



TÉCNICO
LISBOA



Estudo de soluções de racionalização energética num grupo industrial do sector de atividade pecuária

Carlos Manuel de Amorim Leão

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. António Luís Nobre Moreira

Júri

Presidente: Prof. Edgar Caetano Fernandes

Orientador: Prof. António Luís Nobre Moreira

Vogal: Prof. Carlos Augusto Santos Silva

Junho 2017

Dedicado aos meus Pais, Família, Amigos e em especial à minha namorada, Maria.
Por sempre estarem comigo para me ajudar. Não seria possível sem vocês.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Professor António Moreira e ao Professor Mário Matos, do Instituto Superior Técnico, por me terem selecionado para participar neste projeto, e ao Grupo Montalva Lda., por me ter recebido e fornecido as ferramentas necessárias para a realização deste estágio.

Gostaria de referir em especial o Engenheiro Paulo Almeida, meu orientador da Montalva, por me ter acolhido e acompanhado ao longo de todo o processo.

Queria ainda agradecer e congratular a GALP pela iniciativa de criar este programa, que consegue não só contribuir para a formação de jovens engenheiros, mas também introduzi-los ao mercado de trabalho e a ambientes profissionais e mais exigentes.

Gostaria ainda de agradecer à Engenheira Carolina Vieira da Philips Portugal por me ter oferecido a oportunidade de assistir a uma palestra e pela disponibilidade que demonstrou em responder a todas as minhas solicitações.

Finalmente, agradeço à minha família e amigos, por sempre me apoiarem em todos os momentos.

Resumo

A presente Tese expõe o trabalho realizado durante seis meses na empresa Grupo Montalva, entre Março e Setembro de 2016, no âmbito do projeto GALP 202020, fruto da cooperação entre a GALP Energia, o Instituto Superior Técnico e o Grupo Montalva.

O Grupo Montalva é um grupo industrial português do setor da transformação de carnes, constituído por unidades em diversas regiões do país. Ao longo dos últimos anos, tem vindo a apostar fortemente numa estratégia de racionalização de energia, sendo esta a sua segunda participação no projeto acima mencionado.

Os principais setores consumidores de energia identificados são a produção de frio, iluminação e equipamentos elétricos e a produção de vapor. Após uma análise das despesas energéticas e discussão com os funcionários da empresa ficou decidido atuar na redução o consumo eléctrico da empresa.

Neste sentido, pretende-se fazer um estudo de viabilidade para a substituição do sistema de iluminação em todas as unidades, assim como a montagem de um sistema de energia solar fotovoltaica.

Contribuindo para estes objetivos, fez-se um programa simulador da unidade de produção de energia para autoconsumo (painéis fotovoltaicos), bem como um estudo sobre baterias de ião-lítio e a sua possível introdução na unidade de produção de energia.

Devido a este trabalho foi possível concluir que tanto a unidade de produção fotovoltaica, como a substituição da iluminação são projetos economicamente viáveis enquanto que as Baterias de Ião-Lítio não são um investimento aconselhável.

A substituição da iluminação consegue reduzir cerca de 6% do consumo total da empresa sendo que existe o potencial de chegar a cerca de 8%. Enquanto que os dois cenários estudados no projeto fotovoltaicos conseguem uma redução de cerca 13% e 37% do consumo eléctrico na unidade estudada.

Palavras-chave: Consumo Energético, Painel Fotovoltaico, LED, Bateria, Ião-Lítio

Abstract

This Thesis presents the work done during six months, in the scope of GALP 202020 Project, which results from the cooperation between GALP Energy, Técnico Lisboa and Grupo Montalva.

Grupo Montalva is a prestigious Portuguese industrial group that works in the meat transformation sector, constituted by several units in different regions of Portugal. Over the last few years, they have been waging intensely in a strategy of energy rationalization, with this being their second participation in the GALP 202020 Project.

The main energy consuming sectors are the cold production, illumination and electric equipments and the vapour production. After recent measures in the rationalization of the refrigeration systems, the company is now working on reducing its electric consumption.

Thus, it is created a viability study for the substitution of the current illumination as well as the introduction of a photovoltaic system for self-consumption.

Contributing to these objectives, both a simulator program for the energy production system and a study about lithium batteries and its potential introduction is made.

Due to this project it is possible to conclude that both the energy production unit and the illumination substitution projects are economically viable. The third project, the Lithium-Ion batteries are not an advisable investment in the current state of its (still developing) technology.

The substitution of the illumination can reduce the total electric consumption in all the 6 units belonging to Group Montalva in 6%, having the potential to reach around 8%. In the two different scenarios studied of the PV project, the energy reductions are around 13% and 37% of the electric consumption in the Montijo unit.

Keywords: Energy Efficiency, Consumption, Illumination, LED, Photovoltaic Panel, Lithium-ion Battery

Conteúdo

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Figuras	xv
Lista de Símbolos	xvii
Glossário	xix
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Estrutura da Tese	2
2 Caracterização da Empresa	3
2.1 Caracterização de Iluminação	3
2.2 Caracterização de Consumo Eléctrico	6
3 Enquadramento	10
3.1 Iluminação LED	10
3.1.1 Modelos LED	10
3.1.2 Impacto Ambiental	12
3.2 Sistema Fotovoltaico	15
3.2.1 Modelo Matemático - Radiação Solar	15
3.2.2 Enquadramento Legal	19
3.2.3 Tecnologia Fotovoltaica	22
3.2.4 Estudo Mercado	29
3.2.5 Layout e Performance	30
3.2.6 Impacto Ambiental	34
3.3 Bateria Ião-Lítio	40
3.3.1 Parâmetros de Carregamento	40
3.3.2 A Bateria Ião-Lítio	41
3.3.3 Modelação de Bateria Ião-Lítio	42

4 Metodologia	44
4.1 Cenário 1 - Sistema Fotovoltaico	44
4.2 Cenário 2 - Sistema Fotovoltaico	47
5 Resultados	49
5.1 Iluminação	49
5.1.1 Unidade Montijo-Montalva	49
5.1.2 Grupo Montalva	52
5.2 Painéis Fotovoltaicos	56
5.2.1 Cenário 1	56
5.2.2 Cenário 2	57
5.3 Baterias	59
6 Conclusão	61
6.1 Considerações Finais	61
6.2 Trabalho Futuro	62
6.3 Realizações Pessoais	62
Bibliografia	65
A Tabelas e Figuras	67
B Technical Datasheets	85
B.1 Datasheet Iluminação	85
B.2 Sistema PV	96

Lista de Tabelas

2.1	Modelos de Lâmpadas-Luminosidade-Grupos	5
2.2	Distribuição da iluminação por unidades [Versão detalhada no anexo A - pág.67]	5
2.3	Número de lâmpadas com baixa taxa de utilização por unidade	5
2.4	Consumo anual em iluminação por unidade	6
2.5	Consumo Mensal - Unidade Montijo - Montalva	9
3.1	Tabela de substituições de lâmpadas Retrofit [1][2]	11
3.2	Tabela de substituições de lâmpadas Luminárias [2][3]	11
3.3	Resultados energéticos de lâmpadas Retrofit na unidade Montijo-Montalva (kWh/ano)	12
3.4	Resultados energéticos anuais de lâmpadas Retrofit (kWh/ano)	12
3.5	Resultados energéticos de Luminárias na unidade Montijo-Montalva (kWh/ano)	13
3.6	Resultados energéticos anuais de Luminárias em kWh/ano	14
3.7	Fatores de clima	18
3.8	Valores de Reflectividade do solo	18
3.9	Impacto da variação da inclinação na Radiação Incidente (kWh/mês) - Resultados Matlab	31
3.10	Ângulo de inclinação ideal - Resultados Matlab	31
3.11	Impacto da variação da orientação na Radiação Incidente (kWh/mês) - Resultados Matlab	31
3.12	Variação da Radiação Incidente com a orientação da instalação em diferentes períodos diários (kWh/ano)	32
3.13	Inclinação e orientação que permitem a máxima produção anual de energia na respectiva hora	32
3.14	Lista de estudos sobre o custo energético na construção de Painéis PV e os seus resultados	36
4.1	Subsecções do telhado e áreas disponíveis para instalação	45
4.2	Espaçamento necessário para uma instalação com inclinação de 35°	46
4.3	Radiação Incidente num painel com 7.8° de inclinação orientado 10° para Este	46
4.4	Sub-áreas e número de painéis PV por área	47
5.1	Investimento - Iluminação unidade Montijo-Montalva	50
5.2	Receitas anuais - Iluminação unidade Montijo-Montalva	50
5.3	PBT-Iluminação unidade Montijo-Montalva	51
5.4	Investimento - Iluminação Grupo Montalva	52

5.5	Receitas anuais - Iluminação Grupo Montalva	52
5.6	Unidade Montijo-Montalva - Estudo de taxa de utilização	54
5.7	Impacto do projeto em taxas de utilização superiores a duas horas por dia	54
5.8	Impacto do projeto em taxas de utilização superiores a quatro horas por dia	54
5.9	Cenário 1 - Investimento	56
5.10	Cenário 1 - Receitas anuais	57
5.11	Cenário 1 - PBT	57
5.12	Cenário 2 - Investimento	58
5.13	Cenário 2 - Receitas	58
5.14	Cenário 2 - PBT	58
5.15	Estudo de viabilidade económica de baterias	59
5.16	Estudo de viabilidade económica de baterias	60
6.1	Resultados obtidos do estudo da substituição da iluminação	61
6.2	Resultados dos cenários estudados dos painéis PV	62
A.1	Distribuição de Lâmpadas	68

Lista de Figuras

2.1	Curvas do valor médio do consumo eléctrico presente na unidade Montijo-Montalva no fim-de-semana	6
2.2	Curva do valor médio do consumo eléctrico presente na unidade Montijo-Montalva nos dias de trabalho semanais	7
2.3	Variação anual do consumo eléctrico aos Sábados na unidade Montijo-Montalva	7
2.4	Variação anual do consumo eléctrico aos Domingos na unidade Montijo-Montalva	8
2.5	Variação anual do consumo eléctrico nos dias úteis na unidade Montijo-Montalva	9
3.1	Impacto de resultados de lâmpadas Retrofit entre unidades	13
3.2	Impacto de resultados referentes à substituição por Luminárias entre unidades	14
3.3	Variação da radiação incidente com o ângulo de incidência	15
3.4	Ângulo de declinação	16
3.5	Evolução de eficiência nas tecnologias de painéis PV - Imagem retirada de NREL	25
3.6	Esquema do cálculo de espaçamento	33
3.7	Ciclo de vida dos painéis PV (imagem retirada de [23])	35
3.8	Materiais usados na construção de painéis PV (imagem adaptada de [23])	35
3.9	Distribuição do consumo energético de sistemas PV - Si (imagem adaptada de [23])	36
3.10	Comparação do EPBT de quatro principais tipos de painéis PV (imagem adaptada de [23])	37
3.11	Comparação do EPBT de diferentes componentes (imagem adaptada de [23])	38
3.12	Massa equivalente de CO ₂ por unidade de energia utilizado na construção dos quatro principais tipos de PV (imagem adaptada de [23])	38
3.13	Emissões de NOx por unidade de energia utilizada na construção (imagem adaptada de [23])	39
3.14	Emissões de SO ₂ por unidade de energia utilizada na construção (imagem adaptada de [23])	39
3.15	Ciclo de Bateria - 6 ^a -feira-Sábado-Domingo-2 ^a -feira	43
4.1	Resultados de simulação de energia eléctrica produzida com um painel (inclinação de 35°) para o dia 21 Junho	44
4.2	Energia eléctrica produzida por 3110 painéis com 35°, o necessário para atingir a linha média de consumo de verão Montijo-Montalva	45

4.3	Planta da unidade Montijo-Montalva dividida em 8 sub-áreas úteis para instalação	45
4.4	Variação anual do consumo eléctrico nos dias úteis na unidade Montijo-Montalva	46
4.5	Variação anual do consumo eléctrico nos dias úteis na unidade Montijo-Montalva	47
5.1	PBT - Representação dos <i>Cashflows</i> anuais	51
5.2	Investimento em luminárias LED entre unidades	52
5.3	PBT - Grupo Montalva	53
5.4	Comparação de PBT	55
5.5	Cenário 1 - Previsão das Receitas Financeiras mensais e anual	57
5.6	Cenário 1 - PBT - Investimento, Receitas anuais e <i>Cashflows</i> acumulados	57
5.7	Cenário 2 - Previsão das Receitas Financeiras mensais e anual	58
5.8	Cenário 2- PBT - Investimento, Receitas anuais e <i>Cashflows</i> acumulados	59
5.9	<i>Cashflows</i> acumulados de baterias associadas a sistemas fotovoltaicos não isolados . .	60

Lista de Símbolos

Simbolos gregos

α	Ângulo de Altitude
β	Inclinação do Painel Fotovoltaico
δ	Ângulo de declinação
η	Eficiência
γ	Ângulo Azimutal - Orientação
γ_s	Ângulo Azimutal Solar
ω	Ângulo de hora solar
ϕ	Latitude
ρ	Reflectividade do solo
τ	Transmissividade do céu
θ	Ângulo de Incidência

Simbolos romanos

(a_0, a_1)

(a_0^*, a_1^*, k^*)

(r_0, r_1, r_k)

A Altitude

C Fator de céu difuso

C_{UPAC} Compensação a pagar

E Energia

ET Equação de Tempo

H_0 Radiação Incidente por unidade de tempo

H_n	Irradiação Extraterrestre
IT	Ângulo de Inclinação do local estudado
K	Rendimento de componente especificado no subscrito
K_t	Coeficiente de Ponderação
L	Altura do painel em relação ao solo
l	Longitude
$OMIE$	Valor resultante da média aritmética simples dos preços de mercado
P	Potência
R	Remuneração da venda de energia
S_c	Constante Solar
SS	Hora de pôr e nascer do sol
ts	Tempo Solar
V_{Cieg}	Valor que permite recuperar os CIEG da respectiva UPAC
X'_1	Componente de sombreamento do painel fotovoltaico no referencial paralelo à inclinação do terreno
X'_2	Componente de sombreamento posterior ao painel fotovoltaico no referencial paralelo à inclinação do terreno
X_{ok}	Comprimento da zona de sombreamento do painel fotovoltaico no referencial horizontal

Subscritos

τ	Referente à radiação direta
<i>Difuso</i>	Referente à radiação difusa
h	Períodos Horários
i	Parcelas i do CIEG
INV	Referente ao inversor
<i>local</i>	Referente ao local estudado
LST	Referente a hora local definida
m	Mês m do ano
<i>meridiano</i>	Referente ao meridiano de referência
n	Dia n do ano
<i>Reflectido</i>	Referente à radiação reflectida

Glossário

BSOC	Estado de Carga da Bateria (Battery State of Charge)
CIEG	Custo de Interesse Económico Geral
CIGS	Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (Copper Indium Gallium Selenide)
CIS	CIGS sem a componente de Gálio
CdTe	Telureto de Cádmio
EPBT	Período de Retorno Energético (Energy Pay-Back Time)
ERSE	Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
GHG	Gases de Efeito de Estufa (Greenhouse Gas)
LED	Light Emitting Diode
MPP	Sistema de controlo de painéis fotovoltaicos para funcionar em potência máxima (Maximum Power Point)
OPV	Fotovoltaico orgânico (Organic PV)
PBT	Período de Retorno de Investimento (Payback Time)
PD	Profundidade de Descarga
PV	Fotovoltaico (Photovoltaic)
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
Si	Silício
UPAC	Unidade de Produção para Auto Consumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
UP	Unidade de Produção

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A eficiência energética constitui uma área de particular relevância em Portugal, atendendo aos seus principais benefícios, como a poupança de energia e redução de emissões. O principal motivo para o desenvolvimento desta indústria tem sido a necessidade de, em todos os países, melhorar rapidamente os métodos de produção para alternativas mais “limpas”.

