.





# Bibliografia

- [1] "Chapter 7 - high efficiency plants and building integrated renewable energy systems," in *Handbook of Energy Efficiency in Buildings*, F. Asdrubali and U. Desideri, Eds. Butterworth-Heinemann, 2019, pp. 441–595. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128128176000401>
- [2] L. El Chaar, L. Lamont, and N. El Zein, "Review of photovoltaic technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 5, pp. 2165–2175, 2011. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000050>
- [3] C. Di Garbo, P. Livreri, and G. Vitale, "Solar nanoantennas energy based characterization," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 862–867, 05 2016.
- [4] V. Sethi, M. Pandey, and P. Shukla, "Use of nanotechnology in solar pv cell," *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, pp. 77–80, 01 2011.
- [5] T. Soga, "Chapter 1 - fundamentals of solar cell," in *Nanostructured Materials for Solar Energy Conversion*, T. Soga, Ed. Amsterdam: Elsevier, 2006, pp. 3–43. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444528445500020>
- [6] A. Khaligh and O. C. Onar, "23 - energy sources," in *Power Electronics Handbook (Fourth Edition)*, fourth edition ed., M. H. Rashid, Ed. Butterworth-Heinemann, 2018, pp. 725–765. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128114070000258>
- [7] J. M. T. Pereira, "Fundamentos de electrónica teoría cap.7 - dispositivos optoelectrónicos," 2010.
- [8] R. Lameirinhas, J. P. Torres, and J. Cunha, "A photovoltaic technology review: History, fundamentals and applications," *Energies*, vol. 15, p. 1823, 03 2022.
- [9] A. Khatibi, F. Razi Astarai, and M. H. Ahmadi, "Generation and combination of the solar cells: A current model review," *Energy Science & Engineering*, vol. 7, no. 2, pp. 305–322, 2019. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ese3.292>

- [10] T. Stoffel, "Chapter 1 - terms and definitions," in *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, J. Kleissl, Ed. Boston: Academic Press, 2013, pp. 1–19. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123971777000012>
- [11] A. Gutiérrez Galeano, M. Bressan, F. Jiménez Vargas, and C. Alonso, "Shading ratio impact on photovoltaic modules and correlation with shading patterns," *Energies*, vol. 11, no. 4, 2018. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/4/852>
- [12] A. Sahu, A. Garg, and A. Dixit, "A review on quantum dot sensitized solar cells: Past, present and future towards carrier multiplication with a possibility for higher efficiency," *Solar Energy*, vol. 203, pp. 210–239, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20304199>
- [13] NREL. Best research-cell efficiency chart. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [14] M. A. Green, "Silicon photovoltaic modules: a brief history of the first 50 years," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 13, no. 5, pp. 447–455, 2005. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.612>
- [15] W. C. Sinke, "Development of photovoltaic technologies for global impact," *Renewable Energy*, vol. 138, pp. 911–914, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119301740>
- [16] T. D. Lee and A. U. Ebong, "A review of thin film solar cell technologies and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 1286–1297, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211631070X>
- [17] A. Goetzberger, C. Hebling, and H.-W. Schock, "Photovoltaic materials, history, status and outlook," *Materials Science and Engineering: R: Reports*, vol. 40, no. 1, pp. 1–46, 2003. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927796X0200092X>
- [18] K. Sopian, S. L. Cheow, and S. H. Zaidi, "An overview of crystalline silicon solar cell technology: Past, present, and future," *AIP Conference Proceedings*, vol. 1877, no. 1, p. 020004, 2017. [Online]. Available: <https://aip.scitation.org/doi/abs/10.1063/1.4999854>
- [19] P. R. Wolfe, *Photovoltaic Research*, 2018, pp. 47–76.
- [20] F. Haase, C. Hollemann, S. Schäfer, A. Merkle, M. Rienäcker, J. Krügener, R. Brendel, and R. Peibst, "Laser contact openings for local poly-si-metal contacts enabling 26.1%-efficient polo-ibc solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 186, pp. 184–193, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024818303076>

- [21] M. Nakamura, K. Yamaguchi, Y. Kimoto, Y. Yasaki, T. Kato, and H. Sugimoto, "Cd-free  $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{Se,S})_2$  thin-film solar cell with record efficiency of 23.35pp. 1863–1867, 2019.
- [22] D. Sumanth Kumar, B. Jai Kumar, and H. Mahesh, "Chapter 3 - quantum nanostructures (qds): An overview," in *Synthesis of Inorganic Nanomaterials*, ser. Micro and Nano Technologies, S. Mohan Bhagyaraj, O. S. Oluwafemi, N. Kalarikkal, and S. Thomas, Eds. Woodhead Publishing, 2018, pp. 59–88. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081019757000038>
- [23] G. Bedi and R. Singh, "Quantum dot solar cells," in *2017 IEEE 17th International Conference on Nanotechnology (IEEE-NANO)*, 2017, pp. 225–229.
- [24] T. Ibn-Mohammed, S. Koh, I. Reaney, A. Acquaye, G. Schileo, K. Mustapha, and R. Greenough, "Perovskite solar cells: An integrated hybrid lifecycle assessment and review in comparison with other photovoltaic technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1321–1344, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307311>
- [25] N. H. Hong, "Chapter 1 - introduction to nanomaterials: Basic properties, synthesis, and characterization," in *Nano-Sized Multifunctional Materials*, ser. Micro and Nano Technologies, N. H. Hong, Ed. Elsevier, 2019, pp. 1–19. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128139349000013>
- [26] W. Zhou and J. J. Coleman, "Semiconductor quantum dots," *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, vol. 20, no. 6, pp. 352–360, 2016, the COSSMS Twentieth Anniversary Issue. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359028616300729>
- [27] A. Aissat, F. Benyettou, A. Aissat, and J. P. Vilcot, "Insb/gaas quantum dot solar cell," in *2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2016, pp. 1–4.
- [28] M. Nehra, N. Dilbaghi, G. Marrazza, A. Kaushik, R. Abolhassani, Y. K. Mishra, K. H. Kim, and S. Kumar, "1d semiconductor nanowires for energy conversion, harvesting and storage applications," *Nano Energy*, vol. 76, p. 104991, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211285520305681>
- [29] S. Mokkalapati and C. Jagadish, "Review on photonic properties of nanowires for photovoltaics *Invited*," *Opt. Express*, vol. 24, no. 15, pp. 17345–17358, Jul 2016. [Online]. Available: <http://www.osapublishing.org/oe/abstract.cfm?URI=oe-24-15-17345>

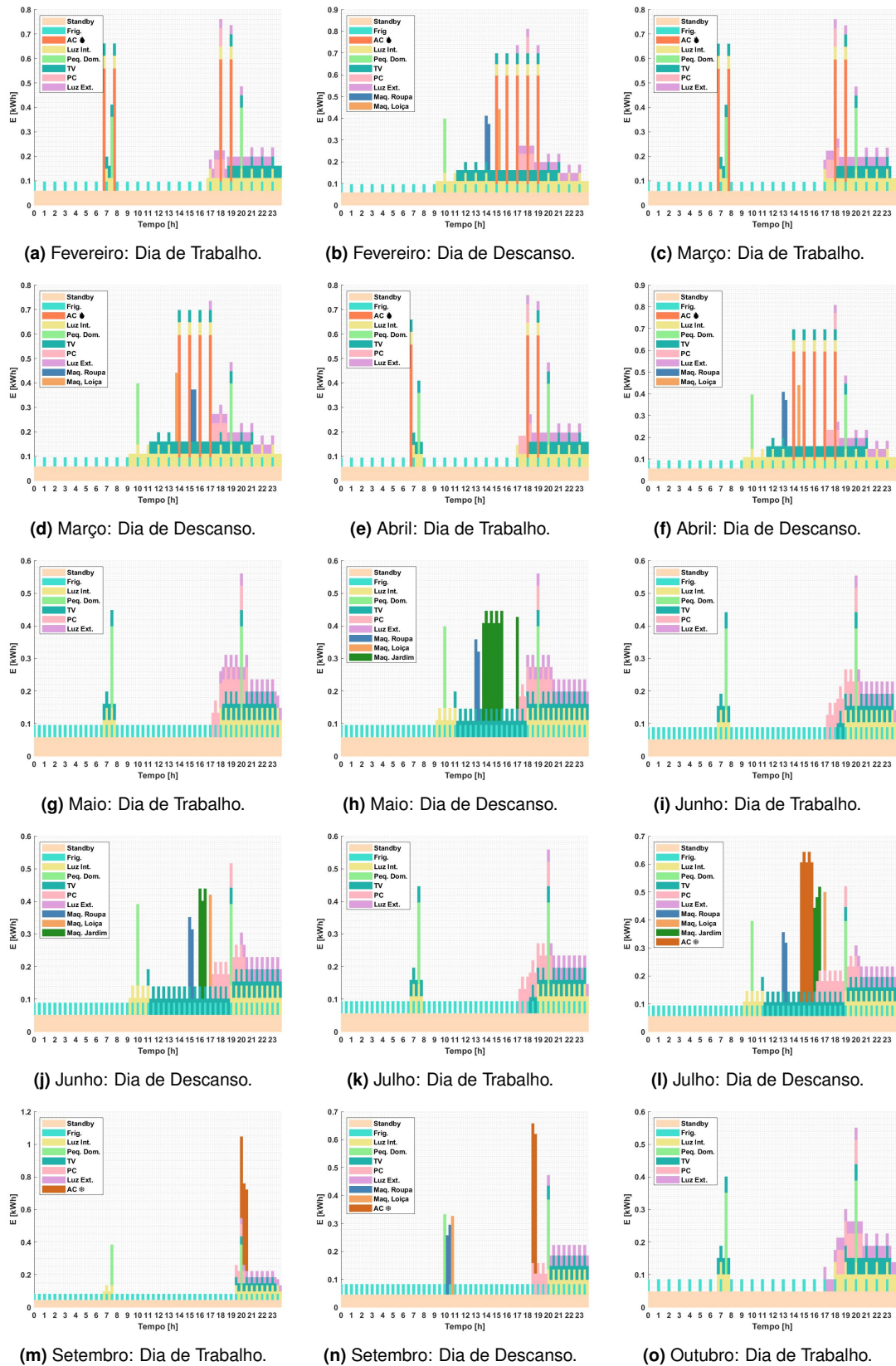
- [30] M. T. Borgström, J. Wallentin, M. Heurlin, S. Fält, P. Wickert, J. Leene, M. H. Magnusson, K. Depert, and L. Samuelson, "Nanowires with promise for photovoltaics," *IEEE Journal of Selected Topics in Quantum Electronics*, vol. 17, no. 4, pp. 1050–1061, 2011.
- [31] M. Spies and E. Monroy, "Nanowire photodetectors based on wurtzite semiconductor heterostructures," *Semiconductor Science and Technology*, vol. 34, no. 5, p. 053002, apr 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1088/1361-6641/ab0cb8>
- [32] Y. Zhang and H. Liu, "Nanowires for high-efficiency, low-cost solar photovoltaics," *Crystals*, vol. 9, no. 2, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2073-4352/9/2/87>
- [33] N. I. Goktas, P. Wilson, A. Ghukasyan, D. Wagner, S. McNamee, and R. R. LaPierre, "Nanowires for energy: A review," *Applied Physics Reviews*, vol. 5, no. 4, p. 041305, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1063/1.5054842>
- [34] Z. Li, H. H. Tan, C. Jagadish, and L. Fu, "Iii–v semiconductor single nanowire solar cells: A review," *Advanced Materials Technologies*, vol. 3, no. 9, p. 1800005, 2018. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/admt.201800005>
- [35] G. Otnes and M. T. Borgström, "Towards high efficiency nanowire solar cells," *Nano Today*, vol. 12, pp. 31–45, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1748013216303024>
- [36] R. R. LaPierre, A. C. E. Chia, S. J. Gibson, C. M. Haapamaki, J. Boulanger, R. Yee, P. Kuyanov, J. Zhang, N. Tajik, N. Jewell, and K. M. A. Rahman, "Iii–v nanowire photovoltaics: Review of design for high efficiency," *physica status solidi (RRL) – Rapid Research Letters*, vol. 7, no. 10, pp. 815–830, 2013. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pssr.201307109>
- [37] I. Hwang, H.-D. Um, B.-S. Kim, M. Wober, and K. Seo, "Flexible crystalline silicon radial junction photovoltaics with vertically aligned tapered microwires," *Energy Environ. Sci.*, vol. 11, pp. 641–647, 2018. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1039/C7EE03340K>
- [38] S. Weckend, A. Wade, and G. A. Heath, "End of life management: Solar photovoltaic panels," 8 2016. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1561525>
- [39] A. Sangwongwanich, Y. Yang, D. Sera, and F. Blaabjerg, "Lifetime evaluation of grid-connected pv inverters considering panel degradation rates and installation sites," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 2, pp. 1225–1236, 2018.
- [40] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic degradation rates—an analytical review," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.1182>