Por outro lado, a eficiência energética pode gerar uma variedade de outros impactos, na medida em que está intrinsecamente ligada ao aumento de competitividade, contribui para reduzir despesas e cria um mercado interno de tecnologias eficientes, o que suporta o desenvolvimento de tecnologia neste campo.

Todos estes contributos fazem com que neste mercado tenha existido um crescimento, no qual Portugal e em particularmente a empresa Grupo Montalva pode encontrar uma oportunidade de desenvolver e potenciar a sua indústria.

No estágio enquadrado nesta dissertação, o principal foco é o consumo de eletricidade, procurando-se atuar tanto na sua redução, como na procura de uma fonte de energia adicional. As soluções encontradas foram, respetivamente, a substituição do sistema de iluminação e a instalação de painéis fotovoltaicos (PV).

Assim, a principal motivação deste trabalho será a aplicação de conceitos e mecanismos de Gestão de Energia absorvidos ao longo do Mestrado em Engenharia Mecânica, aliado a uma primeira experiência empresarial, com aplicações reais, fora dos limites da Faculdade.

1.2 Objetivos

O principal objectivo deste trabalho é o estudo de medidas de redução do consumo energético nas unidades de produção pertencentes ao Grupo Montalva. Sendo a principal fonte de custos energéticos o consumo eléctrico, pretendeu-se atuar e reduzir este tipo de consumo através de duas medidas principais:

- Substituição da iluminação atual por iluminação LED;
- Instalação de unidades de produção de energia para autoconsumo.

Foi proposto ainda um segundo objectivo: estudo da implementação de um sistema de armazenamento baseado em Baterias de Ião-Lítio e o seu impacto em sistemas de produção fotovoltaica.

Para além do impacto no consumo eléctrico, cada uma das medidas e objetivos estudados será alvo de uma análise económica, de maneira a perceber a sua viabilidade.

De forma a conseguir reproduzir a produção de painéis fotovoltaicos, foi estabelecido ainda o objetivo de criar um programa que conseguisse reproduzir o seu impacto.

1.3 Estrutura da Tese

A presente dissertação, é constituída por cinco capítulos.

No capítulo 1, procede-se à apresentação de um breve enquadramento do tema, enunciando os objetivos e motivações que levaram à sua realização.

No capítulo 2, são apresentadas as características do consumo eléctrico da empresa, nomeadamente o consumo referente à iluminação nas seis unidades estudadas e também o comportamento do consumo eléctrico da unidade Montijo-Montalva, onde será projetado a unidade de produção de energia.

No capítulo 3, são explicados os processos e conceitos na base das três medidas propostas (Iluminação, Unidade Produção de Energia e Gestão Energética com Baterias), assim como o processo de cálculo utilizado pela ferramenta criada em *Matlab*. São ainda apresentadas perspectivas ambientais das mesmas medidas.

No capítulo 4, é explicado a decisão do Layout na medida da unidade de produção de energia.

No capítulo 5, são apresentados os resultados económicos obtidos a partir das medidas propostas. São também comparados diferentes cenários para cada medida.

No capítulo final, é feita uma conclusão do projeto realizado. É também realizado um exercício crítico sobre o trabalho futuro e possíveis melhorias a concretizar.

Capítulo 2

Caracterização da Empresa

A empresa Montalva – Alimentação, S.A. iniciou a sua atividade no sector da pecuária a 11 Novembro de 1900. Atualmente está envolvida na totalidade do ciclo de vida dos seus produtos, desde criação até à transformação e distribuição.

A qualidade e a constante inovação dos seus produtos permitiram-lhe ser, durante quase 50 anos, líder de mercado com quotas muito elevadas e uma concorrência fragmentada e pouco poderosa.

A preocupação em fabricar produtos de elevada qualidade tem levado à realização de significativos investimentos, quer em equipamentos e sistemas de controlo, quer em infraestruturas produtivas, garantido desde cedo várias certificações a nível europeu.

Recentemente têm sido efetuados investimentos de adequação das infraestruturas e dos equipamentos às novas necessidades de produção. Existe também investimento na aquisição de equipamentos novos para substituição de equipamentos obsoletos.

Os sistemas de frio foram alvo de um processo de optimização em anos anteriores pelo que, após uma reunião inicial, foi decidido que o principal foco deste trabalho seria a atuação no consumo eléctrico.

2.1 Caracterização de Iluminação

O objectivo apresentado no inicio do estágio consistia no melhoramento do consumo eléctrico. Sendo que iluminação utilizada na empresa apresenta cerca de 10% do consumo eléctrico total, foi decidido atuar neste sector através da substituição das lâmpadas atuais por lâmpadas de tecnologia mais recente (LED's), com menor consumo mas que permitissem continuar com a mesma qualidade/quantidade de luz.

É necessário começar por uma recolha de dados para a caracterização das condições atuais da empresa. Opta-se por fazer uma análise dos dados referentes ao atual inventário de iluminação e o seu modo de utilização em cada unidade.

A recolha de dados foi realizada em seis unidades:

- Montijo-Montalva - Unidade de processamento de grandes dimensões, responsável por varias etapas de processamento de carnes;
- Propago - Unidade processamento;
- Mação - Unidade responsável por processos de cura / presuntos;
- Montebravo - Unidade processamento de grandes dimensões;
- Santacarnes - Unidade de Criação animal;
- Milharado - Unidade hibrida de grandes dimensões, onde ocorre o abate e processamento de carne;

Adicionado ao modelo e quantidade de lâmpadas disponíveis por divisão, é também apresentado o valor da Potência Nominal e da Potência Real, assim como o número de horas de funcionamento por dia e o número de dias de funcionamento por ano.

De notar uma fragilidade na auditoria: a ausência da informação referente a quais os dias em que cada lâmpada é utilizada, assim como em que horas. Deste modo, a única maneira de avançar com o estudo do projeto é assumir o valor da média do preço de tarifas. As aproximações referentes a esta ausência serão explicadas ao longo deste trabalho.

O tratamento de dados é realizado para cada unidade em separado, terminando depois com uma visão global do conjunto das seis unidades. Agrupam-se as lâmpadas atuais em grupos limitados por tamanho/forma e fluxo luminoso emitida. Para tal, é feita uma pesquisa e recolha de *Datasheets* de cada modelo. Desta maneira torna-se mais simples encontrar diferentes tipos de modelos de lâmpadas atuais com modelos substitutos em comum. Na tabela seguinte, apresentam-se quatro grupos da lâmpadas identificados pelo nível de fluxo luminoso nos seus constituintes: o grupo A, onde não se encontram dados suficientes e sem nenhuma similaridade importante entre os seus constituintes; o Grupo B, Lâmpadas tubulares curtas de baixo consumo; o Grupo C, lâmpadas tubulares de consumo intermédio; o Grupo D, com maior consumo e lâmpadas tubulares maiores.

Modelo	Lumens/lâmpada	Grupo	Modelo	Lumens/Lâmpada	Grupo
Campânula 400W	---	A	Armadura dupla T5 2x28W	2700	C
E14 40W	---	A	Armadura dupla T8 2x36W	2500	C
E27 60W	---	A	Armadura simples T8 1x36W	2500	C
Plafond quadrado 18W	---	A	Armadura T8 4x36W	2500	C
Projector 300W halog.	---	A	Armaduradupla T5 2x35W	3650	C
Projector 400W	---	B	Armadura dupla T10 2x65W	4780	D
Armadura dupla T10 2x20W	1000	B	Armadura dupla T10 1x65W	4780	D
Armadura dupla T8 2x18W	1200	B	Armadura dupla T5 2x49W	4900	D
Armadura simples T10 1x20W	1000	B	Armadura dupla T8 2x58W	4600	D
Armadura simples T8 1x18W	1200	B	Armadura simples T8 1x58W	4600	D
Armadura T8 4x18W	1200	B			

Tabela 2.1: Modelos de Lâmpadas-Luminosidade-Grupos

De facto, nota-se que existem modelos exclusivos a algumas unidades. Abaixo está representada a sua distribuição em cada uma das unidades do Grupo Montalva.

Lâmpadas	Montalva	Propago	Mação	Montebravo	Santacarnes	Milharado
T10 65W	649					
T8 57W	996	211	12	607	645	1336
T5 49W		26				
T8 36W	179	7	190	14	117	284
T5 35W	246					
T5 28W		4				
T10 20W	16					
T8 18W	1180	52	286		16	4
Campânula 400W				192		
E14 40W				8		
E27 60W					2	
Plafond Quadrado						2
Projector 300W halog.						5
Projector 400W				27		

Tabela 2.2: Distribuição da iluminação por unidades [Versão detalhada no anexo A - pág.67]

Distinguem-se ainda lâmpadas com diferentes ritmos de utilização e referenciam-se as que têm utilizações inferiores a duas e quatro horas. Faz-se isto com o intuito de estudar a diferença de Investimento quando se excluem as lâmpadas dos grupos referenciados.

Montalva		Propago		Mação		Montebravo		Santacarnes		Milharado	
<2H	<4H	<2H	<4H	<2H	<4H	<2H	<4H	<2H	<4H	<2H	<4H
307	368	12	26	270	290	93	164	96	140	104	166

Tabela 2.3: Número de lâmpadas com baixa taxa de utilização por unidade

Concluindo a recolha de dados, apresentam-se de seguida as estimativas consumos de energia anuais em iluminação de cada unidade.

	Montalva	Propago	Mação	Montebravo	Santacarnes	Milharado	Total
Consumo (kWh)	485 164,28	104 035,44	31 180,38	892 102,13	219 515,31	655 536,53	2 387 534,07

Tabela 2.4: Consumo anual em iluminação por unidade

2.2 Caracterização de Consumo Eléctrico

Com o objectivo de estudar e caracterizar as necessidades energéticas da unidade Montijo-Montalva, unidade onde será instalado o sistema FV, é analisado o consumo diário em intervalos de 15 minutos ao longo do ano.

Após um estudo minucioso, são identificados 2 padrões de consumos energéticos: o consumo usado nos dias úteis e o consumo necessário durante o fim-de-semana.

Os dias de fim-de-semana apresentam linhas médias de consumo quase constantes, com pequenas flutuações. Existe uma diferença entre Sábado e Domingo, em que o primeiro tem um consumo ligeiramente superior, como demonstra a figura abaixo.

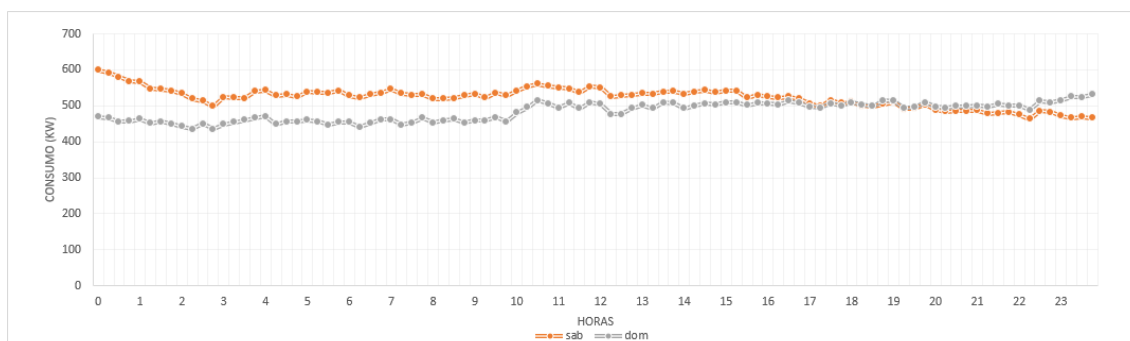


Figura 2.1: Curvas do valor médio do consumo eléctrico presente na unidade Montijo-Montalva no fim-de-semana

Os dias úteis têm um consumo mais complexo. Como representado abaixo, o consumo apresenta-se ao mesmo nível que o de fim-de-semana durante as horas em que a unidade não está em funcionamento. A partir da hora de entrada dos trabalhadores, 7:00h, existe um gradual aumento do consumo até à hora de pausa (9:45h), onde se pode observar uma breve quebra no consumo devido a pausas dos trabalhadores e de máquinas de pr. O mesmo efeito acontece a partir das 12:00h, período de almoço dos funcionários, embora numa escala maior, retomando aos valores regulares após a hora de almoço. O consumo volta a diminuir no final do dia, por volta das 17:00h até as 18:00h, onde estabiliza até ao fim do dia.

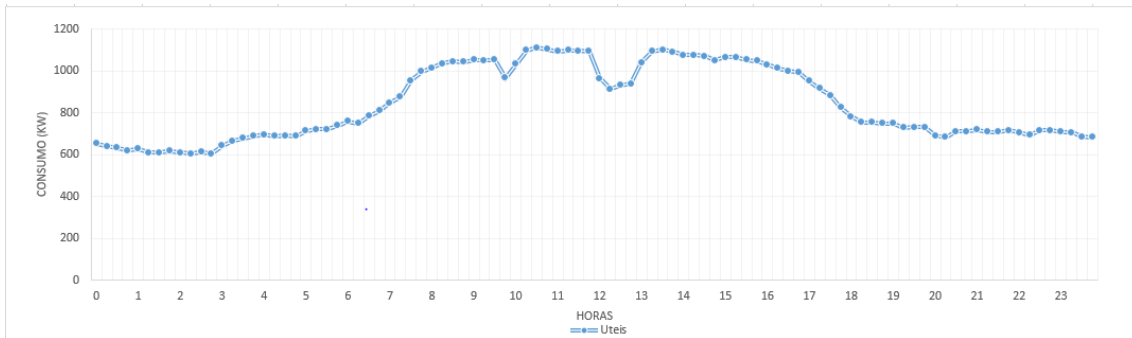


Figura 2.2: Curva do valor médio do consumo eléctrico presente na unidade Montijo-Montalva nos dias de trabalho semanais

Quanto à variação do consumo ao longo do ano, pode-se observar que existem meses onde os consumos no fim-de-semana são superiores, nomeadamente os meses de Junho, Julho e Agosto. Isto acontece devido ao maior gasto energético nas câmaras frigoríficas nos meses veranís, atendendo às temperaturas exteriores mais elevadas. Nestes meses, o consumo diário varia entre os 550 kW e os 700 kW, enquanto que nos meses com menos consumo a variação é apenas entre 350 e 550 kW (Março - Abril). Adicionalmente é possível observar que, nos dias de Sábado, o consumo vai diminuindo ligeiramente, com algumas flutuações.

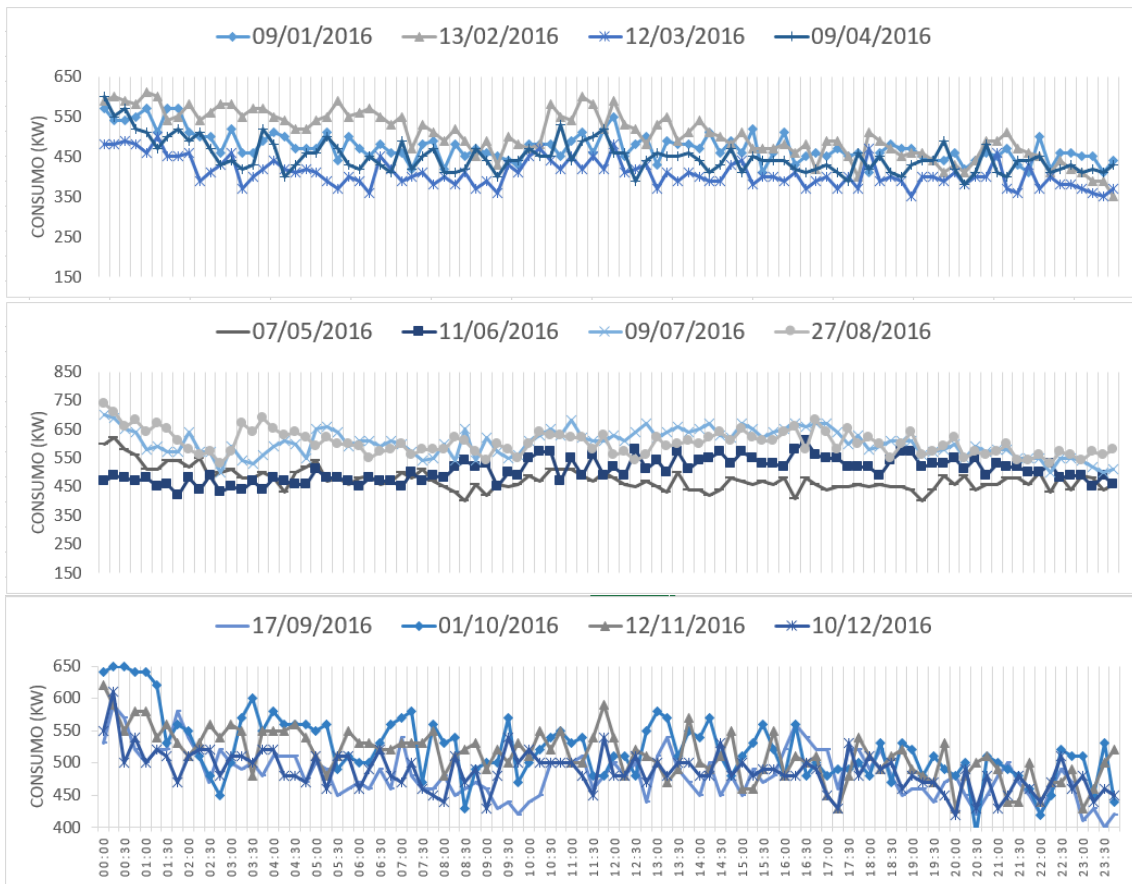


Figura 2.3: Variação anual do consumo eléctrico aos Sábados na unidade Montijo-Montalva

Nos Domingos é observável o aumento de consumo nos mesmos meses acima referidos: Junho,

Julho e Agosto. É também notável a existência de um aumento de consumo a partir das 9:30h em quase todos os meses, sendo a excepção os meses com consumo mais reduzido, nomeadamente os quatro primeiros meses do ano. Nos meses de maior consumo, é observável uma variação entre os 450kW e os 600 kW que aumenta depois das 9:30h para uma variação entre os 500 e os 700 kW. Nos quatro primeiros meses do anos, existe consumo regular com uma variação entre os 350 e 500 kW durante todo o dia. No resto dos meses, o consumo acontece entre os 350 e os 500 kW, existindo um aumento para os 450 - 500 kW após a hora anteriormente referida.

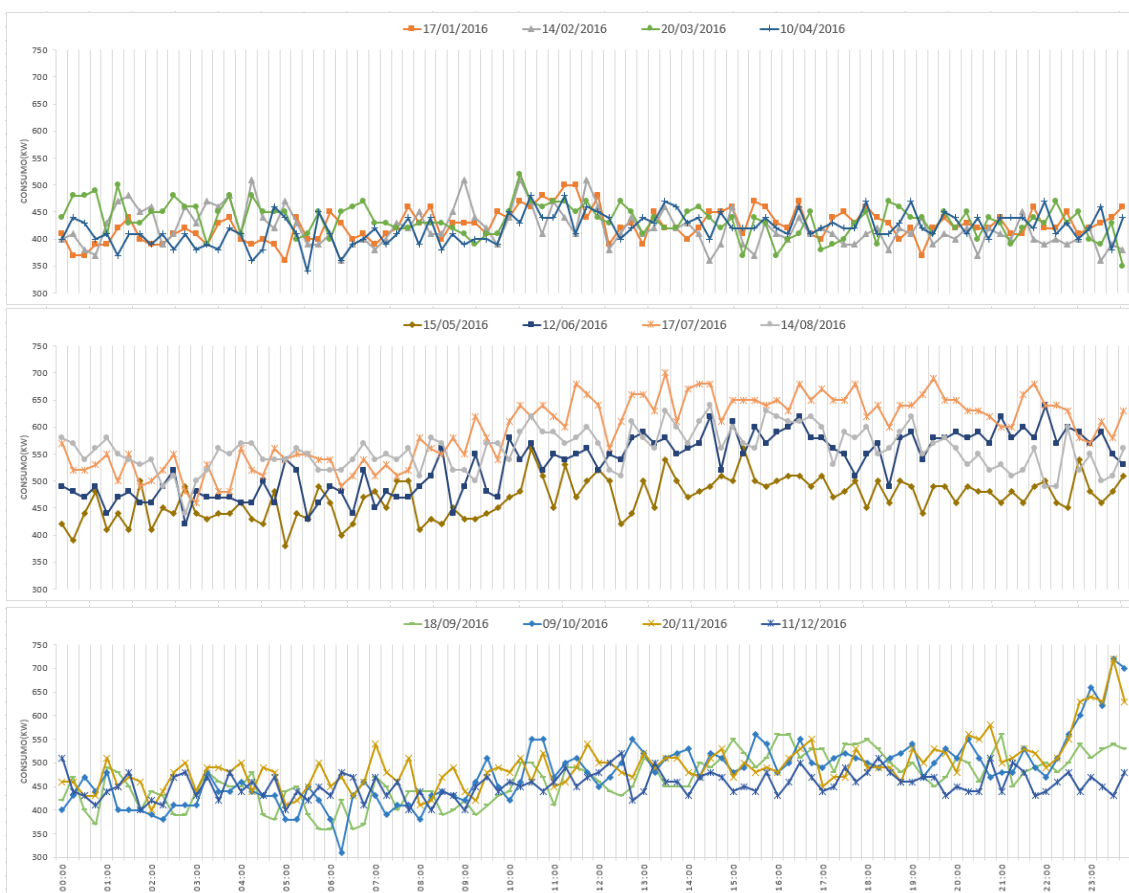


Figura 2.4: Variação anual do consumo eléctrico aos Domingos na unidade Montijo-Montalva

Em relação aos dias úteis da semana, existe uma sintonia em relação ao que é observado nos fins-de-semana. O consumo segue sempre a mesma tendência descrita no início deste capítulo, ao longo do ano. Nos meses de Junho, Julho, Agosto e até Setembro é possível observar um consumo mais elevado que nos restantes.

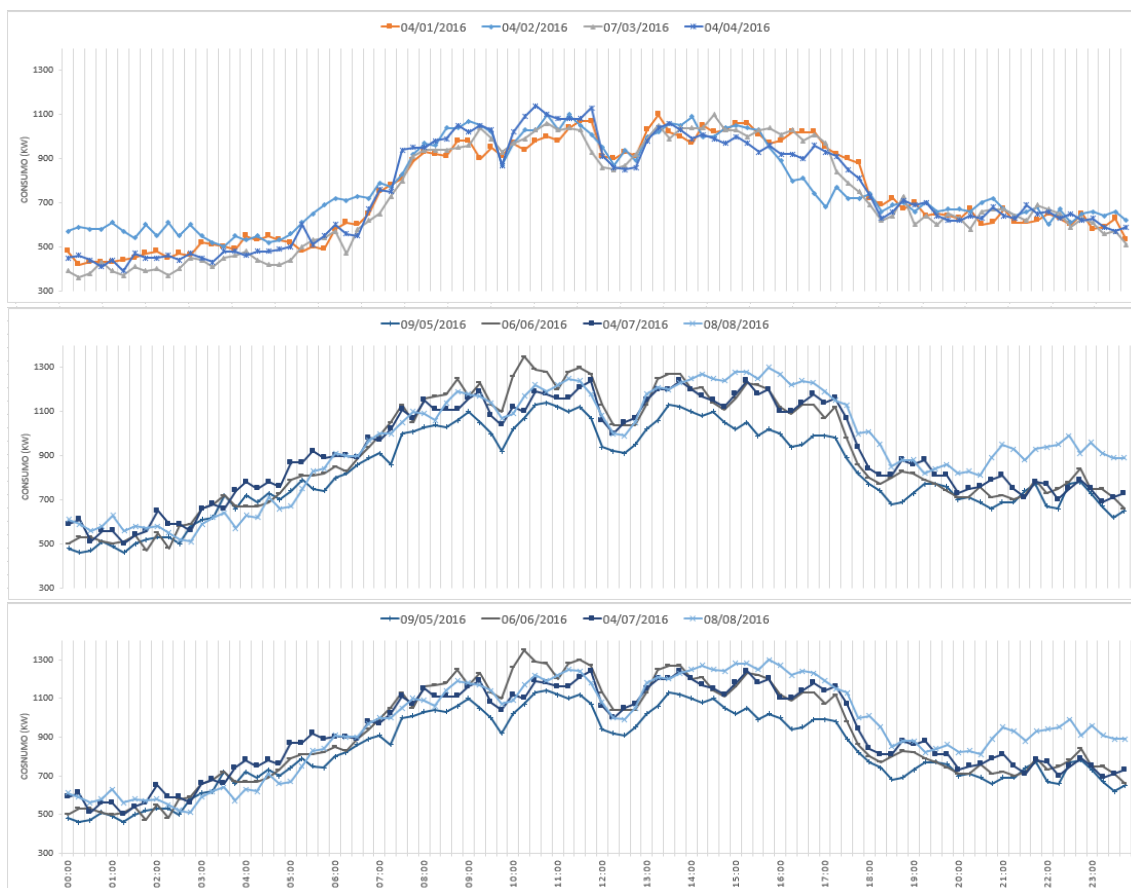


Figura 2.5: Variação anual do consumo eléctrico nos dias úteis na unidade Montijo-Montalva

Tendo em conta as características do consumo da unidade, conclui-se que a variação do consumo ao longo do ano se deve a sistemas auxiliares, sendo que o consumo aumenta nos dias em que a unidade não está em funcionamento. Tal como explicado anteriormente, este fenómeno ocorre, principalmente, devido ao aumento de temperatura que, por sua vez, aumenta a necessidade de sistemas de refrigeração.

Opta-se por projetar o sistema fotovoltaico para conseguir poupar o máximo de energia durante o consumo de Verão (consumo máximo), apesar de a produção exceder a energia necessária durante o fim de semana.

Um segundo cenário é também estudado, onde se opta por delimitar a produção desejada pelo consumo nos fins-de-semana, o que resulta em menos energia produzida mas com a vantagem de não exceder nunca a energia necessária sendo assim possível a instalação do sistema sem a ligação à RESP para a venda de excesso de energia. Este segundo cenário tem o objectivo de conseguir Períodos de Retorno Investimento (PBT - Payback Time) mais rápidos e Investimento menor.

Montalva Montijo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Consumo (kWh)	498 130,00	440 195,00	480 092,50	492 300,00	548 487,50	572 400,00	633 737,50	626 425,00	599 587,50	602 575,00	551 967,50	490 467,50	6 536 365,00

Tabela 2.5: Consumo Mensal - Unidade Montijo - Montalva

Capítulo 3

Enquadramento

3.1 Iluminação LED

3.1.1 Modelos LED

Para garantir que a quantidade de luz se mantém, recorre-se aos *Datasheets* para se obter os valores de luminosidade (unidade: Lumens) de cada modelo para encontrar os respectivos substitutos.

Na pesquisa de dados dos modelos atuais, é assumido que todos os modelos são da marca Philips. Isto por dois motivos: primeiro por ser uma das marcas com mais cota de mercado; segundo, por ser das marcas com mais informação e com fácil acesso de informação de modelos.

De notar que, o mesmo modelo de diferentes marcas tem certas diferenças, quer no preço quer na deterioração da qualidade de luz ao longo do tempo. No entanto, serão sempre valores de luminosidade/consumo iniciais bastante semelhantes pelo que a simplificação não se mostra relevante na pesquisa do seu substituto.

Fez-se uma pesquisa dos modelos LED substitutos, ou seja, com uma produção de fluxo luminoso equivalente. Desta forma encontraram-se duas soluções: substituir diretamente cada lâmpada atual por uma lâmpada LED Retrofit; ou substituir armações completas por Luminárias LED.

As lâmpadas LED Retrofit são lâmpadas geralmente mais baratas e com uma instalação fácil. São a solução que mais facilmente substitui as lâmpadas menos eficientes. É a escolha mais interessante nos casos em que a empresa está satisfeita com a distribuição atual da iluminação e se desejar evitar uma interrupção das operações de trabalho. Tem a desvantagem de ter menos eficácia luminosa.

A solução das Luminárias LED acaba por ser uma maior revolução e abre uma oportunidade de instalação de mais tecnologias de controlo. Normalmente têm garantias e esperanças de vida maiores, sendo uma opção mais vantajosa quando na iluminação atual existem casos de material danificado.

Na página a seguir estão representadas as tabelas de substituição dos dois cenários estudados. É notório que os modelos da Classe A permaneceram constantes devido à dificuldade encontrada na pesquisa de substitutos para alguns modelos desta classe e por não se incluírem na dualidade Retrofit/Luminária das outras duas opções. Enquanto que as lâmpadas Retrofit substituem as iniciais com rácio de substituição de lâmpadas de 1/1, as Luminárias substituem a armação inteira, o que

resulta em casos 1/1, 1/2 ou até 1/4 (Coreline Panel). Também é importante destacar que as lâmpadas Retrofit apresentam consumos menores ou iguais às Luminárias em todos os casos de substituição em armaduras simples e o oposto ocorre na maioria das armaduras de múltiplas lâmpadas.

Original	LED	Original	LED
Campânula 400W	Campânula 198W	Armadura dupla T5 2x28W	T8 20W
E14 40W	E14 6W	Armadura dupla T8 2x36W	
E27 60W	E27 6W	Armadura simples T8 1x36W	
Plafond quadrado 18W	Plafond LED	Armadura T8 4x36W	T8 25W
Projector 300W halog.	Proj. 49S 56W	Armadura dupla T5 2x35W	
Projector 400W	Proj. 49S 56W	Armadura dupla T10 2x65W	
Armadura dupla T10 2x20W		Armadura dupla T10 1x65W	
Armadura dupla T8 2x18W	T8 10W	Armadura dupla T5 2x49W	
Armadura simples T10 1x20W		Armadura dupla T8 2x58W	
Armadura simples T8 1x18W		Armadura simples T8 1x58W	
Armadura T8 4x18W			

Tabela 3.1: Tabela de substituições de lâmpadas Retrofit [1][2]

Original	LED	Original	LED
Campânula 400W	Campânula 198W	Armadura simples T8 1x36W	Coreline 20W
E14 40W	E14 6W	Armadura Simples T8 1x58W	Coreline 29W
E27 60W	E27 6W	Armadura Simples T10 1x65W	
Plafond quadrado 18W	Plafond LED	Armadura dupla T5 2x28W	Coreline 38W
Projector 300W halog.	Proj. 49S 56W	Armadura dupla T8 2x36W	
Projector 400W		Armadura T8 4x35W	
Armadura dupla T10 2x20W		Armadura dupla T10 2x65W	Coreline 57W
Armadura dupla T8 2x18W	Coreline 17W	Armadura dupla T5 2x35W	
Armadura simples T10 1x20W		Armadura dupla T5 2x49W	
Armadura simples T8 1x18W		Armadura dupla T8 2x58W	
Armadura T8 4x18W	Coreline Panel		

Tabela 3.2: Tabela de substituições de lâmpadas Luminárias [2][3]

3.1.2 Impacto Ambiental

Devido ao facto de este trabalho estar inserida num estágio, esta secção é dividida em duas sub-análises: a primeira na unidade Montijo-Montalva, onde ocorreu maioritariamente o estágio; e a segunda, com um carácter geral, estudando as 6 unidades.