- [41] B. L. Smith, M. Woodhouse, K. A. W. Horowitz, T. J. Silverman, J. Zuboy, and R. M. Margolis, "Photovoltaic (pv) module technologies: 2020 benchmark costs and technology evolution framework results," 11 2021. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1829459>
- [42] R. Mallwitz and B. Engel, "Solar power inverters," in *2010 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems*, 2010, pp. 1–7.
- [43] M. Ponnusamy, "An overview of batteries for photovoltaic (pv) systems," *International Journal of Computer Applications*, 11 2013.
- [44] A. Jossen, J. Garche, and D. U. Sauer, "Operation conditions of batteries in pv applications," *Solar Energy*, vol. 76, no. 6, pp. 759–769, 2004. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X03004699>
- [45] D. Lugo-Laguna, A. Arcos-Vargas, and F. Nuñez-Hernandez, "A european assessment of the solar energy cost: Key factors and optimal technology," *Sustainability*, vol. 13, no. 6, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/6/3238>
- [46] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, "A new solar radiation database for estimating pv performance in europe and africa," *Solar Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 1803–1815, 2012. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X12001119>
- [47] I. D. d. E. Mecânica, "Energia fotovoltaica – manual e guia técnico sobre tecnologias, ´ projeto e instalação," *Portal Energia*, 2004. [Online]. Available: <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>
- [48] A. Mäki and S. Valkealahti, "Differentiation of multiple maximum power points of partially shaded photovoltaic power generators," *Renewable Energy*, vol. 71, p. 89–99, 11 2014.
- [49] E. M. Sanehira, A. R. Marshall, J. A. Christians, S. P. Harvey, P. N. Ciesielski, L. M. Wheeler, P. A. Schulz, L. Y. Lin, M. C. Beard, and J. M. Luther, "Enhanced mobility cspbi 3 quantum dot arrays for record-efficiency, high-voltage photovoltaic cells," *Science Advances*, vol. 3, p. eaao4204, 10 2017.
- [50] H. Walker, E. Lockhart, J. Desai, K. Ardani, G. Klise, O. Lavrova, T. Tansy, J. Deot, B. Fox, and A. Pochiraju, "Model of operation-and-maintenance costs for photovoltaic systems," 6 2020. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1659995>



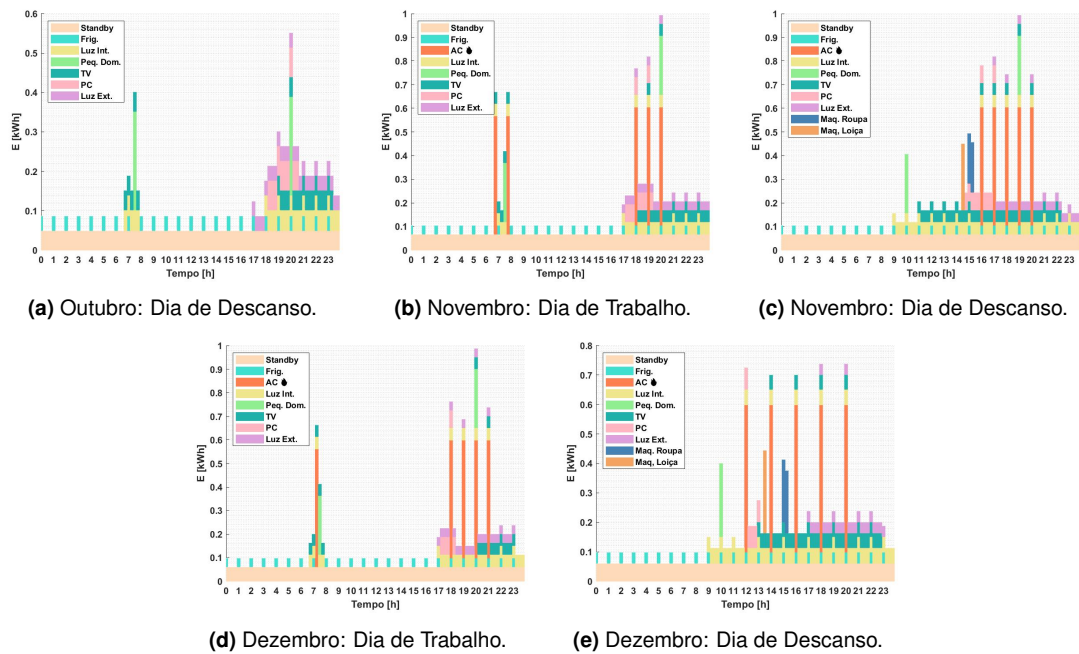


## **Perfis de Carga**



**Figura A.1:** Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, nos diferentes meses do ano.





**Figura A.2:** Distribuição diária da carga, em cada intervalo de tempo, nos diferentes meses do ano (continuação).



# B

## **Curvas Consumo-Geração**

Neste anexo constam as curvas consumo-produção para os diferentes meses do ano, para as diferentes tecnologias em estudo e diferentes regiões. O objetivo é a apresentação das curvas de uma forma qualitativa e visual, abstraindo dos valores quantitativos. Assim, é possível analisar, em cada intervalo de tempo, se ocorre, ou não, a cobertura da carga pelo gerador em estudo.

## B.1 c-Si

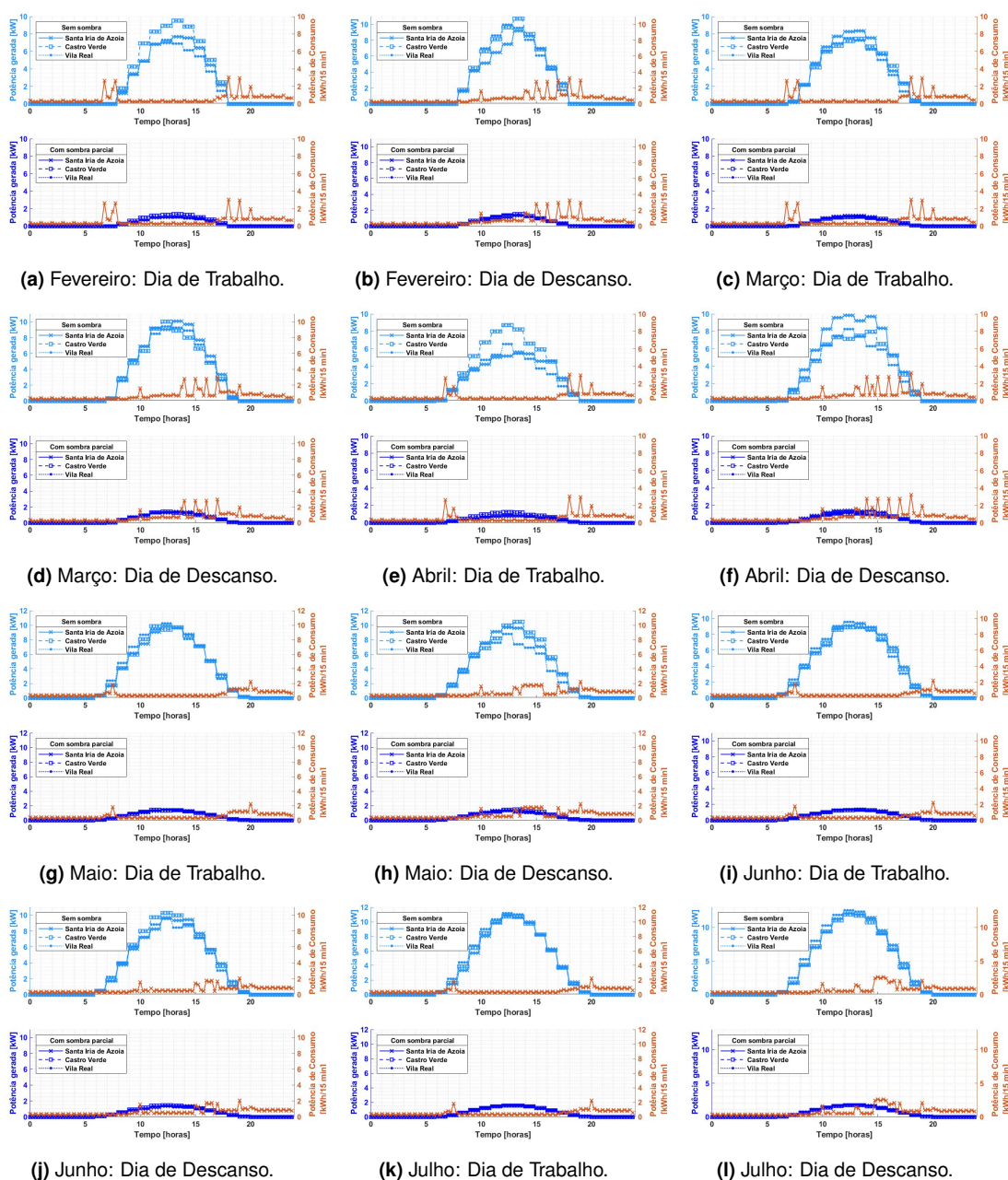


Figura B.1: Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si, com e sem sombra.