Lâmpadas Retrofit

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da substituição na unidade do Montijo, nomeadamente o tipo de lâmpada atual, o consumo energético inicial em kWh/ano, os modelos LED substitutos e o seu consumo:

Tipos de lâmpada	Consumo Energético Inicial	LED	Consumo Esperado
Montalva	485 164,28		205 207,35
Armadura 4x18W	60 386,04	T8 10W	29 172,00
Armadura dupla T10 1x65W	8 286,79	T8 25W	2 771,50
Armadura dupla T10 2x20W	382,72	T8 10W	166,40
Armadura dupla T10 2x65W	98 783,62	T8 25W	33 038,00
Armadura dupla T5 2x35W	39 243,75	T8 25W	24 375,00
Armadura dupla T8 2x36W	22 733,57	T8 20W	10 982,40
Armadura dupla T8 2x58W	238 367,12	T8 25W	89 343,00
Armadura simples T10 1x20W	119,60	T8 10W	59,80
Armadura simples T8 1x36W	43,06	T8 20W	20,80
Armadura simples T8 1x58W	2462,56	T8 25W	923,00

Tabela 3.3: Resultados energéticos de lâmpadas Retrofit na unidade Montijo-Montalva (kWh/ano)

Aplicando esta medida nesta unidade, o consumo total referente à iluminação irá ser reduzido em cerca de 60 % comparativamente com o consumo atual. Segundo os dados indicados pelo Despacho-17313 (2008)[4], será o equivalente a 144,5 t CO2 evitados anualmente.

No caso global, os resultados obtidos foram os seguintes:

Unidades	Consumo Inicial	Consumo Esperado	Numero de Lâmpadas	Consumo Evitado
Montalva	485 164,28	205 207,35	3 266	279 956,93
Propago	104 035,44	56 671,60	300	47 363,84
Mação	31 180,38	17 131,64	488	14 048,74
Montebravo	892 102,13	301 982,08	848	590 120,06
Santacarnes	219 515,31	132 684,31	780	86 831,00
Milharado	655 536,53	241 642,30	1 631	413 894,23
Total	2 387 534,07	955 319,28	7 313	1 432 214,79

Tabela 3.4: Resultados energéticos anuais de lâmpadas Retrofit (kWh/ano)

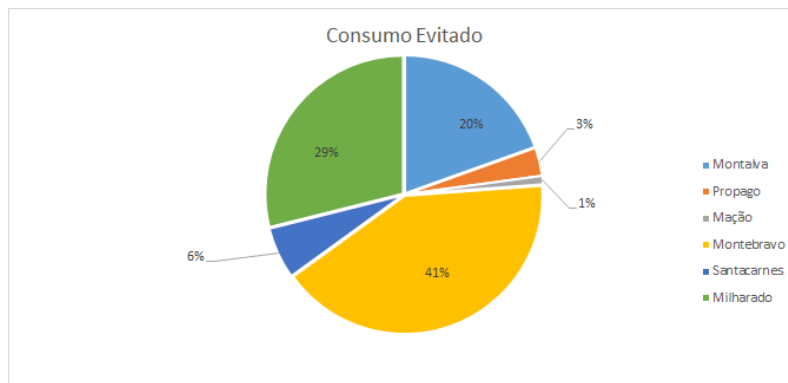


Figura 3.1: Impacto de resultados de lâmpadas Retrofit entre unidades

Nos resultados acima apresentados, é possível destacar a existência de três unidades que têm potencialidades muito superiores para a redução de custos. O conjunto da unidade Montijo-Montalva, Milharado e Montebravo conseguem obter 90% do total da energia evitada. De salientar também que a unidade Montebravo é a que mais poupa em relação ao que consome, conseguindo poupanças de cerca de 66% em relação ao consumo de energia inicial referente à iluminação (Tabela [3.4]). A unidade menos propícia para Investimento seria a unidade Santacarnes, que tem apenas uma redução de cerca de 40% do consumo inicial e apresenta também poucas receitas quando comparada com as acima mencionadas (Tabela [3.4]). No total, a aplicação deste projeto será capaz de reduzir 673,14 t CO₂ e poupar 307,92 tep anualmente.

Lâmpadas Luminárias

Tal como no modelo anterior, na tabela seguinte estão representados o tipo de lâmpada inicial, o consumo energético inicial, os modelos LED substitutos e o seu respectivo consumo:

Tipos de lampada	Consumo Energético Inicial	LED	Consumo Esperado
Montalva	485 164,3		226 528,1
Armadura 4x18W	60 386,0	Coreline Panel	29 901,3
Armadura simples T10 1x65W	8 286,8	Coreline 29W	3 214,9
Armadura dupla T10 2x20W	382,7	Coreline 17W	141,4
Armadura dupla T10 2x65W	98 783,6	Coreline 57W	37 663,3
Armadura dupla T5 2x35W	39 243,8	Coreline 57W	27 787,5
Armadura dupla T8 2x36W	22 733,6	Coreline 38W	10 433,3
Armadura dupla T8 2x58W	238 367,1	Coreline 57W	101 851,0
Armadura simples T10 1x20W	119,6	Coreline 17W	88,4
Armadura simples T8 1x36W	43,1	Coreline 20W	20,8
Armadura simples T8 1x58W	2 462,6	Coreline 29W	1 070,7

Tabela 3.5: Resultados energéticos de Luminárias na unidade Montijo-Montalva (kWh/ano)

A seguir apresenta-se uma tabela com os resultados energéticos da substituição proposta, assim como um gráfico representante do peso de cada unidade:

Unidades	Consumo Inicial	Consumo Esperado	Número Total de Lâmpadas	Consumo Evitado
Montalva	485 164,28	226 528,13	1398	258 636,15
Propago	104 035,44	59 878,84	196	44 156,60
Mação	31 180,38	16 576,54	277	14 603,84
Montebravo	892 102,13	310 486,14	572	581 616,00
Santacarnes	219 515,31	137 957,89	478	81 557,42
Milharado	655 536,53	264 367,20	928	391 169,33
Total	2 387 534,07	1 015 794,74	3849	1 371 739,33

Tabela 3.6: Resultados energéticos anuais de Luminárias em kWh/ano

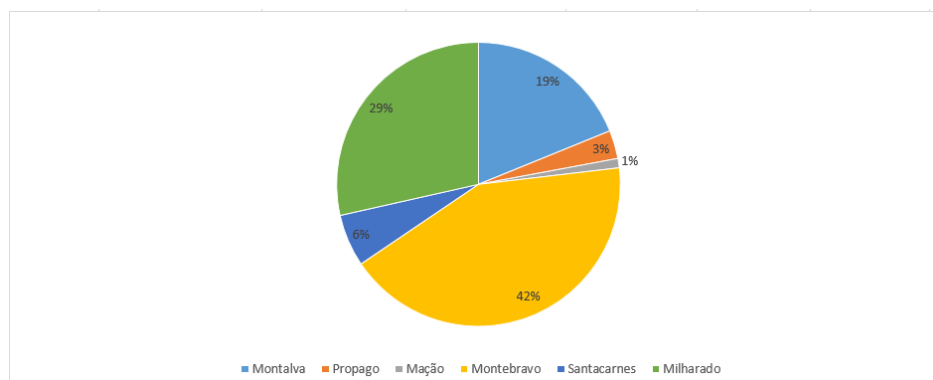


Figura 3.2: Impacto de resultados referentes à substituição por Luminárias entre unidades

O impacto anual da substituição de iluminação por Luminárias LED é de 294,92 teps e 644,71 CO₂ por ano.

Quando se comparam os valores obtidos neste cenário com o anterior, constata-se que ambos têm poupanças relativamente próximas, uma diferença relativa de cerca de 4,2 % no consumo evitado. Esta medida apenas consegue ser melhor em termos de poupanças na unidade Mação. Adicionalmente, é possível reparar que o número de lâmpadas a usar para este cenário é menor. Uma vez que uma Luminária pode substituir uma armação com 2 até 4 lâmpadas, o impacto do fim de vida dos equipamentos deste projeto no ambiente também será menor. Do ponto de vista energético, o cenário Retrofit parece claramente superior. No entanto, as Luminárias têm garantias muito superiores para a empresa, são projetadas para utilização em sistemas exigentes e são resistentes a vapor, o que é uma necessidade em algumas linhas de produção.

Após uma reunião de apresentação e discussão destes mesmos resultados com o Engenheiro responsável, a opção escolhida foi o cenário de substituição por Luminárias LED Philips.

3.2 Sistema Fotovoltaico

3.2.1 Modelo Matemático - Radiação Solar

Devido à necessidade de simular a produção da unidade de produção de energia para autoconsumo, foi elaborado um programa em *Matlab* (Código em anexo A - pág. 69). Adicionalmente, o programa tem outras funcionalidades como o cálculo do equivalente da energia produzida em receitas monetárias, assim como a modelação do comportamento e funcionamento de um sistema de armazenamento com Baterias de lão-Lítio. De seguida, são explicados os conceitos e equações utilizadas pelo programa.

Posição Sol-Superfície

Na modelação da radiação incidente numa determinada unidade de produção de energia fotovoltaica é necessário obter o ângulo entre o sol e a perpendicular dos painéis PV, o ângulo de Incidência [5][6][7][8].

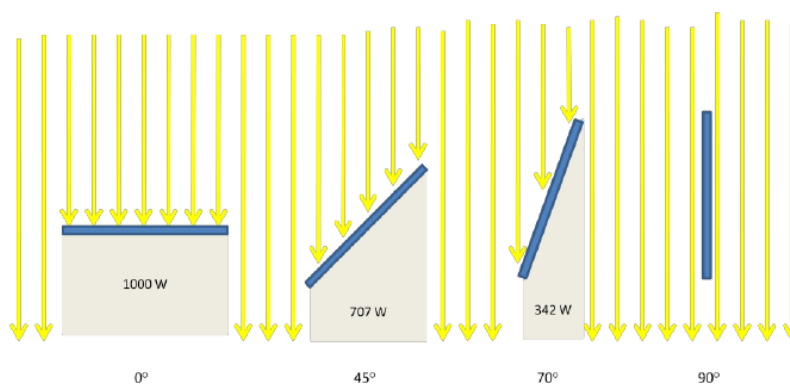


Figura 3.3: Variação da radiação incidente com o ângulo de incidência

Para tal, é necessário primeiro definir algumas características da unidade de produção de energia:

- Latitude (ϕ) e Longitude - Coordenadas geográficas terrestres relativas ao Equador e ao Meridiano de Greenwich, respectivamente;
- Orientação ou ângulo Azimutal (γ)- Direção da perpendicular do painel PV em relação aos pontos cardiais - positivo para Oeste e negativo para Este;
- Inclinação - Ângulo de instalação do painel PV com o solo.

Também é necessário obter a variação do ângulo de declinação, ângulo entre o eixo da terra e o sol. Este ângulo tem a característica de se manter constante durante o dia, pelo que tem uma variação diária. Varia entre $-23,45^\circ$, em Dezembro 21, até $23,45^\circ$ a 21 Junho.

$$\delta = 23,45 \sin(360/365(284 + N)) \quad (3.1)$$

Ângulo de hora solar é a deslocação do sol relativamente ao meridiano devido à rotação da terra. É

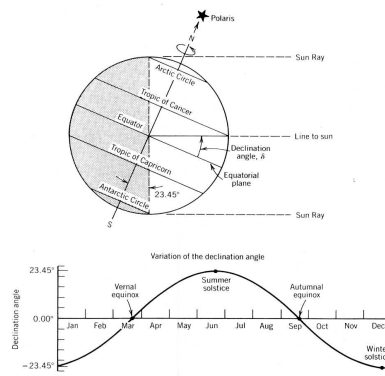


Figura 3.4: Ângulo de declinação

igual a zero no meio dia solar e varia 15 graus por hora. O meio dia solar é o atual momento em que o sol atravessa o meridiano a uma dada localização na terra e é o momento em que o sol está exatamente a meio do trajeto entre o nascer e pôr do sol.

$$\omega = 15^{\circ} \cdot (ts - 12) \quad (3.2)$$

Após obter o ângulo de hora Solar, é possível calcular o valor do Tempo Solar, tempo definido pela posição do sol.

$$ts = tLST + \frac{l_{meridian} - l_{local}}{15} + ET \quad (3.3)$$

$$l_{meridian} = 15(t_{LST} - t_{LST-greenwich}) \quad (3.4)$$

- t LST - Hora Local Padrão
- l meridiano - Longitude de referência do meridiano usado para um fuso horário (positivo para Oeste de Greenwich, negativo para Este) - também chamado meridiano de tempo padrão
- l local - Longitude local

Equação de Tempo - Fator de correção que tem em conta a excentricidade da órbita da terra e da inclinação do eixo da terra.

$$ET = (9,87\sin(2B) - 7,53\cos(B) - 1,5\sin(B))/60[Horas] \quad (3.5)$$

$$B = 360(n - 81)/364[^{\circ}] \quad (3.6)$$

O ângulo de altitude, embora não necessário para calcular o ângulo de incidência, é importante na medida em que tem impacto no estudo da inclinação desejada. Este reflete o ângulo que o sol faz com o plano horizontal:

$$\sin\alpha = \sin\phi\sin\delta + \cos\phi\cos\delta\cos\omega \quad (3.7)$$

O ângulo Azimutal solar é o ângulo que a projeção solar no plano horizontal faz com a linha Norte-Sul:

$$\gamma_s = \frac{\cos(\delta) \times \sin(\omega)}{\cos(\alpha)} \quad (3.8)$$

Após o cálculo dos ângulos mencionados neste capítulo, é possível calcular o ângulo de incidência a partir da seguinte fórmula:

$$\cos\theta = \sin\delta\cos\beta - \sin\delta\cos\phi\sin\beta\cos\gamma + \cos\delta\cos\phi\cos\beta\cos\omega + \cos\delta\sin\phi\sin\beta\cos\gamma\cos\omega + \cos\delta\sin\beta\sin\gamma\sin\omega \quad (3.9)$$

Todos estes dados são calculados pelo programa em intervalos de 15 minutos para cada dia do ano.

Radiação

O valor médio da radiação emitida pelo sol numa superfície normal aos raios solares fora da atmosfera terrestre tem o nome de Constante Solar. Sendo o seu valor:

$$S_c = 1367 \text{ W/m}^2$$

No entanto, a distância entre o sol e a terra varia durante o ano. A irradiação extraterrestre, definida como a quantidade de energia solar por unidade de tempo que incide numa superfície normal, de área unitária, aos raios solares fora da atmosfera no dia "n" do ano é dada por:

$$H_n = S_c \times (1 + 0,034 \times \cos(360 \times n/365, 25)) \quad (3.10)$$

A quantidade de radiação incidente por unidade de tempo numa superfície inclinada é:

$$H_0 = H_n \times \cos(\theta); \quad (3.11)$$

De seguida, calculam-se as horas de pôr e nascer do sol, para que o programa consiga delimitar as horas de produção. Para tal basta verificar as horas em que ângulo de altitude é igual ao ângulo no horizonte, ou seja, a zero. O que resulta em:

$$SS = a \cos(-\tan(\phi) \times \tan(\delta)); \quad (3.12)$$

Onde "SS" é a hora de pôr/nascer do sol. Limitou-se também a produção para ângulos de incidência negativos, sendo que nestes casos o sol está atrás das células FV.

Impacto atmosfera e solo

Para calcular o impacto da atmosfera na radiação usa-se um método empírico que tem como base a expressão:

$$\tau = a_0 + a_1^{-k/\cos(\theta)} \quad (3.13)$$

Para calcular os fatores "a0" e "a1" tem-se em conta a altitude (A) do local desejado e o tipo de clima local. São utilizadas as seguintes fórmulas, concebidas para modelar estes dois fatores:

$$a_0^* = 0,4237 - 0,00821(6 - A)^2 \quad (3.14)$$

$$a_1^* = 0,5055 + 0,00595(5,6 - A)^2 \quad (3.15)$$

$$k^* = 0,2722 + 0,018581(2,5 - A)^2 \quad (3.16)$$

$$r_0 = a_0/a_0^* \quad r_1 = a_1/a_1^* \quad r_k = k/k^* \quad (3.17)$$

Clima	r0	r1	rk
Tropical	0,95	0,98	1,02
Latitude Média - verão	0,97	0,99	1,02
Subartico - verão	0,99	0,99	1,01
Latitude Média - Inverno	1,03	1,01	1,00

Tabela 3.7: Fatores de clima

No caso de painéis inclinados, também se inclui a reflectividade do solo. É utilizado neste caso o valor de 0,2 escolhido para solos do tipo solo seco.

Tipo de solo	Reflectividade	Tipo de solo	Reflectividade
Solo Seco	0,2	Solo Claro	0,3
Pastagem Seca	0,3	Solo Negro	0,1
Areia - Deserto	0,4	Água	0,1
Neve	0,5-0,8	Vegetação	0,2

Tabela 3.8: Valores de Reflectividade do solo

Adicionalmente, introduz-se o fator de céu difuso (C). Por não estar disponível um banco de dados deste parâmetro para Portugal, retiram-se valores mensais de dados obtidos nos EUA para localizações perto do nível do mar.

Finalmente divide-se a energia incidente em componentes difusas, reflectidas e diretas:

$$H_\tau = H_0 * \tau \quad (3.18)$$

$$H_{difuso} = H_n \times \tau \times C \times (1 + \cos(\beta))/2; \quad (3.19)$$

$$H_{reflectido} = \rho \times H_n \times \tau \times (\cos(\alpha) + C) \times (1 - \cos(\beta))/2; \quad (3.20)$$

Energia e Poupanças

Determinada a radiação incidente na unidade de produção de energia, consegue-se agora saber a energia produzida e as receitas obtidas. Calculou-se a energia produzida tendo em conta as seguintes características da instalação:

- Área;
- Eficiência das células PV;
- Outras perdas (ex: inversor, cablagem, perdas por temperatura e controlador MPP);

Compara-se a energia produzida com um ficheiro *Excel* (Ficheiro de Entrada) com o consumo eléctrico da unidade, em intervalos de 15 minutos, ao longo de todo ano.

É calculada a diferença entre a produção e o consumo, multiplicando-se depois pela tarifa.

$$Ganho = \sum (E_{Consumo} - E_{Produzida}) \cdot Tarifa \quad (3.21)$$

Quando a energia produzida é superior, utiliza-se o valor do preço de venda de energia à rede: 90% do preço de mercado grossista do mês anterior.

Assim, o Programa apresenta as receitas tanto da sobreprodução, como do consumo evitado.

3.2.2 Enquadramento Legal

Unidade Produção para Auto Consumo (UPAC)

Produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede eléctrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, adiante designadas por «Unidades de Produção para Autoconsumo» (UPAC).

Unidade de Pequena Produção (UPP)

Produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede eléctrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, adiante designadas por «Unidades de Pequena Produção» (UPP)

Decreto-Lei n.º 153/2014

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro[9] estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, com ou sem ligação à rede eléctrica pública, bem como à produção de eletricidade destinada a ser vendida na sua totalidade à rede eléctrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.

Com efeito, em concretização do disposto no Plano Nacional de Ação para as Renováveis, são reformulados e integrados neste Decreto-Lei os atuais regimes de miniprodução e de microprodução. A pequena produção passa a ter um enquadramento legal único.

As atividades de produção distribuída – de pequena produção e autoconsumo – passam a reger-se por disposições comuns no que respeita ao controlo prévio das mesmas e aos direitos e deveres dos promotores, sendo porém consagradas normas específicas que reconhecem as especificidades que caracterizam cada uma das modalidades de produção.

Este Decreto-Lei estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de electricidade destinada ao consumo na instalação de utilização associada a respectiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

O regime da pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia eléctrica à RESP com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no âmbito do qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, eliminando-se o regime remuneratório geral consagrado nos anteriores regimes jurídicos de miniprodução e de microprodução.

Quando a unidade de produção não está enquadrada no regime remuneratório aplicável à pequena produção, deverá ser objecto de controlo prévio e atribuída remuneração nos termos do regime jurídico da produção de electricidade em regime especial.

Prevê-se ainda a possibilidade do excedente da energia produzida numa unidade de autoconsumo ser vendida a preço de mercado, quando esta esteja ligada à RESP. De referir ainda que a energia produzida em unidades de produção de autoconsumo, com ou sem ligação à RESP, será objecto de medição para efeitos de monitorização do cumprimento dos objetivos assumidos em matéria de utilização de fontes primárias de energia renovável. Por último, cabe assinalar que este diploma centra na Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) a responsabilidade pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção abrangida pelo respectivo regime.

Controlo Prévio: A instalação de uma «Unidade de Produção» (UP) está sujeita a registo prévio e a sua entrada de exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração, excepto os seguintes casos:

- Tratando-se de uma UPAC com potência instalada superior a 1MW, a sua instalação e exploração necessitam de uma licença de produção e licença de exploração, respetivamente;
- A UPAC cuja potência instalada seja superior a 200 W e inferior a 1,5 kW ou cuja a instalação eléctrica não esteja ligada à RESP necessita apenas de comunicação prévia;
- A UPAC cuja potência instalada seja inferior a 200 W está isenta de controlo prévio;

O titular de UPAC, disposto a fornecer energia eléctrica não consumida na instalação e cuja a potência seja igual ou inferior a 1,5 kW, fica sujeito à obtenção do certificado de exploração e registo prévio.

Acesso à Atividade: Pode proceder ao registo todo aquele que cumprir os seguintes requisitos:

- Disponha de uma instalação de utilização de energia eléctrica e, caso esta instalação se encontre ligada à RESP, seja titular de contrato de fornecimento de energia;
- A potência de ligação da UP seja menor ou igual a 100% da potência contratada;
- No caso de UPAC's, a potência instalada não seja superior a duas vezes a potência de ligação;
- No caso de UPP's, a energia consumida na instalação seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela unidade;

- Registo no SERUP e subsequente obtenção de certificado de exploração;
- Sempre que ligado à RESP, o promotor deve proceder à averiguação das condições técnicas de ligação local.

Entidades Instaladoras: Toda e qualquer entidade que se encontre devidamente registada no SERUP, titular de alvará emitido pelo Instituto de Mercados Públicos, do Imobiliário e da Construção (IMPIC, I.P.) para a execução de instalações de produção de eletricidade, detentora de técnico responsável pela execução e que assegure que os equipamentos a instalar sejam certificados.

Deveres do Produtor: Suportar o custo de alterações da ligação eléctrica, assim como o custo associado aos contadores. Entregar à RESP a totalidade da energia fornecida em casos de UPP. Celebrar um seguro de responsabilidade civil e ainda assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados. Em UPAC's com potência superior a 1,5 kW e ligada à RESP, estão sujeitos a pagar a compensação devida, nos 10 primeiros anos, nomeadamente:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (3.22)$$

« $C_{UPAC,m}$ » — A compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;

« P_{UPAC} » — O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;

« $V_{CIEG,t}$ » — O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em euros por kW, apurado no ano « t » nos termos do número seguinte;

« K_t » — O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao « $V_{CIEG,t}$ » tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano « t »;

« t » — O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Onde $V_{CIEG,t}$, referido acima, é calculado com base na seguinte expressão

$$V_{CIEG,t} = \sum (Cieg_i^P(t-n)) + \sum (Cieg_{i,h}^e(t-n) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12}) \quad (3.23)$$

« $Cieg_i^P$ » — Corresponde ao somatório do valor das parcelas « i » do CIEG, medido em euros por kW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano « $t-n$ »[10][11];

« $Cieg_{i,h}^e$ » — Corresponde ao somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários « h » de cada uma das parcelas « i » dos CIEG medido em euros por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos publicados pela ERSE para o ano « t »

-n»[12] ;

«i» — Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;

«h» — Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais;

«t» — Corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Remuneração: A remuneração do valor fornecido à RESP por uma UPAC com capacidade instalada inferior a 1 MW é calculado segundo a seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.24)$$

« $R_{UPAC,m}$ »: A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm', em euros;

« $OMIE_m$ »: O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em euros/kWh;

« $E_{fornecida,m}$ »: A energia fornecida no mês 'm', em kWh;

«m» — O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência

Inspeção Periódica: As UP com potência instalada superior a 1,5 kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas: 10 anos, se a UP tem uma potência inferior a 1 MW; 6 anos, caso contrário.

Taxas: As taxas de registo a pagar pelo proprietário da UPAC:

- <1.5 kW: 30 euros
- 1.5-5 kW: 100 euros
- 5-100 kW: 250 euros
- 100-250 kW: 500 euros
- 250 KW-1 MW: 750 euros

Os custos com as taxas de reinspeção e inspeções periódicas são 30 e 20 %, respectivamente.

3.2.3 Tecnologia Fotovoltaica

Tipo de Células

Os conjuntos de células fotovoltaicas usadas para fazer painéis ou módulos fotovoltaicos são ligadas entre si em série ou paralelo em circuitos ou em série em módulos (aumentando assim a tensão). Células em paralelo aumentam a sua corrente, mas efeitos como o sombreamento podem causar perdas de energia e danos à célula.

As Células fotovoltaicas podem ser classificadas em três grupos:, primeira, segunda e terceira geração. Células de primeira geração são células de Silício cristalino, a tecnologia fotovoltaica predominante que inclui materiais como Silício monocristalino e policristalino[13][14][15];

As células de segunda geração são chamadas de Células de Filme Fino que incluem Silício amorfo, células CdTe (Cádmio) e CIGS (Gálio e Selênio). Estas são comercializadas principalmente em sistemas eléctricos isolados. A última geração inclui várias tecnologias de Filme Fino emergentes, a maioria ainda não disponível para comercialização. Entre estas tecnologias encontra-se o exemplo de materiais organometálicos.

Em 2014, cerca de 85% de todos os sistemas de energia solar fotovoltaica instalados em casas e empresas de todo o mundo utilizaram tecnologia baseada em silício (Si). Estes tipos de células podem ser divididas em células de cristais monocristalinos, policristalinos (primeira geração) ou de Silício amorfo (segunda geração).

Silício Monocristalino

A tecnologia monocristalina é a mais antiga e também uma das mais caras. No entanto, possui a eficiência mais alta. Normalmente a eficiência dos painéis pode chegar aos 21%.

Os painéis solares de silício monocristalino (mono-Si) são facilmente reconhecíveis. Possuem uma cor uniforme, indicando silício de alta pureza e cantos tipicamente arredondados.

Como são produzidos a partir de um único cristal de silício ultrapuro (lingotes de silício de forma cilíndrica), este é cortado em lâminas de silício individuais que são posteriormente transformadas em células fotovoltaicas circulares. A vida útil dos painéis monocristalinos é superior a 30 anos e a sua garantia é de 25 anos.

Silício Policristalino

Tanto o mono como o policristalino são feitos de silício, sendo a principal diferença entre estas tecnologias o método utilizado na fundição dos cristais. No policristalino, os cristais de silício são fundidos num bloco, preservando a formação de múltiplos cristais. Quando este bloco é cortado e fatiado, é possível observar uma formação múltipla de cristais.

São semelhantes aos de um único cristal no desempenho e na degradação, apesar de as células serem ligeiramente menos eficientes, tipicamente entre 13 e 16,5%. A quantidade de silício residual gerado durante o processo de corte das células fotovoltaicas é menor em comparação com os painéis monocristalinos e tendem a ser também um pouco mais baratos.

PV's de Filme Fino

Depositar uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato é a essência básica de como os painéis fotovoltaicos de filme fino são fabricados. São também conhecidos como células fotovoltaicas de película fina (TFPV). Os diferentes tipos painéis solares de filme fino podem ser categorizados pelo material fotovoltaico que é depositado sobre o substrato:

- Silício amorfo (a-Si);

- Telureto de Cádmio (CdTe);
- Cobre, Índio e Gálio seleneto (CIS / CIGS);
- Células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV);

Este tipo de painéis apresenta várias vantagens quando comparado com as células de primeira geração: a produção em massa é simples; são potencialmente mais baratos de fabricar do que as células solares de base cristalinas; a sua aparência homogênea é esteticamente apelativa e pode ser flexível, o que abre um leque de aplicações diversas. No entanto, os TFPV não são utilizados na maioria das instalações de sistemas fotovoltaicos residenciais porque têm uma degradação mais rápida e exigem uma grande quantidade de espaço devido à sua baixa eficiência.

Dependendo da tecnologia de célula fotovoltaica de filme fino utilizada, os painéis de filme fino possuem eficiências médias entre 7-13%. Algumas tecnologias de painel de filme fino já começam a atingir os 16%, valor semelhante à eficiência dos painéis policristalinos.

Atualmente os painéis fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de filme fino representam aproximadamente 20% do mercado mundial de painéis fotovoltaicos, sendo que a maioria está a ser utilizada em sistemas de grande dimensão.

PV de Silício amorfo (a-Si)

Devido à reduzida produção de energia elétrica nesta tecnologia, as células fotovoltaicas baseadas em silício amorfo eram apenas usadas para aplicações de pequena escala (ex: calculadoras de bolso). No entanto, inovações recentes permitiram que esta tecnologia seja actualmente também utilizada em aplicações de larga escala.

Utilizando uma técnica de fabricação chamada de "empilhamento", várias camadas de células solares de silício amorfo podem ser combinadas, o que resulta em taxas mais elevadas de eficiência (tipicamente cerca de 6-9%). Apenas 1% do silício utilizado em células fotovoltaicas de silício cristalino é necessário nas células solares de silício amorfo. Por outro lado, o seu empilhamento é caro.

PV de Cádmio (CdTe)

A eficiência de painéis solares com base na tecnologia de CdTe opera normalmente na faixa de 9-11%. No entanto, nos últimos anos, conseguiram-se produzir painéis que atingiram o valor recorde de 22,1% em laboratório. As instalações com os painéis de CdTe são tipicamente grandes campos solares. Em termos de ciclo de vida, os painéis de CdTe apresentam as menores emissões de carbono (produção e fim de vida) e menor período de retorno energético de qualquer tecnologia fotovoltaica. No entanto, a toxicidade de Cádmio existente nas células apresenta um risco ambiental no seu fim de vida. De notar ainda o facto de o Cádmio ser um material raro, o que pode limitar o desenvolvimento desta tecnologia.

PV de Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIS / CIGS)

Em comparação com as outras tecnologias de filme-fino acima referidas, as células solares CIGS

mostraram o maior potencial em termos de eficiência. Estas células solares contêm menos quantidades do cádmio (material tóxico que é encontrado em células solares de CdTe). Os índices de eficiência para painéis solares CIGS normalmente operam na faixa de 10-12%.

Muitos tipos de células solares de película fina estão ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento e no futuro poderemos ver algumas soluções interessantes no âmbito desta tecnologia.