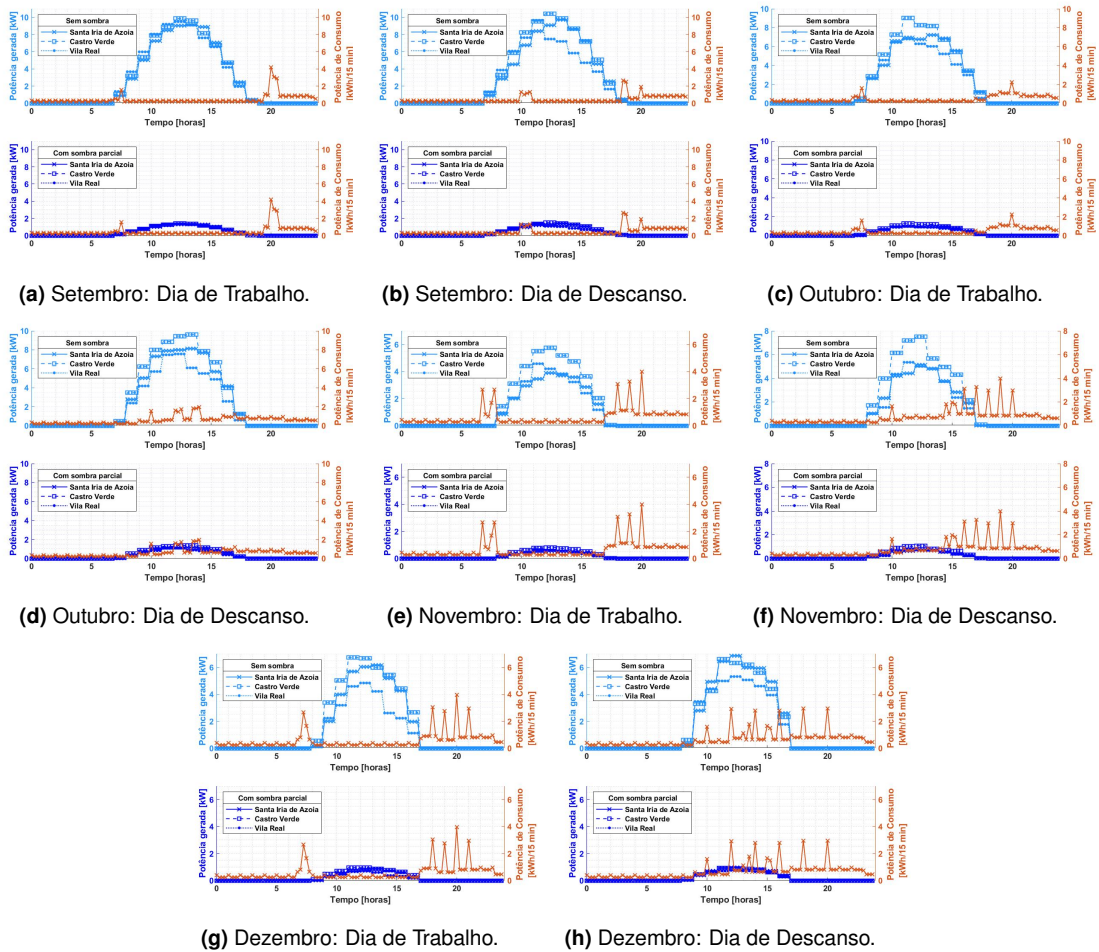


Figura B.2: Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si, com e sem sombra (continuação).

## B.2 CIGS

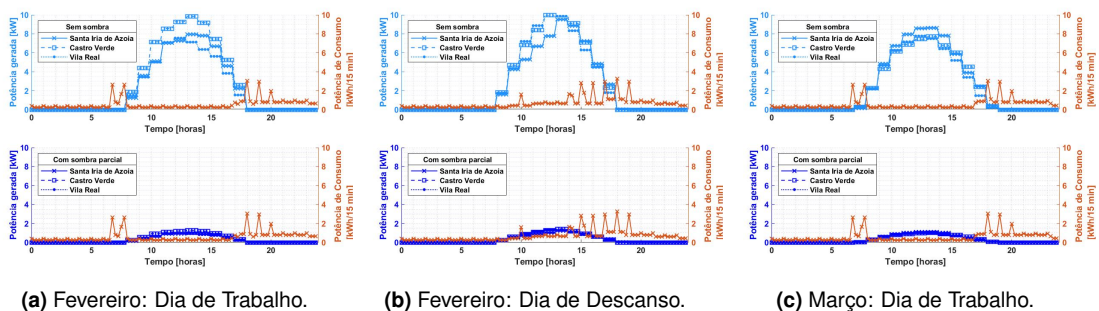
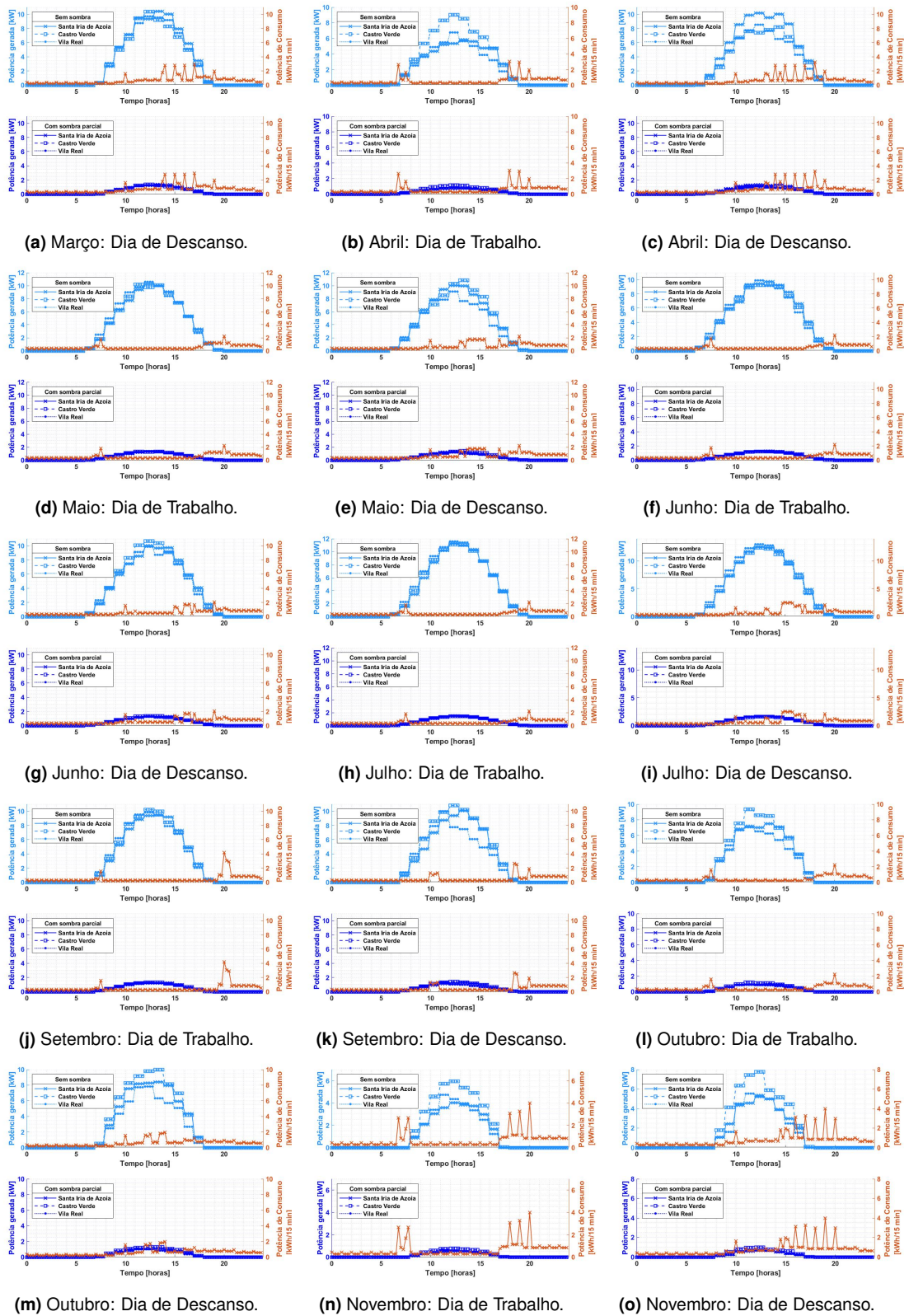
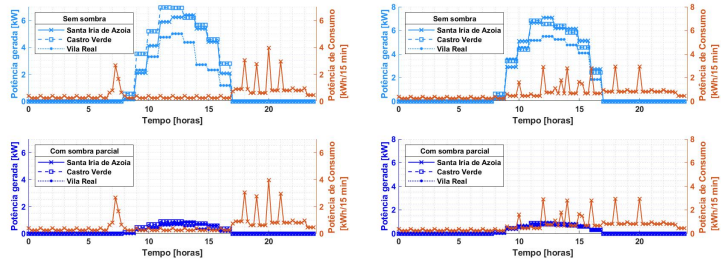


Figura B.3: Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CIGS, com e sem sombra.



**Figura B.4:** Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CIGS, com e sem sombra (continuação).

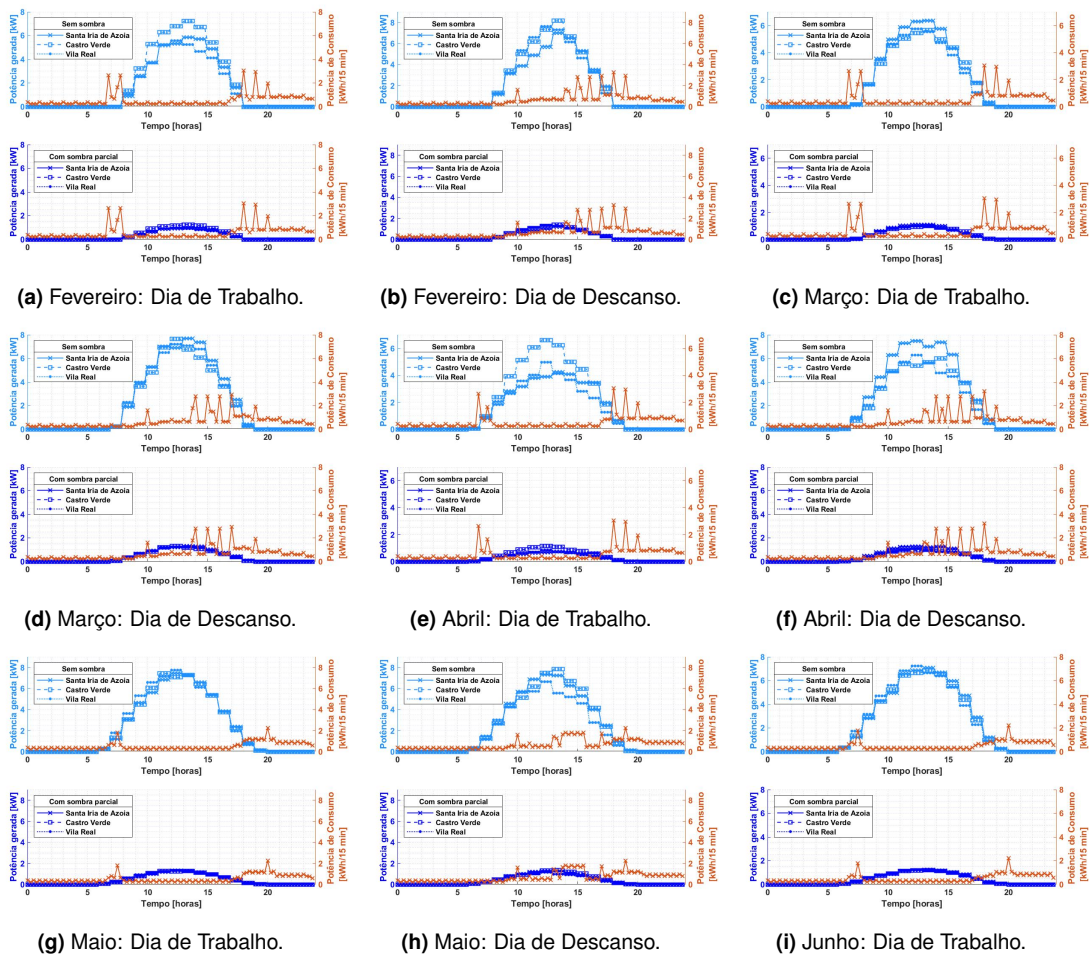


(a) Dezembro: Dia de Trabalho.

(b) Dezembro: Dia de Descanso.

Figura B.5: Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CIGS, com e sem sombra (continuação).

### B.3 c-Si NWs



(a) Fevereiro: Dia de Trabalho.

(b) Fevereiro: Dia de Descanso.

(c) Março: Dia de Trabalho.

(d) Março: Dia de Descanso.

(e) Abril: Dia de Trabalho.

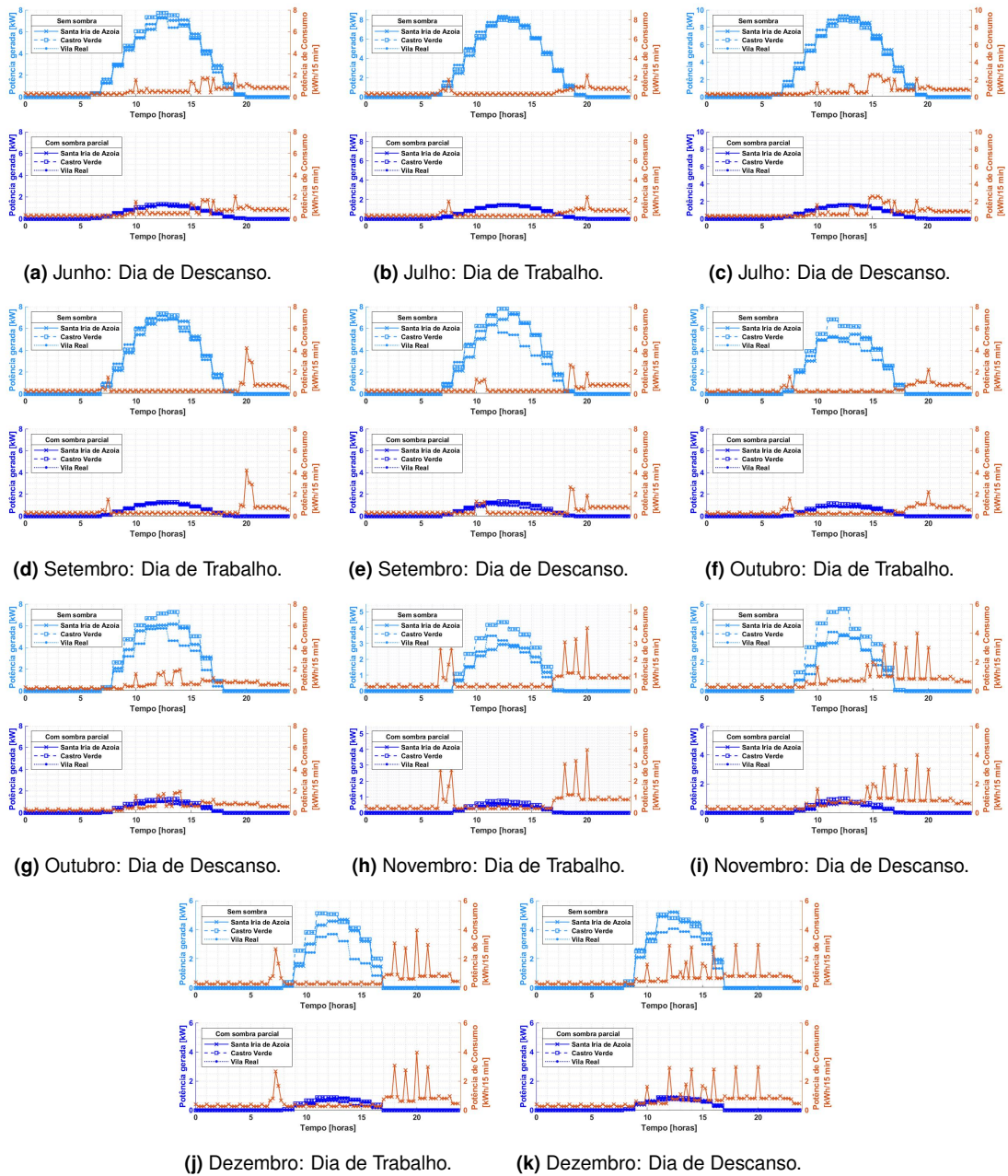
(f) Abril: Dia de Descanso.

(g) Maio: Dia de Trabalho.

(h) Maio: Dia de Descanso.

(i) Junho: Dia de Trabalho.

Figura B.6: Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra.



**Figura B.7:** Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia c-Si NWs, com e sem sombra (continuação).



## B.4 CsPbI<sub>3</sub> QDs

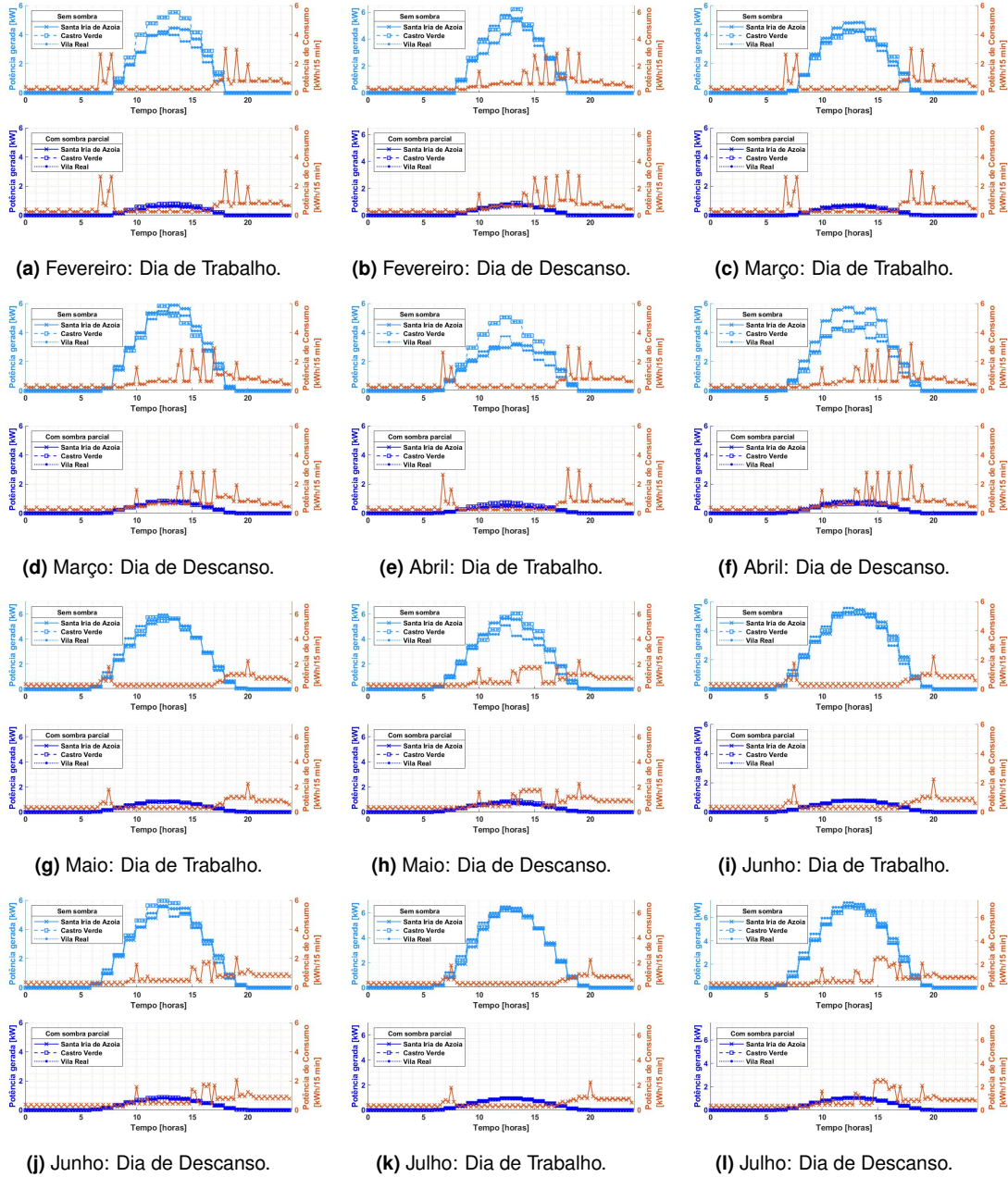
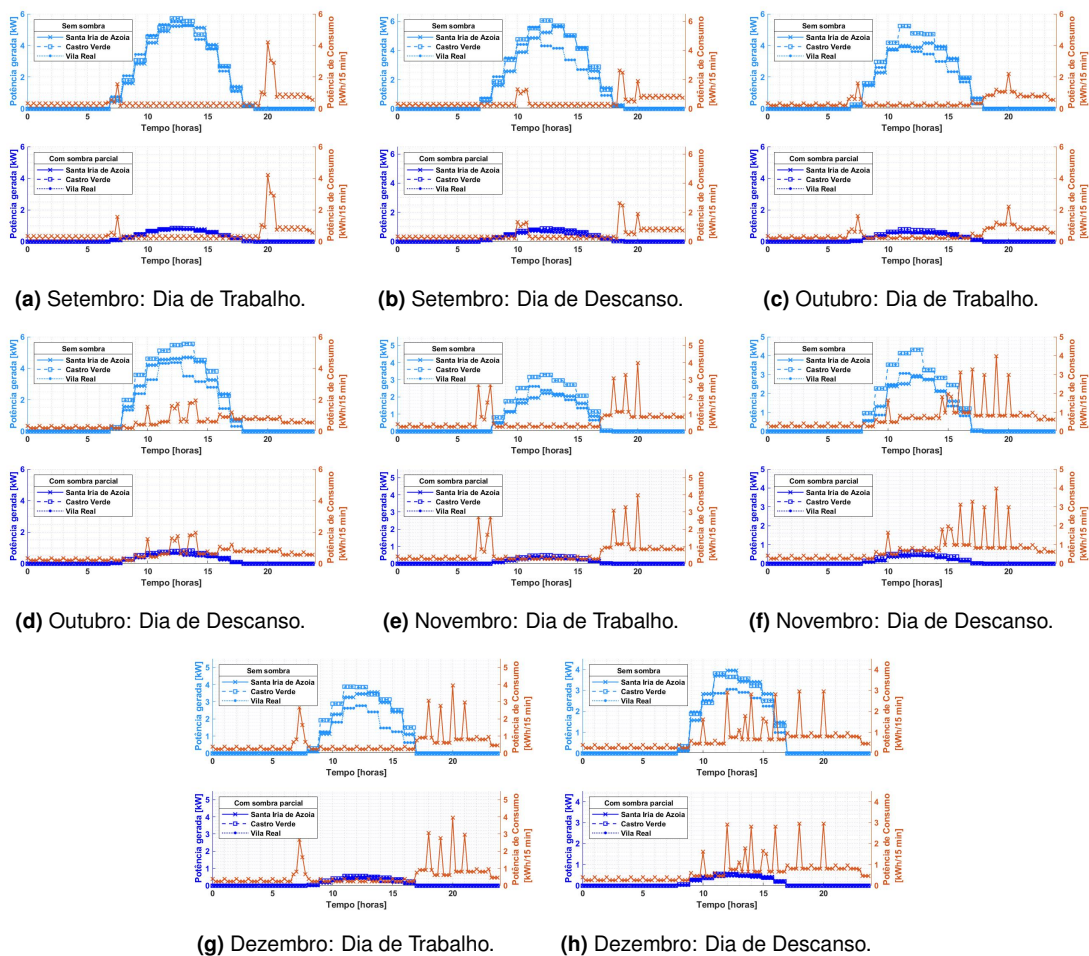


Figura B.8: Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs, com e sem sombra.



**Figura B.9:** Curvas consumo-geração dos diferentes meses do ano, com a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs, com e sem sombra (continuação).

C

***Cash Flows***

Tabela C.1: Análise Financeira, utilizando a tecnologia c-Si.