Células Fotovoltaicas Orgânicas

Uma célula solar orgânica é um tipo de célula solar de polímero que utiliza a eletrônica orgânica, que lida com polímeros orgânicos condutores ou pequenas moléculas orgânicas, para absorção de luz e transporte de carga para a produção de eletricidade a partir da luz solar pelo efeito fotovoltaico. A célula solar de polímero orgânico foi idealizada há muitos anos como uma tecnologia fotovoltaica flexível, de baixo custo, feita utilizando processos de impressão, máquinas simples e materiais abundantes. Hoje são poucas as empresas que conseguiram levar a produção de células OPV para uma escala industrial. Utilizam um processo industrial de impressão de células fotovoltaicas orgânicas em substrato leve, flexível e transparente. A eficiência das células orgânicas varia consideravelmente.

A figura abaixo apresenta a evolução da eficiência das tecnologias fotovoltaicas, ao longo do último meio século. Estes resultados são obtidos em ambientes de teste em condições ideais pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory do Departamento de Energia dos Estados Unidos), pelo que os valores mais recentes não são os que se apresentam no mercado atual, mas sim em tecnologias futuras[16].

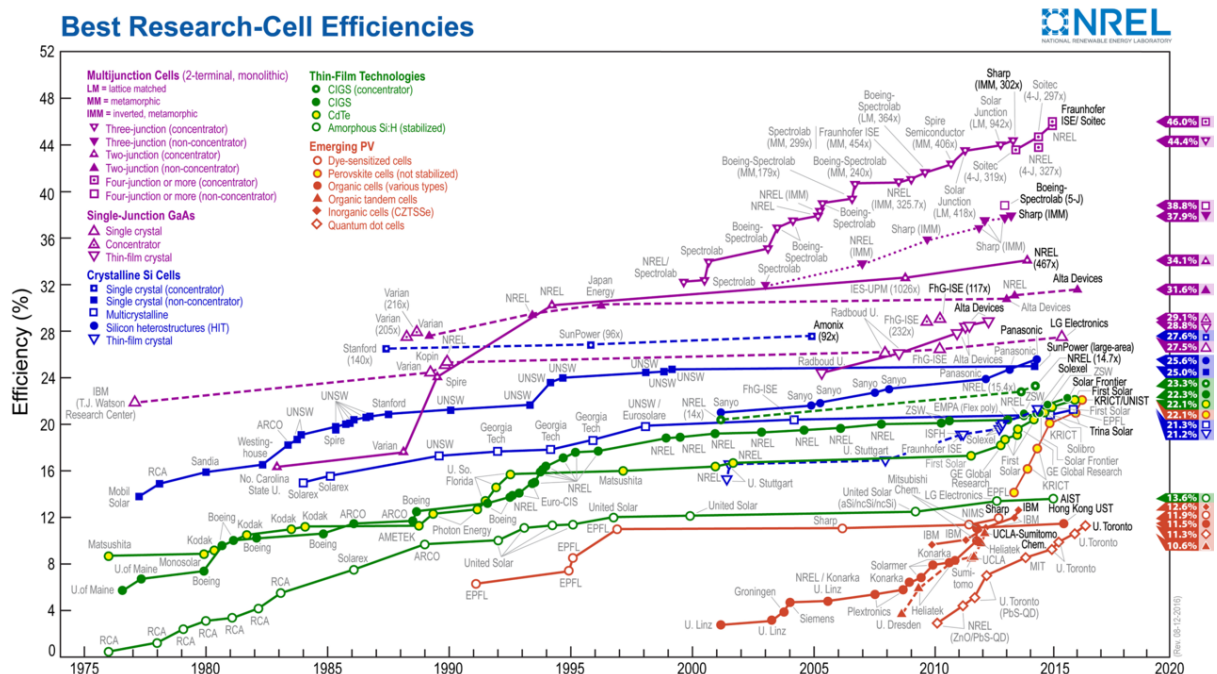


Figura 3.5: Evolução de eficiência nas tecnologias de painéis PV - Imagem retirada de NREL

É possível observar nesta imagem um quarto grupo de células/painéis: as células de multijunções. São células com múltiplas junções p-n feitas de diferentes semicondutores, de maneira a absorver

diferentes comprimentos de onda de luz, o que resulta numa absorção com maior eficiência do que as células discutidas acima. No entanto, a eficiência elevada acarreta uma subida de complexidade e preço de construção, o que limita a sua utilização para utilizações específicas como o aeroespácio onde o seu rácio elevado de potência-peso é de especial importância. Em aplicações terrestres estão a emergir como "Fotovoltaicos Concentrados", onde os seus painéis são feitos com lentes curvas para permitir uma maior incidência nas suas células menores mas super-eficientes.

Inversores e Cablagem

Todos os sistemas de produção de energia fotovoltaica contêm inversores, sendo a tensão gerada nos painéis fotovoltaicos uma tensão contínua. A principal função dos inversores é transformar uma tensão contínua, de modo a obter uma tensão alternada compatível com a forma de onda da tensão da rede de distribuição e que garanta o trânsito de potência pretendido para a rede[17].

Os inversores devem funcionar no ponto correspondente à potência de pico do Sistema Fotovoltaico (MPP – Maximum Power Point) naquele momento específico, por forma a injetarem o maior valor de energia possível. Como o MPP varia com as condições meteorológicas, os inversores são ainda dotados de um sistema que permite determinar e otimizar esse valor para que se possa obter uma maior potência de saída.

Tipos de Inversores

Existem dois tipos fundamentais de inversores: os comutados pela rede ou de comutação natural, e os auto-comutados ou de comutação forçada. Os inversores de rede são ligados diretamente a esta ou então através do circuito elétrico da instalação de utilização em que estão inseridos, injetando a energia que lhes é fornecida pelo gerador fotovoltaico. Já os inversores auto-controlados são indicados para funcionar em sistemas isolados, embora também possam ser ligados à rede.

Inversores comutados pela rede - Processo de inversão controlado pela fase e frequência da tensão da rede que, em caso de a rede falhar por motivos técnicos, estes não deixarão de funcionar. São indicados apenas para sistemas ligados à rede, devem possuir baixo nível de harmónicos e a forma de amplitude da tensão deve ser compatível com a rede. Normalmente estes inversores possuem alta eficiência associada a um baixo custo e simplicidade de projeto.

Inversores autocomutados - Processo de inversão realizado pelo próprio inversor através de um oscilador que controla a fase e a frequência da tensão de saída. Ideal para soluções isoladas, o que por norma não é permitido para ligação à rede, apesar de ser tecnicamente possível.

Inversores com transformador - Presença de transformador de baixa ou alta frequência na sua constituição. O transformador permite o isolamento galvânico entre os painéis e a rede, e assim, é permitida a redução da tensão e das interferências eletromagnéticas. Apesar disso, esta solução implica um aumento de volume e a necessidade de ligação ou não à terra.

Inversores sem transformador - Ausência de transformador permite uma redução de perdas, de ta-

manho e, conseqüentemente, de custo. Neste tipo de solução, a tensão de entrada do inversor tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede, o que preferencialmente será utilizado apenas para gamas de baixa potência. A ausência de isolamento galvânico requer medidas rigorosas de segurança.

Modo de Ligação

Existem vários modos possíveis de fazer a ligação dos módulos fotovoltaicos aos inversores, sendo eles:

- Inversor central: a conversão de todo o sistema é assegurada apenas por um único inversor;
- Inversor de fileira: usado um inversor por fileira;
- Inversor com módulo integrado: usado um inversor por módulo.

Os inversores centrais proporcionam uma alta eficiência e um elevado coeficiente de rendimento, no entanto o controlo do MPP é limitado. Há vantagens económicas decorrentes da presença de um único inversor, em termos de redução do Investimento inicial e dos custos de manutenção. A implementação desta tipologia numa central de grande produção conduz a um inversor de grandes proporções e com características superiores, nomeadamente quanto à sua fiabilidade e qualidade. No entanto, caso ocorra a situação de necessidade de substituição do equipamento, o custo associado é bastante significativo. Além disso, no caso de falha do inversor, toda a produção é comprometida, daí que esta tipologia está normalmente associada a baixas potências.

No caso dos inversores de fileira, cada fileira de painéis é associada a um inversor, existindo assim um equipamento por cada unidade de fileira. Esta tipologia permite uma melhor gestão da produção, um maior número de controlo de pontos de potência (MPP), a possibilidade de aumentar a potência instalada com a inserção de novas fileiras, a redução das perdas por sombreamento e das perdas joule associadas à extensa cablagem de corrente contínua, o que leva a uma redução de custos e ao aumento da produção, à continuidade da restante instalação na falha de uma fileira, bem como à possibilidade de manutenção individual do inversor.

Por estas razões, esta tipologia está normalmente associada às grandes produções, em que a necessidade de substituição do inversor significa um custo menor e uma gestão mais eficiente por painel. No Inversor com módulo integrado, cada módulo possui o inversor incorporado e é utilizado apenas para sistemas de muito baixa potência. Esta solução associada a potências consideráveis implica um aumento significativo no custo da instalação, devido ao elevado número de inversores presentes.

Escolha do inversor

A escolha do inversor é feita de acordo com a fiabilidade que se pretende e de acordo com a potência nominal que a instalação deve gerar. A potência nominal deve ter em conta as perdas dos módulos, as

perdas nas cablagens e a eficiência do inversor. A eficiência do inversor é a relação entre a potência à saída e a potência à entrada, apresentando resultados entre os 86% e os 98%.

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (3.25)$$

Por vezes, utilizam-se inversores de menor potência em detrimento de uma maior potência para que a fiabilidade aumente. Normalmente o inversor é utilizado abaixo da sua potência máxima, mas tem a capacidade de aguentar sobrecargas na ordem dos 20%. A potência do inversor deve ser escolhida de acordo com a seguinte expressão:

$$0,7 \times P_{FV} < P_{INV} < 1,2 \times P_{FV} \quad (3.26)$$

Onde:

- P_{FV} – Potência do sistema fotovoltaico;
- P_{INV} – Potência do inversor

Cablagem

Numa instalação fotovoltaica, encontram-se pelo menos três tipos de cabos diferentes, cada um com a sua função: os de fileira, o cabo principal DC e o cabo AC. Estes devem assegurar o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal, pela intensidade de corrente máxima admissível e a minimização das perdas na linha.

A cablagem DC deve ser projetada com extremo cuidado, pois a fraca qualidade dos contactos elétricos poderá levar ao aparecimento de arcos e, conseqüentemente, ao risco de incêndio. Para instalações com risco de incidência de descargas atmosféricas, é recomendado o uso de cabos blindados. Em situações em que é necessária proteção contra falhas de terra e curtos-circuitos, recomenda-se o uso de cabos mono-condutores isolados.

Características das cablagens DC:

- Tensão nominal, U_N : normalmente entre 300 a 1000 V;
- Corrente admissível, I_z : de acordo com a norma IEC 60364-7-712[18];
- Condições ambientais: suportar temperaturas superiores a 70 °C / Resistência aos raios ultravioletas;
- Quedas de tensão: queda de tensão máxima de 1% / quando as distâncias são muito grandes e são verificadas tensões baixas, assume-se uma queda de tensão próxima dos 3%.

Os cabos de fileira são os responsáveis por fazer a ligação elétrica entre os painéis fotovoltaicos e a caixa de junção, e devem ser dimensionados de forma a transportar uma corrente 25% superior

à corrente de curto-circuito do gerador. O cabo principal DC tem a função de estabelecer o contacto elétrico entre a caixa de junção e o inversor, de acordo também com a norma IEC 60364-7-712.

O cabo AC, como esperado, é responsável por estabelecer a ligação entre a saída do inversor e a rede elétrica através do equipamento de proteção. A ligação é efetuada por um cabo de 2 polos para instalações monofásicas e de 4 polos para trifásicas, pois a rede pública de distribuição em baixa tensão é explorada em esquema de ligação à terra do tipo TN, pelo que o condutor neutro da rede não deverá ser ligado com a terra da unidade de produção.

Fatores de Correção

A instalação de um sistema fotovoltaico é um Investimento relativamente avultado e, como tal, é necessário avaliar a quantidade de energia que este poderá vir a produzir. Calculam-se ainda fatores de correção, que correspondem às perdas nos equipamentos.

O fator K1 contempla as perdas no inversor (entre 5% e 15%) e na cablagem (até 3%), e é dado pela seguinte expressão:

$$K1 = K_{cab} \times K_{inv} \quad (3.27)$$

Onde:

- K_{cab} – Representa o rendimento da cablagem;
- K_{inv} – Representa o rendimento do inversor.

O segundo factor de correção, K2, representa as perdas devido ao Controlador MPP e o impacto das condições meteorológicas no restante sistema (temperatura) e é assumido como 10%.

3.2.4 Estudo Mercado

De modo iniciar-se o projeto do sistema fotovoltaico, foi necessário fazer um estudo de mercado dos materiais utilizados. Assim este sub-capítulo engloba um estudo das unidades fotovoltaicas analisadas e discussão do seu motivo de escolha, bem como uma análise de inversores e outros equipamentos.

Painel Fotovoltaico

Na escolha do Painel PV foi feita uma pesquisa procurando encontrar o modelo com a melhor eficiência e preço por potência nominal, ou seja com o melhor rácio de qualidade-preço. Da pesquisa feita, a decisão final ficou entre os modelos de Silício Monocristalino ou Policristalino devido à dificuldade em encontrar preços de modelos de outros tipo de tecnologia.

Entre estes dois tipos de tecnologia, o modelo escolhido foi de Sílico Monocristalino. Embora tenha um preço mais elevado que um modelo equivalente policristalino, este tem uma eficiência de 17.2%,

mais de 1% que o policristalino encontrado na mesma fonte[19]. Esta diferença de preços consegue-se pagar rapidamente (menos de dois anos) com a produção energética do PV.

Os dados do modelo escolhido estão apresentados na respectiva *Datasheet* em anexo (anexo B.2 - pág. 97).

Inversores

Na escolha do inversor, opta-se por uma ligação de fileira. O paradigma da escolha é o mesmo. Optou-se pelo modelo com melhor preço por capacidade máxima de potência. O modelo escolhido foi o STP-25000 [20]. O número de inversores é definido de maneira a garantir a condição da equação (3.25).

Embora existam outras características importantes, como por exemplo a tensão máxima, estas apenas influenciam o esquema de ligação e não a parte económica.

O *Datasheet* utilizado está em anexo (anexo B.2 - pág. 98).

Outros

A escolha da cablagem e contador é feita de maneira mais simples que os dois componentes anteriores. Apesar de em projetos fotovoltaicos estes serem elementos importantes e que carecem de uma análise na sua escolha, procura-se apenas contabilizar o seu impacto na viabilidade do projeto, ou seja, no Investimento e eficiência do sistema.

Na cablagem, é feita uma pesquisa de modelos que cumpram os requisitos de corrente admissível e dos seus preços por metro. Adicionalmente, é feita uma previsão do comprimento de cabos necessários para o projeto. É assumido que as perdas na cablagem serão cerca de 3%.

Assim as escolhas do contador e cablagem são:

- Cablagem: MultiContact 2,5mm²(anexo B.2 - pág. 99);
- Contador: multif Bi-direcional trifásico 100A (anexo B.2 - pág. 100).

3.2.5 Layout e Performance

De maneira a decidir a inclinação e orientação da instalação, é feito um estudo sobre a otimização de ambas variáveis. Para estes resultados foi utilizado o programa em Matlab realizado com as equações do subcapítulo [3.2.1].

Inclinação

O estudo inicia-se com a variação do valor da inclinação a que os painéis serão instalados, mantendo constantes quaisquer outras variáveis. Neste caso a orientação escolhida foi 0° (direcionado para Sul). Inicialmente foram usados os valores de teste: 0°, 30°, 60° e 90°.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
0°	111,5	136,9	214,0	273,4	324,9	330,4	332,6	297,6	230,9	168,4	116,2	99,5	2636,2
30°	192,8	206,3	272,2	295,8	311,7	300,5	310,1	306,2	276,4	240,0	193,7	180,2	3085,9
60°	227,7	226,5	267,4	252,3	233,5	210,2	224,0	248,5	258,1	254,6	224,7	217,3	2844,9
90°	207,6	192,9	200,5	153,4	110,0	83,7	97,1	137,8	181,2	209,2	201,7	201,7	1976,7

Tabela 3.9: Impacto da variação da inclinação na Radiação Incidente (kWh/mês) - Resultados Matlab

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
30°	192,8	206,3	272,2	295,8	311,7	300,5	310,1	306,2	276,4	240,0	193,7	180,2	3085,9
32°	196,7	209,3	274,0	295,0	308,5	296,5	306,0	304,5	277,1	242,8	197,4	184,1	3091,9
34°	200,5	212,0	275,4	293,8	305,2	291,7	301,8	302,4	277,6	245,4	200,8	187,9	3094,7
35°	202,2	213,3	276,0	293,1	303,4	289,1	299,8	301,3	277,7	246,6	202,5	189,7	3094,8
36°	203,9	214,6	276,6	292,2	301,5	286,4	297,6	300,0	277,8	247,8	204,1	191,5	3094,0

Tabela 3.10: Ângulo de inclinação ideal - Resultados Matlab

Para saber qual o ângulo exato a que se dá o máximo de produção, é feita uma análise mais minuciosa aos valores mais próximos do ângulo que mais energia produz na tabela acima.

Desta forma, é possível concluir que o ângulo de inclinação que mais energia permite produzir é 35°. Outra observação que se pode fazer é que as inclinações mais altas produzem mais nos meses de Inverno, enquanto que as menos inclinadas produzem mais no Verão. Isto deve-se ao facto de a altitude máxima do sol nos meses frios ser menor, cerca de 30° de ângulo de altitude, enquanto que os ângulos de Verão chegam a 70°, sendo assim mais rentáveis os painéis com ângulos de inclinação menores.

Orientação

Para estudar a variação da orientação e o seu impacto, é mantida constante a inclinação do painel, a 35°. Sabendo que o sol nasce a Este e se põe a Oeste, são estudados 7 ângulos posicionados simetricamente em relação ao eixo Norte-Sul.

São estudados os ângulos -90°, -60°, -30°, 0°, 30°, 60° e 90°, sendo que o ângulo nulo é referente à orientação para Sul, os valores negativos para a direção Este e os positivos para a direção Oeste.

Os resultados mostram que a instalação que mais energia permite produzir ao longo de todo o ano é a instalação direcionada para Sul, enquanto que os ângulos mais distantes são os que menos produzem. Assim, a produção de energia aumenta quanto mais a inclinação se aproximar de Sul.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
-90°	102,8	124,4	192,4	243,5	287,0	290,1	293,3	264,0	206,9	152,6	106,4	91,8	2355,2
-60°	149,9	166,8	234,0	271,0	300,3	295,3	302,3	286,5	243,2	197,8	151,9	138,0	2737,0
-30°	187,4	199,6	264,0	288,6	304,7	292,6	302,6	299,0	268,3	232,0	188,1	175,3	3002,2
0°	202,2	213,3	276,0	293,1	303,4	289,1	299,8	301,3	277,7	246,6	202,5	189,7	3094,8
30°	187,2	199,8	263,9	287,9	303,9	292,2	301,7	298,7	268,0	232,1	188,3	175,4	2999,2
60°	149,4	167,2	234,1	271,1	300,0	295,5	301,2	286,7	242,6	198,1	152,0	138,0	2736,0
90°	102,7	124,6	192,7	243,5	287,1	290,7	292,9	264,1	206,9	152,8	106,3	91,6	2355,9

Tabela 3.11: Impacto da variação da orientação na Radiação Incidente (kWh/mês) - Resultados Matlab

Os menores valores de produção encontrados com ângulos mais elevados devem-se ao facto de estarem expostos a menos horas de incidência de radiação solar, enquanto que os painéis com direções mais próximas de Sul recebem energia durante quase toda a duração do movimento solar.

É claro com a tabela acima que, quanto mais próximo de Sul for a direção dos painéis fotovoltaicos, maior será a produção de energia anualmente. No entanto, devido à possibilidade de em algumas unidades existir a necessidade de ter mais produção de energia a certas horas do dia, é necessário estudar também a produção em intervalos específicos, ao longo do dia.

Por este motivo, foi estudada a produção anual de um painel, dividida por intervalos de horas ao longo do ano.

	h<10	10<h<14	14<h<18	h>18	Total Anual
-90	101,17	1 369,08	302,63	-	2 355,21
-60	109,60	1 653,56	497,22	-	2 737,01
-30	102,69	1 794,25	842,06	3,771	3 002,21
0	82,28	1 753,46	1 256,21	68,03	3 094,83
30	53,83	1 542,10	1 568,46	214,73	2 999,17
60	24,98	1 216,83	1 674,38	356,70	2 735,97
90	10,16	865,60	1 545,58	428,77	2 355,92

Tabela 3.12: Variação da Radiação Incidente com a orientação da instalação em diferentes períodos diários (kWh/ano)

Na Tabela [3.11] é possível verificar que quanto mais próxima de Sul for a direção, maior a produção de energia entre as 10h e as 14h. De notar também que a produção de manhã e ao fim do dia é superior para valores absolutos mais elevados, ou seja, para ângulos mais negativos e positivos.

No entanto, é importante realçar que a inclinação escolhida na análise acima não é a ideal para os casos de orientação diferente de 0°. Quando próximo do nascer/pôr do sol, o ângulo de altitude do sol é baixo, e neste caso, para otimizar a produção dos painéis PV, a sua instalação tem de ser feita com uma inclinação elevada, de maneira a melhorar o ângulo de incidência.

Assim, é importante perceber qual é a inclinação mais produtiva a cada momento do dia. Abaixo estão representadas as combinações de inclinação e orientação ideais para cada intervalo estudado.

Hora	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Produção anual (kWh)	118,45	472,90	472,83	473,06	472,75	472,34	472,57	471,31	471,76	470,84	453,70	407,36	333,30
Inclinação (°)	55	50	45	40	40	45	55	65	75	85	90	90	90
Orientação (°)	-60	-50	-30	-10	10	30	50	60	80	80	80	80	80

Tabela 3.13: Inclinação e orientação que permitem a máxima produção anual de energia na respectiva hora

Desta forma, é possível notar que em casos onde a produção do sistema seja necessária em intervalos de horas específicos, a instalação pode ser modificada de maneira a produzir mais nesses intervalos ao alterar-se a inclinação e orientação, perdendo alguma produção de energia nos restantes períodos do dia. Esta discrepância, entre a produção no intervalo de horas desejado e o restante tempo, é mais notória para horas mais perto do pôr e nascer do sol, ou seja, para produzir mais nessas alturas do dia, há uma redução maior na produção total.

Após esta análise, no caso de estudo na unidade Montijo-Montalva, tendo em conta que a orientação do telhado está direcionada praticamente para Sul, conclui-se que, como primeira abordagem, a instalação ideal será com uma inclinação de 35° com a mesma direção do telhado (10°).

Distância entre Módulos

Um conceito importante quando se estuda projetos de painéis PV é o espaçamento entre cada painel. Devido à inclinação existente na sua instalação, cria-se uma zona de sombreamento na zona posterior, o que reduz o aproveitamento de qualquer outro painel que possa ser instalado nessa mesma zona.

O processo de cálculo da dimensão dessa mesma zona é um exercício tanto de geometria como de compromisso. Geometria pela necessidade de calcular a distância onde a sombra termina, a partir do ângulo do sol e do painel estudado. Compromisso porque é impossível, em muitos casos, ter painéis sem nenhuma hora de sombreamento e não comprometer a utilização eficiente do espaço disponível.

Devido a esta última noção, o processo consiste em escolher um intervalo de horas a partir do qual se quer assegurar que os painéis obtenham sempre energia. Depois de ter as horas limite definidas, fazem-se os cálculos para as horas limites, no dia em que o movimento solar é mais baixo (ângulo de altitude menor), ou seja, o dia com maior sombra. No caso de Portugal será o dia de solstício de Inverno, 21 Dezembro.

Na figura abaixo encontra-se a representação deste problema:

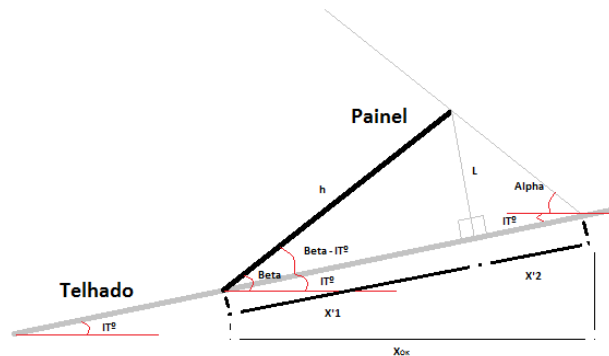


Figura 3.6: Esquema do cálculo de espaçamento

Resolvendo este problema, obtém-se a seguinte fórmula para o comprimento necessário entre painéis:

$$X_{OK} = (X'_1 + X'_2) \times \cos(IT^0) \quad (3.28)$$

$$X'_1 = h \times \cos(\beta - IT^0) \quad (3.29)$$

$$X'_2 = L \div \tan(\alpha + IT^0) \quad (3.30)$$

$$L = \sin(\beta - IT^0) \quad (3.31)$$

Finalmente, após obter o valor de X_{OK} prossegue-se com a correção da distancia com o angulo

Azimutal solar.

$$Distancia = X_{OK} \times \cos(\gamma_s) \quad (3.32)$$

Devido à noção de sombreamento, é também importante estar atento a um outro conceito importante: a produção de energia por área.

Como concluído anteriormente, uma determinada orientação e inclinação irá ter influência na produção gerada por painel. Isto porque este mesmo painel irá ter uma zona de sombreamento diferente, dependendo destas mesmas características. Como nesta zona de sombreamento não é eficiente instalar outro painel, o primeiro painel está efetivamente a ocupar o seu espaço físico e o espaço sombreado.

Assim conclui-se que painéis com maior inclinação ocupam mais espaço, devido à sombra gerada ser maior.

Esta noção é especialmente importante em projetos onde a área é um constrangimento, onde por vezes os painéis com maior eficiência por painel possam ser postos de parte por uma instalação com melhor utilização de área.

3.2.6 Impacto Ambiental

Nesta secção irá ser apresentada uma breve análise ao ciclo de vida dos painéis PV. A análise do ciclo de vida é um método estruturado e compreensivo para quantificar o material e a energia utilizados. Este método permite ter em conta os vários períodos de vida do objecto estudado, desde a recolha dos materiais até ao fim de vida, estudo ambiental e a sustentabilidade de recursos.

Durante a última década, tem existido um progresso notável na indústria fotovoltaica devido aos governos e à indústria terem aumentado o Investimento em energias renováveis. Economias de escala e melhoramentos na indústria em termos de materiais e processos, assim como uma melhoria constante na eficiência de módulos, têm contribuído para reduções drásticas de custos de produção e de pegada ambiental dos painéis PV.

O ciclo de vida de painéis PV inicia-se na extração de materiais e termina com a sua desativação, esta última englobando a desmontagem, destruição e reciclagem dos componentes do painel PV e dos impactos associados no ciclo de vida dos seus produtos e serviços[21][22].

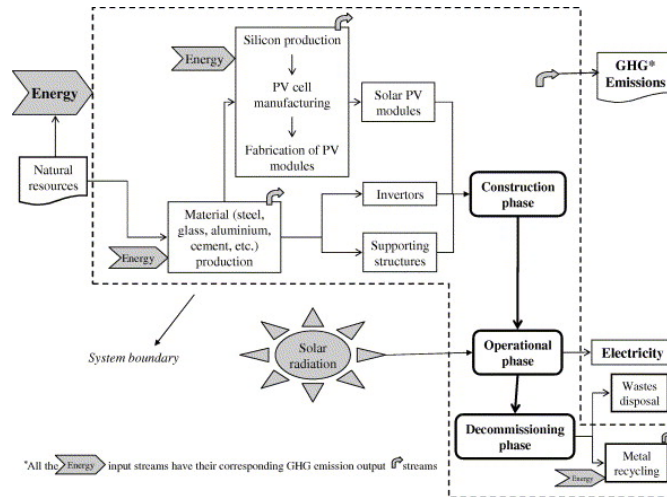


Figura 3.7: Ciclo de vida dos painéis PV (imagem retirada de [23])

Na fase de construção, os módulos solares, inversores e estruturas de alumínio e betão são os componentes principais. A figura abaixo apresenta os materiais usados nos sistemas. De referir que, nas fases de operação e desativação nenhum material é usado.

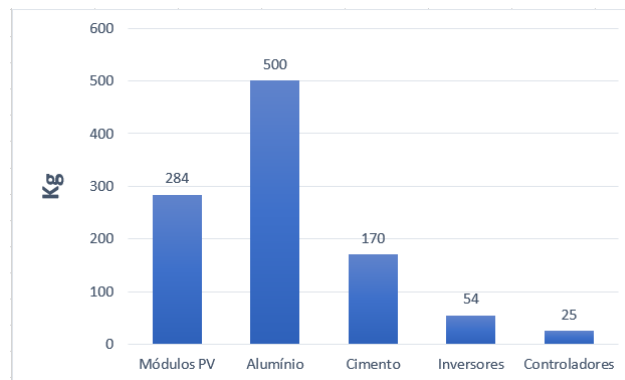


Figura 3.8: Materiais usados na construção de painéis PV (imagem adaptada de [23])

Tal como se pode observar na figura acima acerca do uso de materiais, a fase de construção é completamente focada em materiais e portanto a maioria da energia utilizada é nos processos de transformação dos mesmos. Vários estudos foram realizados para se conseguir estimar o consumo energético na construção de módulos solares Monocristalinos. Estes estão apresentados resumidamente na Tabela [3.14].

Fonte	Energia Primária	Processos incluídos no estudo
Hagedorn	11–17.5 MW/kWp	Processos de materiais, de energia e produção de equipamento
Kato et al.	17.70 MW/kWp	Desde quartz para produção de módulo
	12.4 MW/kWp	Silicones fora de rede até produção de módulos
Mathur et al.	40.55 MW/kWp	Construção de wafers de Selicone ate produção de módulos
Karl and Theresa	16 MW/kWp	Desde produção de selicone cristalino até produção de módulos
GEMIS	13.78 MW/kWp	Desde areia mineral até produção de módulos

Tabela 3.14: Lista de estudos sobre o custo energético na construção de Painéis PV e os seus resultados

Estas variações podem ser atribuídas às assunções tecnológicas e aos limites dos sistemas analisados nos vários estudos, assim como à evolução tecnológica ao longo dos anos.

Na fase de desativação, é assumido que os módulos fotovoltaicos são depositados em aterros após a remoção das molduras de alumínio. Desta forma, a energia consumida nesta fase é utilizada a reciclar o alumínio das estruturas e molduras. É assumido que 90% do alumínio será reciclado com o rácio de recuperação de 90%. O alumínio recuperado é então retirado ao alumínio utilizado na fase de construção.

Adicionando a soma do consumo energético nas suas diferentes fases de vida, à parcela respectiva dos transportes, consegue-se calcular a energia utilizada por unidade funcional: MJ/ KW pico. Esta é então calculada: 2,94 MJ/kW. Deste valor, a energia utilizada na construção é responsável por cerca de 81% do ciclo de vida.