Ano	Receita [€]				Potência Contratada [€]	Depreciação [€]	Custos de O&M [€]	Cash Flow [€]				Viabilidade [%]	
	S/ Sombra S/ V. <sup>1</sup>	C/ Sombra C/ V. <sup>2</sup>	S/ Sombra S/ V. <sup>1</sup>	C/ Sombra C/ V. <sup>2</sup>				S/ Sombra S/ V. <sup>1</sup>	C/ Sombra C/ V. <sup>2</sup>	S/ Sombra	C/ Sombra		
Santa Iria de Azóia													
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-9191,751	-9191,751	-9191,751	-9191,751	0	0
1	-226,753	2898,651	-473,841	-341,632	-269,961	-323,525	-190,382	-1010,621	2114,784	-1257,708	-1125,499	44,178	33,370
2	-226,967	2874,441	-474,706	-345,104	-269,961	-323,525	-190,382	-1010,834	2090,574	-1258,573	-1128,971	44,178	33,311
3	-227,482	2850,386	-475,178	-348,554	-269,961	-323,525	-190,382	-1011,349	2066,519	-1259,046	-1132,421	44,127	33,311
4	-227,694	2826,485	-476,462	-351,982	-269,961	-323,525	-190,382	-1011,562	2042,618	-1260,330	-1135,849	44,127	33,233
5	-227,906	2802,737	-477,342	-355,388	-269,961	-323,525	-190,382	-1011,773	2018,870	-1261,209	-1139,255	44,127	33,208
6	-228,115	2779,141	-479,024	-358,772	-269,961	-323,525	-190,382	-1011,983	1995,274	-1262,891	-1142,639	44,127	33,017
7	-230,021	2755,696	-479,500	-362,134	-269,961	-323,525	-190,382	-1013,889	1971,829	-1263,367	-1146,001	44,038	33,017
8	-230,239	2732,401	-479,973	-365,475	-269,961	-323,525	-190,382	-1014,107	1948,534	-1263,841	-1149,342	44,038	33,017
9	-230,456	2709,255	-480,959	-368,795	-269,961	-323,525	-190,382	-1014,323	1925,388	-1264,827	-1152,662	44,038	32,991
10	-230,671	2686,257	-481,564	-372,093	-269,961	-323,525	-190,382	-1014,538	1902,390	-1265,432	-1155,960	44,038	32,939
11	-230,885	2663,407	-483,815	-375,370	-269,961	-323,525	-190,382	-1014,752	1879,539	-1266,062	-1159,237	44,038	32,834
12	-231,534	2640,702	-485,517	-378,626	-269,961	-323,525	-190,382	-1015,402	1856,835	-1269,384	-1162,494	44,013	32,840
13	-231,748	2618,143	-486,763	-381,862	-269,961	-323,525	-190,382	-1015,615	1834,276	-1270,631	-1165,729	44,013	32,372
14	-231,961	2595,728	-488,739	-385,076	-269,961	-323,525	-190,382	-1015,828	1811,861	-1272,606	-1168,944	44,013	32,206
15	-232,172	2573,457	-489,228	-388,270	-269,961	-323,525	-190,382	-1016,039	1789,590	-1273,096	-1172,138	44,013	32,206
16	-234,423	2551,329	-489,952	-391,444	-269,961	-323,525	-190,382	-1018,291	1767,461	-1273,820	-1175,311	43,893	32,160
17	-234,645	2529,341	-491,340	-394,597	-269,961	-323,525	-190,382	-1018,512	1745,474	-1275,208	-1178,465	43,893	32,046
18	-234,865	2507,495	-491,828	-397,730	-269,961	-323,525	-190,382	-1018,732	1723,628	-1275,695	-1181,598	43,893	32,046
19	-236,555	2485,789	-492,313	-400,844	-269,961	-323,525	-190,382	-1020,423	1701,921	-1276,180	-1184,711	43,773	32,046
20	-237,827	2464,221	-492,794	-403,937	-269,961	-323,525	-190,382	-1021,695	1680,354	-1276,661	-1187,804	43,750	32,046
21	-238,059	2442,791	-493,717	-407,010	-269,961	-323,525	-190,382	-1021,927	1658,924	-1277,585	-1190,878	43,750	31,989
22	-239,684	2421,499	-494,365	-410,064	-269,961	-323,525	-190,382	-1023,551	1637,632	-1278,232	-1193,931	43,719	31,958
23	-239,922	2400,343	-494,841	-413,098	-269,961	-323,525	-190,382	-1023,789	1616,475	-1278,708	-1196,965	43,719	31,958
24	-241,137	2379,322	-495,314	-416,113	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,004	1595,455	-1279,182	-1199,980	43,659	31,958
25	-241,378	2358,436	-496,935	-419,108	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,245	1574,568	-1280,802	-1202,976	43,659	31,752
26	-241,617	2337,683	-497,409	-422,084	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,485	1553,816	-1281,277	-1205,952	43,659	31,752
27	-242,828	2317,063	-500,052	-425,042	-269,961	-323,525	-190,382	-1026,695	1533,196	-1283,919	-1208,909	43,602	31,310
28	-244,185	2296,576	-500,534	-427,980	-269,961	-323,525	-190,382	-1028,052	1512,708	-1284,401	-1211,847	43,576	31,310
29	-244,433	2276,219	-501,560	-430,900	-269,961	-323,525	-190,382	-1028,300	1492,352	-1285,427	-1214,767	43,576	31,193
30	-244,679	2255,993	-502,039	-433,800	-269,961	-323,525	-190,382	-1028,547	1472,125	-1285,907	-1217,668	43,576	31,193
Castro Verde													
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-9191,751	-9191,751	-9191,751	-9191,751	0	0
1	-225,823	3138,371	-459,342	-306,352	-269,961	-323,525	-190,382	-1009,691	2354,504	-1243,210	-1090,220	44,481	34,700
2	-226,045	3112,627	-460,855	-310,050	-269,961	-323,525	-190,382	-1009,913	2328,760	-1244,722	-1093,918	44,481	34,552
3	-228,085	3087,048	-461,295	-313,725	-269,961	-323,525	-190,382	-1011,952	2303,180	-1245,163	-1097,592	44,304	34,552
4	-231,435	3061,632	-461,972	-317,375	-269,961	-323,525	-190,382	-1015,302	2277,765	-1245,839	-1101,243	44,215	34,506
5	-233,251	3036,379	-464,350	-321,003	-269,961	-323,525	-190,382	-1017,118	2252,512	-1248,217	-1104,870	44,124	34,267
6	-234,139	3011,288	-465,126	-324,607	-269,961	-323,525	-190,382	-1018,006	2227,420	-1248,993	-1108,474	44,072	34,141
7	-234,701	2986,357	-466,179	-328,188	-269,961	-323,525	-190,382	-1018,568	2202,489	-1250,046	-1112,055	44,021	34,055
8	-235,081	2961,585	-467,475	-331,746	-269,961	-323,525	-190,382	-1018,948	2177,718	-1251,342	-1115,613	43,998	33,970
9	-235,340	2936,973	-468,195	-335,281	-269,961	-323,525	-190,382	-1019,207	2153,105	-1252,062	-1119,149	43,998	33,944
10	-235,597	2912,518	-469,422	-338,794	-269,961	-323,525	-190,382	-1019,464	2128,650	-1253,290	-1122,662	43,998	33,764
11	-235,853	2888,219	-469,872	-342,285	-269,961	-323,525	-190,382	-1019,720	2104,352	-1253,739	-1126,152	43,998	33,764
12	-236,107	2864,076	-471,648	-345,752	-269,961	-323,525	-190,382	-1019,974	2080,208	-1255,515	-1129,620	43,998	33,525
13	-236,360	2840,087	-472,618	-349,198	-269,961	-323,525	-190,382	-1020,227	2056,220	-1256,485	-1133,066	43,998	33,499
14	-236,611	2816,252	-473,071	-352,622	-269,961	-323,525	-190,382	-1020,478	2032,385	-1256,938	-1136,489	43,998	33,499
15	-236,860	2792,569	-473,521	-356,024	-269,961	-323,525	-190,382	-1020,727	2008,702	-1257,389	-1139,891	43,998	33,499
16	-238,224	2769,038	-475,167	-359,404	-269,961	-323,525	-190,382	-1022,091	1985,171	-1259,034	-1143,271	43,973	33,262
17	-238,477	2745,658	-475,618	-362,762	-269,961	-323,525	-190,382	-1022,344	1961,791	-1259,486	-1146,630	43,973	33,262
18	-238,729	2722,427	-476,476	-366,099	-269,961	-323,525	-190,382	-1022,596	1938,560	-1260,343	-1149,966	43,973	33,236
19	-238,979	2699,345	-476,924	-369,415	-269,961	-323,525	-190,382	-1022,846	1915,478	-1260,792	-1153,282	43,973	33,236
20	-239,227	2676,411	-478,400	-372,709	-269,961	-323,525	-190,382	-1023,094	1892,543	-1262,267	-1156,576	43,973	33,142
21	-239,474	2653,623	-479,209	-375,982	-269,961	-323,525	-190,382	-1023,341	1869,756	-1263,077	-1159,850	43,973	33,082
22	-239,719	2630,981	-479,658	-379,234	-269,961	-323,525	-190,382	-1023,587	1847,114	-1263,526	-1163,102	43,973	33,082
23	-239,963	2608,484	-480,473	-382,466	-269,961	-323,525	-190,382	-1023,830	1824,617	-1264,340	-1166,333	43,973	33,059
24	-240,205	2586,132	-481,102	-385,677	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,072	1802,264	-1264,969	-1169,544	43,973	33,008
25	-240,446	2563,922	-482,885	-388,867	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,313	1780,054	-1266,753	-1172,734	43,973	32,902
26	-240,685	2541,854	-483,635	-392,037	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,552	1757,987	-1267,502	-1175,904	43,973	32,788
27	-240,922	2519,928	-484,474	-395,186	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,789	1736,060	-1268,341	-1179,054	43,973	32,731
28	-241,158	2498,141	-485,804	-398,316	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,025	1714,274	-1269,671	-1182,183	43,973	32,597
29	-241,393	2476,495	-488,656	-401,425	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,260	1692,627	-1272,523	-1185,292	43,973	32,400
30	-241,626	2454,987	-489,934	-404,515	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,493	1671,119	-1273,802	-1188,382	43,973	32,323
Vila Real													
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-9191,751	-9191,751	-9191,751	-9191,751	0	0
1	-240,589	2650,021	-493,500	-378,317	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,457	1866,154	-1276,918	-1162,184	43,898	32,186
2	-240,781	2627,403	-494,385	-381,554	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,649	1843,535	-1278,252	-1165,422	43,898	32,100
3	-241,107	2604,929	-495,660	-384,771	-269,961	-323,525	-190,382	-1024,974	1821,061	-1279,527	-1168,638	43,847	32,023
4	-241,297	2582,599	-496,516	-387,967	-269,961	-323,525	-190,382	-1025,165	1798,731	-1280,384	-1171,834	43,847	31,966
5	-242,881	2560,411	-497,648	-391,143	-269,961	-323,525	-190,382	-1026,748	1776,544	-1281,515	-1175,010	43,816	31,826
6	-243,077	2538,366	-498,112	-394,298	-269,961	-323,525	-190,382	-1026,945	1754,499	-1281,980	-1178,165	43,816	31,826
7	-243,410	2516,462	-498,574	-397,433	-269,961	-323,525	-190,382	-1027,277	1732,595	-1282,441	-1181,300	43,793	31,826
8	-243,605	2494,698	-499,164	-400,548	-269,961	-323,525	-190,382	-1027,					

Tabela C.2: Análise Financeira, utilizando a tecnologia CIGS.

Ano	Receita [€]				Potência Contratada [€]	Depreciação [€]	Custos de O&M [€]	Cash Flow [€]				Viabilidade [%]	
	S/ Sombra		C/ Sombra					S/ Sombra		C/ Sombra		S/ Sombra	C/ Sombra
	S/ V.1	C/ V.2	S/ V.1	C/ V.2				S/ V.1	C/ V.2	S/ V.1	C/ V.2		
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-13502,496	-13502,496	-13502,496	-13502,496	0	0
1	-223,836	3040,993	-481,477	-373,698	-269,961	-495,955	-197,192	-1186,943	2077,886	-1444,584	-1336,805	44,238	32,991
2	-224,162	3003,312	-484,673	-378,598	-269,961	-495,955	-197,192	-1187,269	2040,205	-1447,780	-1341,705	44,238	32,606
3	-225,649	2965,992	-487,183	-383,451	-269,961	-495,955	-197,192	-1188,756	2002,885	-1450,290	-1346,558	44,178	32,340
4	-225,979	2929,031	-489,038	-388,258	-269,961	-495,955	-197,192	-1189,086	1965,924	-1452,145	-1351,365	44,178	32,206
5	-226,307	2892,424	-489,770	-393,019	-269,961	-495,955	-197,192	-1189,414	1929,317	-1452,877	-1356,126	44,178	32,206
6	-226,631	2856,169	-491,640	-397,733	-269,961	-495,955	-197,192	-1189,738	1893,062	-1454,747	-1360,840	44,178	32,046
7	-226,952	2820,262	-492,368	-402,403	-269,961	-495,955	-197,192	-1190,059	1857,155	-1455,475	-1365,510	44,178	32,046
8	-227,572	2784,700	-493,535	-407,028	-269,961	-495,955	-197,192	-1190,679	1821,593	-1456,642	-1370,135	44,127	31,989
9	-227,890	2749,479	-494,423	-411,608	-269,961	-495,955	-197,192	-1190,997	1786,372	-1457,530	-1374,715	44,127	31,958
10	-229,904	2714,596	-495,137	-416,145	-269,961	-495,955	-197,192	-1193,011	1751,489	-1458,244	-1379,252	44,038	31,958
11	-230,232	2680,048	-496,996	-420,638	-269,961	-495,955	-197,192	-1193,339	1716,941	-1460,103	-1383,745	44,038	31,752
12	-230,557	2645,832	-498,864	-425,087	-269,961	-495,955	-197,192	-1193,664	1682,725	-1461,971	-1388,194	44,038	31,615
13	-231,315	2611,944	-500,598	-429,944	-269,961	-495,955	-197,192	-1194,422	1648,837	-1463,705	-1392,601	44,013	31,310
14	-231,638	2578,381	-502,434	-433,859	-269,961	-495,955	-197,192	-1194,745	1615,274	-1465,541	-1396,966	44,013	31,167
15	-231,958	2545,141	-503,156	-438,182	-269,961	-495,955	-197,192	-1195,065	1582,034	-1466,263	-1401,289	44,013	31,167
16	-234,317	2512,220	-504,260	-442,463	-269,961	-495,955	-197,192	-1197,424	1549,113	-1467,367	-1405,570	43,893	31,107
17	-234,650	2479,614	-505,865	-446,703	-269,961	-495,955	-197,192	-1197,757	1516,507	-1468,972	-1409,810	43,893	30,936
18	-237,501	2447,322	-506,713	-450,903	-269,961	-495,955	-197,192	-1200,608	1484,215	-1469,820	-1414,010	43,750	30,885
19	-239,246	2415,340	-509,427	-455,062	-269,961	-495,955	-197,192	-1202,353	1452,233	-1472,534	-1418,169	43,719	30,622
20	-239,607	2383,665	-510,890	-459,181	-269,961	-495,955	-197,192	-1202,714	1420,558	-1473,997	-1422,288	43,659	30,497
21	-240,941	2352,294	-512,001	-463,261	-269,961	-495,955	-197,192	-1204,048	1389,187	-1475,108	-1426,368	43,659	30,439
22	-241,304	2321,224	-515,462	-467,302	-269,961	-495,955	-197,192	-1204,411	1358,117	-1476,569	-1430,409	43,659	30,180
23	-242,777	2290,452	-517,199	-471,303	-269,961	-495,955	-197,192	-1205,884	1327,345	-1480,306	-1434,410	43,633	30,054
24	-244,124	2259,976	-519,398	-475,267	-269,961	-495,955	-197,192	-1207,231	1296,869	-1482,505	-1438,374	43,576	29,740
25	-244,496	2229,793	-520,427	-479,192	-269,961	-495,955	-197,192	-1207,603	1266,686	-1483,534	-1442,299	43,576	29,717
26	-244,865	2199,899	-522,571	-483,080	-269,961	-495,955	-197,192	-1207,972	1236,792	-1485,678	-1446,187	43,576	29,598
27	-245,231	2170,292	-523,471	-486,930	-269,961	-495,955	-197,192	-1208,338	1207,185	-1486,578	-1450,037	43,576	29,572
28	-245,593	2140,969	-524,212	-490,743	-269,961	-495,955	-197,192	-1208,702	1177,862	-1487,319	-1453,850	43,576	29,572
29	-245,952	2111,928	-524,946	-494,520	-269,961	-495,955	-197,192	-1209,059	1148,821	-1488,053	-1457,627	43,576	29,572
30	-246,627	2083,166	-526,068	-498,260	-269,961	-495,955	-197,192	-1209,734	1120,059	-1489,175	-1461,367	43,519	29,506
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-13502,496	-13502,496	-13502,496	-13502,496	0	0
1	-217,325	3291,836	-469,284	-340,332	-269,961	-495,955	-197,192	-1180,432	2328,729	-1432,391	-1303,439	45,088	33,816
2	-218,352	3251,746	-471,419	-345,553	-269,961	-495,955	-197,192	-1181,459	2289,639	-1434,526	-1308,660	44,963	33,525
3	-220,975	3212,042	-472,620	-350,723	-269,961	-495,955	-197,192	-1184,082	2248,935	-1435,727	-1313,830	44,777	33,499
4	-224,056	3172,718	-473,299	-355,844	-269,961	-495,955	-197,192	-1187,163	2209,611	-1436,406	-1318,951	44,538	33,499
5	-224,388	3133,772	-475,171	-360,916	-269,961	-495,955	-197,192	-1187,495	2170,665	-1438,278	-1324,023	44,538	33,262
6	-225,689	3095,200	-476,257	-365,939	-269,961	-495,955	-197,192	-1188,796	2132,093	-1439,364	-1329,046	44,481	33,236
7	-227,568	3056,998	-477,960	-370,914	-269,961	-495,955	-197,192	-1190,675	2093,891	-1441,067	-1334,021	44,449	33,142
8	-231,322	3019,163	-478,639	-375,841	-269,961	-495,955	-197,192	-1194,429	2056,056	-1441,746	-1338,948	44,215	33,142
9	-233,265	2981,691	-480,040	-380,721	-269,961	-495,955	-197,192	-1196,372	2018,584	-1443,147	-1343,828	44,124	33,059
10	-234,285	2944,579	-480,713	-385,554	-269,961	-495,955	-197,192	-1197,392	1981,472	-1443,820	-1348,661	44,072	33,059
11	-234,976	2907,823	-482,907	-390,340	-269,961	-495,955	-197,192	-1198,083	1944,716	-1444,014	-1353,447	44,021	32,902
12	-235,483	2871,420	-484,272	-395,081	-269,961	-495,955	-197,192	-1198,590	1908,313	-1447,379	-1358,188	43,998	32,731
13	-235,868	2835,367	-487,303	-399,776	-269,961	-495,955	-197,192	-1198,975	1872,260	-1450,410	-1362,883	43,998	32,486
14	-236,249	2799,660	-489,739	-404,426	-269,961	-495,955	-197,192	-1199,356	1836,553	-1452,846	-1367,533	43,998	32,323
15	-237,740	2764,295	-491,472	-409,031	-269,961	-495,955	-197,192	-1200,847	1801,188	-1454,579	-1372,138	43,973	32,229
16	-238,125	2729,270	-493,420	-413,592	-269,961	-495,955	-197,192	-1201,232	1766,163	-1456,527	-1376,699	43,973	32,083
17	-238,506	2694,581	-495,492	-418,110	-269,961	-495,955	-197,192	-1201,613	1731,474	-1458,599	-1381,217	43,973	31,963
18	-238,883	2660,225	-497,178	-422,584	-269,961	-495,955	-197,192	-1201,999	1697,118	-1460,285	-1385,691	43,973	31,789
19	-239,256	2626,199	-497,895	-427,015	-269,961	-495,955	-197,192	-1202,363	1663,092	-1461,002	-1389,122	43,973	31,789
20	-239,626	2592,500	-498,976	-431,403	-269,961	-495,955	-197,192	-1202,733	1629,393	-1462,083	-1394,510	43,973	31,758
21	-239,993	2559,124	-500,417	-435,750	-269,961	-495,955	-197,192	-1203,100	1596,017	-1463,524	-1398,857	43,973	31,664
22	-240,355	2526,068	-501,775	-440,054	-269,961	-495,955	-197,192	-1203,462	1562,961	-1464,882	-1403,161	43,973	31,612
23	-240,715	2493,330	-502,481	-444,318	-269,961	-495,955	-197,192	-1203,822	1530,223	-1465,588	-1407,425	43,973	31,612
24	-241,071	2460,907	-503,180	-448,540	-269,961	-495,955	-197,192	-1204,178	1497,800	-1466,287	-1411,647	43,973	31,612
25	-241,423	2428,794	-506,063	-452,722	-269,961	-495,955	-197,192	-1204,530	1465,687	-1469,170	-1415,829	43,973	31,247
26	-242,544	2396,990	-507,353	-456,864	-269,961	-495,955	-197,192	-1205,651	1433,883	-1470,460	-1419,971	43,801	31,190
27	-242,898	2365,491	-508,351	-460,966	-269,961	-495,955	-197,192	-1206,005	1402,384	-1471,458	-1424,073	43,801	31,164
28	-243,247	2334,294	-510,228	-465,028	-269,961	-495,955	-197,192	-1206,354	1371,187	-1473,335	-1428,135	43,801	30,982
29	-243,594	2303,397	-511,200	-469,052	-269,961	-495,955	-197,192	-1206,701	1340,290	-1474,307	-1432,159	43,801	30,953
30	-243,937	2272,797	-511,902	-473,037	-269,961	-495,955	-197,192	-1207,044	1309,690	-1475,009	-1436,144	43,801	30,953
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-13502,496	-13502,496	-13502,496	-13502,496	0	0
1	-237,471	2780,685	-501,849	-408,433	-269,961	-495,955	-197,192	-1200,578	1817,558	-1464,956	-1371,540	43,993	31,655
2	-239,153	2745,482	-502,813	-413,000	-269,961	-495,955	-197,192	-1202,260					

Tabela C.3: Análise Financeira, utilizando a tecnologia c-Si NWs.

Ano	Receita [€]				Potência Contratada [€]	Depreciação [€]	Custos de O&M [€]	Cash Flow [€]				Viabilidade [%]	
	S/ Sombra		C/ Sombra					S/ Sombra		C/ Sombra		S/ Sombra	C/ Sombra
	S/ V.1	C/ V.2	S/ V.1	C/ V.2				S/ V.1	C/ V.2	S/ V.1	C/ V.2		
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-15160,086	-15160,086	-15160,086	-15160,086	0	0
1	-251,311	1960,483	-489,644	-387,239	-269,961	-562,258	-143,229	-1226,759	985,035	-1465,092	-1362,687	43,188	32,160
2	-251,653	1933,175	-491,279	-392,010	-269,961	-562,258	-143,229	-1227,101	957,727	-1466,727	-1367,458	43,188	32,046
3	-252,203	1906,128	-492,011	-396,734	-269,961	-562,258	-143,229	-1227,651	930,680	-1467,459	-1372,182	43,131	32,046
4	-253,278	1879,342	-492,736	-401,413	-269,961	-562,258	-143,229	-1228,726	903,894	-1468,184	-1376,861	43,071	32,046
5	-256,412	1852,812	-493,454	-406,048	-269,961	-562,258	-143,229	-1231,860	877,364	-1468,903	-1381,496	43,008	32,046
6	-256,776	1826,537	-494,783	-410,637	-269,961	-562,258	-143,229	-1232,224	851,089	-1470,231	-1386,086	43,008	31,958
7	-257,359	1800,515	-495,823	-415,183	-269,961	-562,258	-143,229	-1232,807	825,067	-1471,271	-1390,631	42,948	31,832
8	-257,942	1774,742	-497,685	-419,685	-269,961	-562,258	-143,229	-1233,390	799,294	-1473,133	-1395,133	42,885	31,627
9	-259,095	1749,216	-499,265	-424,144	-269,961	-562,258	-143,229	-1234,543	773,768	-1474,713	-1399,592	42,860	31,390
10	-260,707	1723,936	-501,502	-428,560	-269,961	-562,258	-143,229	-1236,155	748,488	-1476,951	-1404,008	42,628	31,193
11	-261,077	1698,899	-502,794	-432,934	-269,961	-562,258	-143,229	-1236,525	723,540	-1478,242	-1408,382	42,628	31,167
12	-261,444	1674,101	-503,512	-437,266	-269,961	-562,258	-143,229	-1236,892	698,653	-1478,960	-1412,714	42,628	31,167
13	-261,808	1649,542	-505,252	-441,556	-269,961	-562,258	-143,229	-1237,256	674,094	-1480,700	-1417,004	42,628	30,945
14	-262,979	1625,219	-506,358	-445,805	-269,961	-562,258	-143,229	-1238,427	649,770	-1481,806	-1421,253	42,597	30,885
15	-263,343	1601,129	-507,070	-450,013	-269,961	-562,258	-143,229	-1238,791	625,681	-1482,518	-1425,461	42,597	30,885
16	-263,704	1577,270	-507,782	-454,181	-269,961	-562,258	-143,229	-1239,152	601,822	-1483,230	-1429,629	42,597	30,614
17	-264,794	1553,640	-511,238	-458,308	-269,961	-562,258	-143,229	-1240,243	578,192	-1483,942	-1433,756	42,571	30,497
18	-265,155	1530,237	-511,955	-462,396	-269,961	-562,258	-143,229	-1240,603	554,789	-1484,654	-1437,844	42,571	30,497
19	-266,044	1507,059	-513,329	-466,445	-269,961	-562,258	-143,229	-1241,922	531,611	-1485,366	-1441,893	42,509	30,408
20	-267,983	1484,104	-517,030	-470,455	-269,961	-562,258	-143,229	-1243,432	508,656	-1486,078	-1445,903	42,509	30,123
21	-269,463	1461,368	-519,312	-474,427	-269,961	-562,258	-143,229	-1244,911	485,920	-1486,790	-1449,875	42,332	29,800
22	-269,841	1438,851	-520,442	-478,360	-269,961	-562,258	-143,229	-1245,289	463,403	-1487,502	-1453,808	42,332	29,740
23	-270,215	1416,551	-522,865	-482,256	-269,961	-562,258	-143,229	-1245,663	441,102	-1488,214	-1457,704	42,332	29,592
24	-271,979	1394,464	-523,762	-486,114	-269,961	-562,258	-143,229	-1247,427	419,016	-1489,210	-1461,562	42,300	29,578
25	-273,356	1372,589	-524,500	-489,935	-269,961	-562,258	-143,229	-1248,804	397,141	-1489,948	-1465,383	42,277	29,572
26	-274,940	1350,924	-525,232	-493,720	-269,961	-562,258	-143,229	-1250,388	375,476	-1490,680	-1469,168	42,158	29,572
27	-275,333	1329,468	-526,350	-497,468	-269,961	-562,258	-143,229	-1250,781	354,020	-1491,412	-1472,916	42,158	29,506
28	-275,723	1308,217	-528,132	-501,180	-269,961	-562,258	-143,229	-1251,171	332,769	-1492,144	-1476,628	42,158	29,332
29	-276,109	1287,170	-530,325	-504,856	-269,961	-562,258	-143,229	-1251,557	311,722	-1492,876	-1480,304	42,158	29,092
30	-276,491	1266,325	-531,310	-508,498	-269,961	-562,258	-143,229	-1251,939	290,877	-1493,608	-1483,946	42,158	29,064
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-15160,086	-15160,086	-15160,086	-15160,086	0	0
1	-248,523	2134,284	-474,518	-355,798	-269,961	-562,258	-143,229	-1223,971	1158,836	-1450,066	-1331,246	43,467	33,319
2	-248,850	2105,307	-475,737	-360,870	-269,961	-562,258	-143,229	-1224,298	1129,859	-1451,185	-1336,518	43,467	33,262
3	-249,544	2076,608	-476,817	-365,894	-269,961	-562,258	-143,229	-1224,992	1101,160	-1452,265	-1341,342	43,408	33,236
4	-249,868	2048,185	-477,848	-370,869	-269,961	-562,258	-143,229	-1225,316	1072,737	-1453,296	-1346,317	43,408	33,176
5	-250,360	2020,034	-479,723	-375,796	-269,961	-562,258	-143,229	-1225,808	1044,586	-1454,171	-1351,244	43,376	33,031
6	-250,680	1992,154	-480,762	-380,677	-269,961	-562,258	-143,229	-1226,128	1016,706	-1455,210	-1356,125	43,376	33,008
7	-250,997	1964,542	-481,731	-385,510	-269,961	-562,258	-143,229	-1226,445	989,094	-1456,179	-1360,958	43,376	32,894
8	-251,311	1937,194	-483,738	-390,297	-269,961	-562,258	-143,229	-1226,759	961,746	-1456,986	-1365,745	43,376	32,788
9	-251,621	1910,109	-484,981	-395,038	-269,961	-562,258	-143,229	-1227,069	934,661	-1457,819	-1370,486	43,376	32,763
10	-251,929	1883,284	-486,429	-399,733	-269,961	-562,258	-143,229	-1227,377	907,836	-1458,677	-1375,181	43,376	32,680
11	-252,234	1856,717	-489,244	-404,384	-269,961	-562,258	-143,229	-1227,682	881,269	-1459,562	-1379,832	43,376	32,633
12	-252,535	1830,405	-490,939	-408,990	-269,961	-562,258	-143,229	-1227,983	854,957	-1460,477	-1384,438	43,376	32,323
13	-252,834	1804,345	-492,659	-413,551	-269,961	-562,258	-143,229	-1228,282	828,897	-1461,417	-1388,999	43,376	32,229
14	-253,354	1778,535	-494,785	-418,069	-269,961	-562,258	-143,229	-1228,802	803,087	-1462,381	-1393,517	43,313	32,026
15	-253,650	1752,973	-497,240	-422,543	-269,961	-562,258	-143,229	-1229,098	777,525	-1463,380	-1398,991	43,313	31,846
16	-255,103	1727,657	-498,342	-426,975	-269,961	-562,258	-143,229	-1230,552	752,209	-1473,790	-1402,423	43,168	31,758
17	-255,404	1702,584	-499,419	-431,364	-269,961	-562,258	-143,229	-1230,852	727,136	-1474,668	-1406,812	43,168	31,758
18	-255,702	1677,751	-500,122	-435,710	-269,961	-562,258	-143,229	-1231,150	702,303	-1475,570	-1411,158	43,168	31,758
19	-257,389	1653,157	-502,197	-440,015	-269,961	-562,258	-143,229	-1232,837	677,709	-1477,645	-1415,464	43,136	31,612
20	-260,571	1628,799	-502,899	-444,279	-269,961	-562,258	-143,229	-1236,019	653,351	-1478,347	-1419,727	42,962	31,612
21	-261,975	1604,674	-504,399	-448,502	-269,961	-562,258	-143,229	-1237,423	629,226	-1479,847	-1423,950	42,842	31,561
22	-263,415	1580,782	-506,767	-452,684	-269,961	-562,258	-143,229	-1238,863	605,333	-1482,215	-1428,132	42,657	31,221
23	-263,942	1557,118	-507,472	-456,826	-269,961	-562,258	-143,229	-1239,390	581,670	-1482,920	-1432,274	42,600	31,221
24	-265,686	1533,682	-509,275	-460,929	-269,961	-562,258	-143,229	-1241,134	558,234	-1484,723	-1436,377	42,574	31,107
25	-266,039	1510,471	-510,636	-464,992	-269,961	-562,258	-143,229	-1241,487	535,023	-1485,084	-1440,440	42,574	30,982
26	-266,388	1487,482	-511,604	-469,016	-269,961	-562,258	-143,229	-1241,836	512,034	-1485,052	-1444,464	42,574	30,953
27	-266,733	1464,715	-512,673	-473,001	-269,961	-562,258	-143,229	-1242,181	489,267	-1485,121	-1448,449	42,574	30,890
28	-268,069	1442,166	-513,368	-476,948	-269,961	-562,258	-143,229	-1243,518	466,718	-1485,186	-1452,396	42,551	30,890
29	-268,418	1419,833	-514,924	-480,857	-269,961	-562,258	-143,229	-1243,866	444,385	-1485,251	-1456,305	42,551	30,731
30	-268,763	1397,715	-515,784	-484,729	-269,961	-562,258	-143,229	-1244,211	422,267	-1485,316	-1460,177	42,551	30,699
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-15160,086	-15160,086	-15160,086	-15160,086	0	0
1	-267,815	1761,309	-504,823	-419,843	-269,961	-562,258	-143,229	-1243,263	805,861	-1480,271	-1395,291	42,760	31,504
2	-268,169	1735,720	-507,946	-424,300	-269,961	-562,258	-143,229	-1243,617	780,272	-1481,394	-1399,748	42,760	31,113
3	-268,521	1710,378	-510,990	-428,715	-269,961	-562,258	-143,229	-1243,969	754,929	-1482,518	-1404,163	42,760	30,825
4	-268,869	1705,278	-511,822	-433,087	-269,961	-562,258	-143,229	-1244,317	729,830	-1483,642	-1408,536	42,760	30,742
5	-269,213	1690,420	-513,140	-437,417	-269,961	-562,258	-143,229	-1244,661	704,971	-1484,766	-1412,865	42,760	30,665
6	-269,555	1655,800	-514,253	-441,706	-269,961	-562,258	-143,229	-1245,003	680,352	-1485,890	-1417,154	42,760	30,639
7	-271,288	1631,416	-516,213	-445,954	-269,961	-562,258	-143,229	-1246,736	655,968	-1487,014	-1421,402</		

Tabela C.4: Análise Financeira, utilizando a tecnologia CsPbI<sub>3</sub> QDs.

Ano	Receita [€]				Potência Contratada [€]	Depreciação [€]	Custos de O&M [€]	Cash Flow [€]				Viabilidade [%]	
	S/ Sombra S/ V.1	C/ Sombra C/ V.2	S/ Sombra S/ V.1	C/ Sombra C/ V.2				S/ Sombra S/ V.1	C/ Sombra C/ V.2	S/ Sombra S/ V.1	C/ Sombra C/ V.2		
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-11903,766	-11903,766	-11903,766	-11903,766	0	0
1	-277,189	1284,398	-558,278	-564,119	-269,961	-432,005	-110,501	-1089,656	471,931	-1370,745	-1376,586	42,158	26,741
2	-278,453	1263,580	-559,248	-567,191	-269,961	-432,005	-110,501	-1090,921	451,113	-1371,716	-1379,658	42,126	26,718
3	-279,602	1242,962	-561,325	-570,234	-269,961	-432,005	-110,501	-1092,069	430,494	-1373,793	-1382,701	42,063	26,507
4	-279,983	1222,541	-562,067	-573,247	-269,961	-432,005	-110,501	-1092,450	410,074	-1374,534	-1385,715	42,063	26,507
5	-280,360	1202,317	-563,190	-576,232	-269,961	-432,005	-110,501	-1092,827	389,850	-1375,657	-1388,699	42,063	26,450
6	-280,733	1182,287	-564,521	-579,188	-269,961	-432,005	-110,501	-1093,201	369,820	-1376,988	-1391,655	42,063	26,356
7	-281,103	1162,449	-566,557	-582,116	-269,961	-432,005	-110,501	-1093,570	349,982	-1379,024	-1394,583	42,063	26,164
8	-283,097	1142,802	-567,544	-585,015	-269,961	-432,005	-110,501	-1093,945	330,334	-1380,012	-1397,483	41,943	26,136
9	-285,422	1123,343	-570,474	-587,887	-269,961	-432,005	-110,501	-1094,319	310,876	-1382,941	-1400,354	41,809	25,811
10	-287,328	1104,071	-571,218	-590,731	-269,961	-432,005	-110,501	-1094,695	291,604	-1383,685	-1403,199	41,724	25,811
11	-288,493	1084,984	-572,844	-593,548	-269,961	-432,005	-110,501	-1095,069	272,517	-1385,312	-1406,015	41,695	25,716
12	-288,900	1066,080	-575,776	-596,338	-269,961	-432,005	-110,501	-1095,443	253,613	-1388,243	-1408,805	41,695	25,331
13	-289,303	1047,358	-578,538	-599,101	-269,961	-432,005	-110,501	-1095,817	234,891	-1391,006	-1411,568	41,695	24,991
14	-289,702	1028,816	-580,389	-601,837	-269,961	-432,005	-110,501	-1096,191	216,348	-1392,857	-1414,305	41,695	24,746
15	-291,028	1010,451	-582,563	-604,548	-269,961	-432,005	-110,501	-1096,565	197,984	-1395,030	-1417,015	41,578	24,495
16	-292,903	992,263	-585,255	-607,232	-269,961	-432,005	-110,501	-1096,939	179,796	-1397,722	-1419,699	41,484	24,144
17	-294,310	974,249	-586,410	-609,890	-269,961	-432,005	-110,501	-1097,313	161,782	-1398,878	-1422,358	41,461	24,053
18	-295,595	956,409	-587,914	-612,523	-269,961	-432,005	-110,501	-1097,687	143,941	-1400,381	-1424,990	41,347	23,901
19	-298,255	938,739	-589,382	-615,131	-269,961	-432,005	-110,501	-1098,061	126,272	-1401,849	-1427,598	41,259	23,833
20	-298,692	921,240	-593,384	-617,713	-269,961	-432,005	-110,501	-1098,435	108,772	-1403,851	-1430,181	41,259	23,291
21	-299,126	903,908	-595,998	-620,271	-269,961	-432,005	-110,501	-1098,809	91,441	-1406,465	-1432,739	41,259	22,982
22	-301,557	886,743	-597,768	-622,804	-269,961	-432,005	-110,501	-1099,183	74,275	-1410,235	-1435,272	41,252	22,805
23	-302,516	869,742	-598,897	-625,313	-269,961	-432,005	-110,501	-1099,557	57,275	-1414,364	-1437,781	40,979	22,780
24	-302,961	852,905	-600,845	-627,798	-269,961	-432,005	-110,501	-1099,931	40,437	-1418,313	-1440,266	40,979	22,597
25	-305,360	836,229	-601,906	-630,259	-269,961	-432,005	-110,501	-1100,305	23,761	-1424,373	-1442,727	40,802	22,568
26	-305,815	819,713	-604,779	-632,697	-269,961	-432,005	-110,501	-1100,679	7,246	-1431,246	-1445,164	40,802	22,266
27	-307,692	803,356	-606,704	-635,111	-269,961	-432,005	-110,501	-1101,053	-9,111	-1438,119	-1447,578	40,676	22,080
28	-309,481	787,156	-608,323	-637,501	-269,961	-432,005	-110,501	-1101,427	-25,311	-1445,091	-1449,969	40,539	21,958
29	-311,023	771,111	-611,239	-639,869	-269,961	-432,005	-110,501	-1101,801	-41,356	-1452,006	-1452,337	40,425	21,587
30	-313,420	755,221	-612,700	-642,214	-269,961	-432,005	-110,501	-1102,175	-57,247	-1458,979	-1454,682	40,328	21,498
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-11903,766	-11903,766	-11903,766	-11903,766	0	0
1	-269,441	1423,314	-546,576	-543,039	-269,961	-432,005	-110,501	-1081,909	610,846	-1359,044	-1355,507	42,529	27,911
2	-269,778	1401,162	-547,829	-546,314	-269,961	-432,005	-110,501	-1082,245	588,695	-1360,296	-1358,781	42,529	27,825
3	-270,111	1379,223	-548,572	-549,557	-269,961	-432,005	-110,501	-1082,579	566,756	-1361,039	-1362,025	42,529	27,825
4	-271,149	1357,495	-549,593	-552,769	-269,961	-432,005	-110,501	-1083,616	545,027	-1362,060	-1365,237	42,477	27,703
5	-271,482	1335,975	-550,949	-555,951	-269,961	-432,005	-110,501	-1083,950	523,508	-1363,417	-1368,418	42,477	27,817
6	-271,813	1314,662	-552,826	-559,101	-269,961	-432,005	-110,501	-1084,280	502,194	-1365,293	-1371,569	42,477	27,497
7	-274,167	1293,553	-555,822	-562,222	-269,961	-432,005	-110,501	-1084,634	481,086	-1368,289	-1374,689	42,334	27,183
8	-275,631	1272,647	-557,353	-565,312	-269,961	-432,005	-110,501	-1084,989	460,180	-1369,821	-1377,780	42,309	27,055
9	-275,981	1251,942	-559,411	-568,373	-269,961	-432,005	-110,501	-1085,343	439,474	-1371,878	-1380,841	42,309	26,892
10	-277,492	1231,435	-561,324	-571,405	-269,961	-432,005	-110,501	-1085,697	418,968	-1373,791	-1383,872	42,189	26,747
11	-277,847	1211,126	-563,318	-574,407	-269,961	-432,005	-110,501	-1086,051	398,658	-1375,786	-1386,874	42,189	26,595
12	-280,820	1191,011	-565,962	-577,381	-269,961	-432,005	-110,501	-1086,405	378,544	-1378,429	-1389,848	41,943	26,273
13	-283,369	1171,089	-566,735	-580,326	-269,961	-432,005	-110,501	-1086,759	358,622	-1382,920	-1392,793	41,849	26,273
14	-284,344	1151,359	-568,253	-583,242	-269,961	-432,005	-110,501	-1087,113	338,892	-1387,720	-1395,710	41,792	26,093
15	-287,154	1131,818	-569,657	-586,131	-269,961	-432,005	-110,501	-1087,467	319,351	-1389,125	-1398,599	41,695	26,010
16	-287,565	1112,465	-572,820	-588,992	-269,961	-432,005	-110,501	-1087,821	299,998	-1389,287	-1401,460	41,695	25,522
17	-288,965	1093,297	-574,608	-591,826	-269,961	-432,005	-110,501	-1088,175	280,830	-1391,075	-1404,293	41,612	25,388
18	-289,378	1074,314	-575,390	-594,632	-269,961	-432,005	-110,501	-1088,529	261,847	-1392,857	-1407,099	41,612	25,388
19	-290,450	1055,513	-576,164	-597,411	-269,961	-432,005	-110,501	-1088,883	243,045	-1394,642	-1409,879	41,510	25,388
20	-293,694	1036,892	-579,663	-600,164	-269,961	-432,005	-110,501	-1089,237	224,424	-1396,427	-1412,631	41,310	25,011
21	-294,128	1018,450	-580,764	-602,890	-269,961	-432,005	-110,501	-1089,591	205,982	-1398,212	-1415,358	41,310	24,986
22	-296,698	1000,185	-582,679	-605,591	-269,961	-432,005	-110,501	-1089,945	187,717	-1399,997	-1418,058	41,219	24,729
23	-299,878	982,095	-584,464	-608,265	-269,961	-432,005	-110,501	-1090,299	169,628	-1401,782	-1420,732	41,007	24,729
24	-300,789	964,179	-586,145	-610,913	-269,961	-432,005	-110,501	-1090,653	151,712	-1403,567	-1423,381	40,950	24,489
25	-302,555	946,435	-588,478	-613,536	-269,961	-432,005	-110,501	-1091,007	133,968	-1405,352	-1426,004	40,922	24,278
26	-303,031	928,862	-589,878	-616,134	-269,961	-432,005	-110,501	-1091,361	116,394	-1407,137	-1428,602	40,922	24,155
27	-303,502	911,457	-591,041	-618,707	-269,961	-432,005	-110,501	-1091,715	98,989	-1408,922	-1431,175	40,922	24,095
28	-303,969	894,219	-594,061	-621,255	-269,961	-432,005	-110,501	-1092,069	81,751	-1410,707	-1433,723	40,922	23,753
29	-305,119	877,146	-595,587	-623,779	-269,961	-432,005	-110,501	-1092,423	64,679	-1412,492	-1436,247	40,865	23,633
30	-305,583	860,238	-597,742	-626,279	-269,961	-432,005	-110,501	-1092,777	47,771	-1414,277	-1438,746	40,865	23,447
0	-884,152	-884,152	-884,152	-884,152	-269,961	0	0	-11903,766	-11903,766	-11903,766	-11903,766	0	0
1	-302,337	1141,194	-577,393	-585,956	-269,961	-432,005	-110,501	-1114,804	328,727	-1389,861	-1398,423	41,104	25,117
2	-302,784	1121,751	-579,463	-588,818	-269,961	-432,005	-110,501	-1115,251	309,283	-1391,930	-1401,286	41,104	24,820
3	-307,202	1102,494	-580,961	-591,653	-269,961	-432,005	-110,501	-1115,670	290,027	-1393,429	-1404,121	40,816	24,640
4	-307,968	1083,422	-582,073	-594,461	-269,961	-432,005	-110,501	-1116,095	270,955	-1394,540	-1406,929	40,722	24,580
5	-309,027	1064,534	-584,048	-597,242	-269,961	-432,005	-110,501	-1116,519	252,066	-1395,651	-1409,710	40,665	24,429
6	-309,503	1045,826	-587,108	-599,997	-269,961	-432,005	-110,501	-1116,943	233,359	-1396,762	-1412,464	40,665	24,053
7	-312,038	1027,298	-589,768	-602,725	-269,961	-432,005	-110,501	-1117,367	214,831	-1400,236	-1415,192	40,571	23,787
8	-312,524	1008,949	-592,075	-605,426	-269,961	-432,005	-110,501	-1117,791	196,481	-1402,542	-1417,894	40,571	23,547
9	-314,197	990,775	-593,100	-608,102	-269,961	-432,005	-110,501	-1118,215					