A figura seguinte apresenta a distribuição do uso energético do ciclo de vida de cada painel PV:

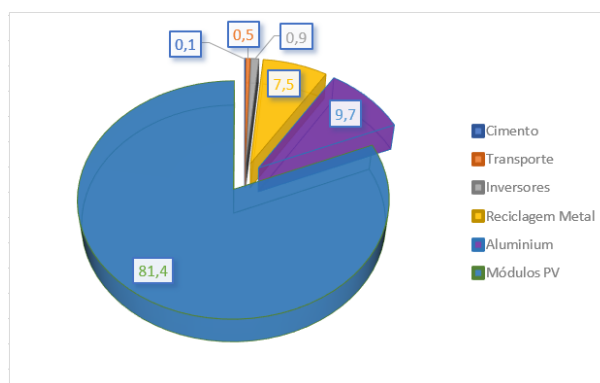


Figura 3.9: Distribuição do consumo energético de sistemas PV - Si (imagem adaptada de [23])

De seguida são apresentados alguns conceitos importantes:

Energia Primária Necessária

É a energia primária acumulada necessária ao longo de todo o ciclo de vida de um sistema fotovoltaico. Energia primária define-se como energia equivalente em recursos naturais (ex: carvão, barris de petróleo, gás natural) que não foi transformada e que precisa de ser convertida e transportada para se tornar em energia útil.

Período de retorno Energético (EPBT)

É definido como o período necessário para que o sistema de energia renovável gere a mesma quantidade de energia (em energia primária) que foi necessária para produzir o próprio sistema.

$$PRE = (E_{mat} + E_{const} + E_{trans} + E_{inst} + E_{FV}) / ((E_{gen} / \eta_G) - E_{aoper}) \quad (3.33)$$

Onde:

E_{mat} : Energia primária necessária para produzir os materiais que constituem o sistema PV;

E_{manuf} : Energia primária necessária para construir o sistema PV;

E_{trans} : Energia primária necessária em transportes;

E_{inst} : Energia primária necessária na instalação do sistema PV;

E_{FV} : Energia primária necessária no fim de vida;

E_{gen} : Energia gerada anualmente;

E_{aoper} : Energia primária anual necessária para operações e manutenção;

η_G : Eficiência de rede, a média de conversão de energia primária para eletricidade;

Para calcular o equivalente de energia primária é necessário conhecer a conversão de combustíveis e parâmetros específicos das tecnologias de cada país usadas para gerar energia e matéria prima.

A figura a seguir apresenta o EPBT para módulos e molduras, assim como Componentes de Sistemas de Equilíbrio.

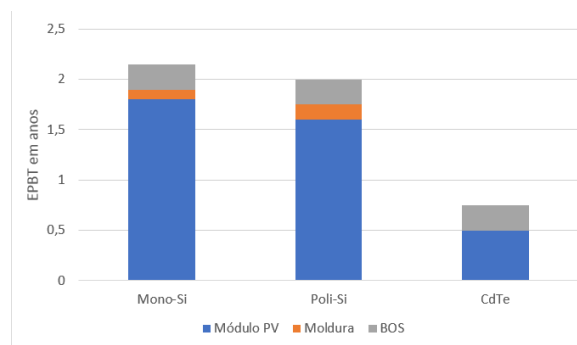


Figura 3.10: Comparação do EPBT de quatro principais tipos de painéis PV (imagem adaptada de [23])

A figura [3.11] apresenta valores do EPBT estimado para os três tipos de tecnologia PV mais comerciais: Monocristalino, Policristalino e CdTe.

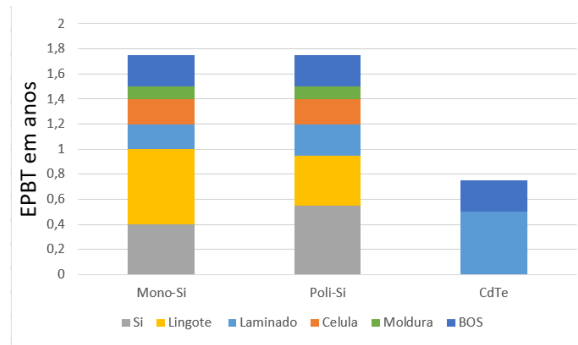


Figura 3.11: Comparação do EPBT de diferentes componentes (imagem adaptada de [23])

Emissão de Gases de Efeito de Estufa (Greenhouse Gas Emissions, GHG)

As emissões durante o ciclo de vida do sistema PV são estimadas em equivalente de CO₂. As emissões principais incluem GHG(GWP=1), CH₄(GWP=25), N₂O(GWP=298) e clorofluorcarbonetos (GWP=4750-14400).

Na página seguinte são apresentadas as emissões de GHG por kWh gerado para módulos de tecnologia de Si e CdTe, estimado no mesmo estudo de ciclo de vida e nas mesmas condições da figura anterior.

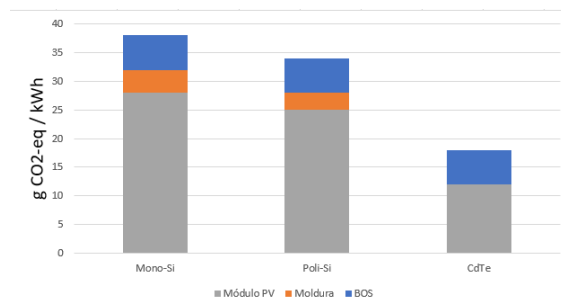


Figura 3.12: Massa equivalente de CO₂ por unidade de energia utilizado na construção dos quatro principais tipos de PV (imagem adaptada de [23])

Como os parâmetros principais das tecnologias fotovoltaicas, incluindo a eficiência de conversão, a grossura do painel e a utilização do material estão em melhoria contínua, as estimativas mais recentes podem não ser uma fiel representação das condições atuais.

Os critérios de emissão, presentes na literatura, ao longo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico são proporcionais à quantidade de combustível fóssil queimado durante as suas várias fases, em particular na fase de processo e construção. Assim, os perfis de emissão são similares aos de emissão de gases de efeito de estufa.

Os gráficos abaixo representam as emissões de NO_x das três tecnologias principais e a sua correspondente emissão de SO₂.

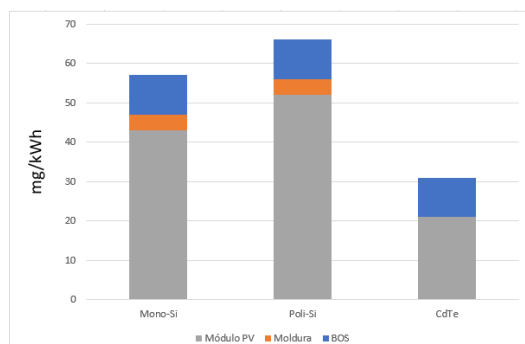


Figura 3.13: Emissões de NOx por unidade de energia utilizada na construção (imagem adaptada de [23])

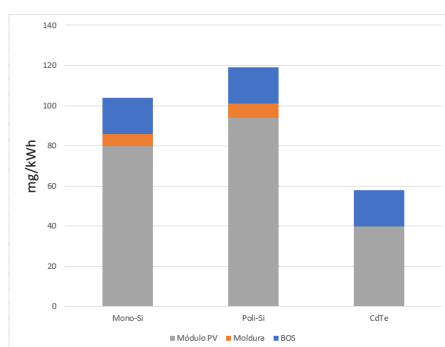


Figura 3.14: Emissões de SO2 por unidade de energia utilizada na construção (imagem adaptada de [23])

Conclui-se assim, que apesar de ser uma tecnologia que utiliza uma fonte de energia limpa e inesgotável, os painéis PV têm sempre uma componente de emissões no seu ciclo de vida. Na referência utilizada, é estimado que a tecnologia PV consegue produzir energia suficiente no seu tempo de vida para compensar estas emissões, sendo necessário produzir 2,94 MJ (0,81 kWh) por cada kW de potência instalada para atingir uma pegada ambiental neutra.

3.3 Bateria lão-Lítio

As Baterias de lão-Lítio têm sido das tecnologias com maior desenvolvimento nas ultimas décadas. Durante muitos anos, baterias de Nickel-Cádmio dominavam os mercados de baterias, até 1990, altura em que surgiram as baterias de lão-Lítio. Atualmente as baterias de lão-Lítio são a tecnologia mais promissora e com maior crescimento nesta indústria [24] [25] [26].

Neste capítulo, será feita uma análise das diversas características importantes a ter em conta nesta tecnologia e as razões pelas quais este tipo de baterias são a principal escolha para projetos de auto-consumo/autonomia.

3.3.1 Parâmetros de Carregamento

A função chave de uma bateria no contexto de um sistema fotovoltaico é fornecer energia quando as restantes fontes não estão disponíveis. Como tal, baterias em sistemas fotovoltaicos estão sujeitas a constantes ciclos de carregamento e descarga de energia.

Estado de Carga

Um parâmetro importante quando se discutem baterias em sistemas fotovoltaicos é o "Battery State of Charge"(BSOC) ou Estado de Carga. Este parâmetro é definido como a fracção do total da capacidade de energia, atualmente presente na bateria. Este valor é normalmente medido através da tensão na bateria. No entanto, como esta é susceptível a alterações devido a outros factores (exemplo: Temperatura) não é um valor preciso.

Profundidade de Descarga

Na grande maioria das baterias, o valor total da energia guardada não pode ser descarregado sem causar danos irreparáveis às baterias. Como tal, o parâmetro "Profundidade de Descarga"(PD) de uma bateria determina a fracção da potência que pode ser descarregada da bateria.

A grande maioria das baterias para aplicação fotovoltaica é avaliada pela sua capacidade. No entanto, a energia real que pode ser debitada pela bateria acaba por ser uma quantidade significativamente menor.

Adicionalmente existe um segundo parâmetro, a "Profundidade de Descarga Diária", que é especificado pelo produtor. Este parâmetro é exatamente o mesmo que o anterior, com a única diferença que é o valor máximo de energia debitado num intervalo de tempo pré-determinado - 24h.

Taxa de Carga/Descarga

Uma maneira comum de especificar a capacidade da bateria é apresentá-la como uma função do tempo que esta demora a descarregar completamente (apesar de na prática não conseguir ser totalmente descarregada).

A notação para especificar a capacidade da bateria é escrita na forma Cx, onde x é a quantidade de tempo, em horas, que demora a descarregar a bateria.

Como tal, a taxa de descarga é dada dividindo Cx por x.

Regimes de Carga/Descarga

Cada tipo de bateria tem um particular conjunto de restrições e condições relativas ao seu regime de carregamento/descarregamento (por exemplo, alguns tipos de baterias necessitam de ser descarregadas o máximo possível para depois serem carregadas). Tipicamente cada tipo de bateria tem um carregador ou controlador de carga diferente por este motivo.

Eficiências

Como qualquer outro componente num sistema fotovoltaico, a eficiência é uma característica importante na seleção de componentes devido ao custo elevado das células dos painéis PV. A eficiência total das baterias é especificada pelo conjunto de duas eficiências diferentes:

- Eficiência Coulomb - o rácio da quantidade de energia que entra na bateria durante o seu carregamento comparado com o número que é extraído durante a sua descarga.

As perdas que reduzem este tipo de eficiência são primariamente devidas à perda de carga que acontece nas reações químicas secundárias na bateria. No geral, a eficiência Coulomb ronda os 95%.

- Eficiência de Tensão - é determinada pela variação entre a diferença de tensão que a bateria apresenta a bateria quando carrega e quando descarrega.

Densidade Energética

A densidade energética é um parâmetro usado para comparar diferentes tipos de sistemas de baterias. É definida como a capacidade da bateria ser avaliada pelo seu peso (Wh/kg) ou pelo seu volume (Wh/m³).

A bateria com maior densidade energética vai ser mais leve que uma bateria com uma capacidade semelhante.

Auto-Descarga

Este fenómeno refere-se ao facto de que, mesmo na ausência de uma ligação, a reação de descarga nas baterias irá acontecer até certo limite, perdendo-se assim parte da energia guardada. O ritmo deste fenómeno depende maioritariamente dos materiais usados e da temperatura da bateria.

3.3.2 A Bateria Lítio-Lítio

A bateria de lítio-lítio apresenta-se como a tecnologia mais atrativa para aplicações em sistemas PV, devido às substanciais vantagens que apresenta em relação às tecnologias concorrentes.

A maior vantagem que esta bateria apresenta é o facto de ser a tecnologia que tem o maior potencial electro-químico e a maior densidade energética. É uma bateria que necessita de pouca manutenção,

não apresenta questões de memória (bateria viciada) e, por não ter condições de regimes de carregamento, não é necessário ter ciclos agendados para prolongar a esperança de vida. Adicionalmente, a auto-descarga é menos de metade quando comparada com as Nickel-Cádmio e, no plano ambiental, apresentam um impacto mais reduzido quando descartadas.

Apesar das claras vantagens, também apresentam alguns problemas: são frágeis e necessitam de proteção de circuito para se manterem operacionais e com condições de segurança. Estas proteções do circuito acabam por limitar a tensão de pico de cada célula no seu carregamento, o que diminui a velocidade de carregamento, embora eliminando o risco de sobrecarregar as baterias. O envelhecimento destas baterias é também um problema, na medida em que alguma da capacidade é deteriorada após apenas um ano, quer esta seja utilizada ou não. Têm também esperanças de vida reduzidas.

A bateria de Ião Lítio é uma tecnologia que não está totalmente maturada, pelo que nos próximos anos é esperado que existam melhorias no seu desenvolvimento. Apesar disso e do seu preço elevado, continuam a ser a tecnologia com mais potencial para utilizações fotovoltaicas.

3.3.3 Modelação de Bateria Ião-Lítio

Para modelar o comportamento deste tipo de bateria, utilizam-se os conceitos anteriormente mencionados, assim como algumas simplificações.

O comportamento da bateria no seu carregamento depende da Tensão e Intensidade da corrente e estes valores não são constantes ao longo deste processo. Consoante o estado de carga, a tensão aumenta e diminui e, adicionalmente, com a quantidade de tempo em que se pretende atingir a carga total, a intensidade de corrente também se altera. O mesmo acontece no processo de descarregamento.

No entanto, no modelo utilizado isto não será observado, porque se optou por modelar o carregamento e descarregamento como processos lineares. A vantagem que esta opção apresenta é uma simplificação do seu estudo e, apesar de apresentar curvas de carga diferentes, a manutenção das características essenciais para o verificar da sua viabilidade: o tempo de carregamento/descarregamento e a capacidade útil.

Para definir o tempo de carga, utilizam-se os dados presentes do produtor, os quais definem a intensidade de corrente a usar para atingir os valores padrão. Ao dividir a potência por este valor, encontra-se o tempo que a bateria demora a carregar totalmente.

Para verificar a viabilidade da introdução de baterias Ião-Lítio, será utilizada a unidade funcional: ciclos de esperança de vida - o número total de ciclos que se espera que a bateria complete, sendo um ciclo um processo de carregamento e descarregamento. Ao dividir o preço de aquisição e serviços pelo número de ciclos de esperança de vida, indicado no *Datasheet* da bateria, consegue-se calcular a receita mínima por ciclo que tem de ser atingida.

$$Custo/Ciclo = (CustoCompra + CustoTransporte + CustoInstalacao)/NCiclosEsperado \quad (3.34)$$

Na análise da receita por ciclo, é definido que o sistema irá carregar a bateria todos os dias através da rede, no período de tarifa mais baixa, o Supervazio. De seguida, irá ser descarregada no período de

tarifa mais cara. O ciclo semanal está apresentado na figura abaixo, sendo omitidas 3ª-feira, 4ª-feira e 5ª-feira por terem comportamentos iguais aos dias de 6ª-feira:

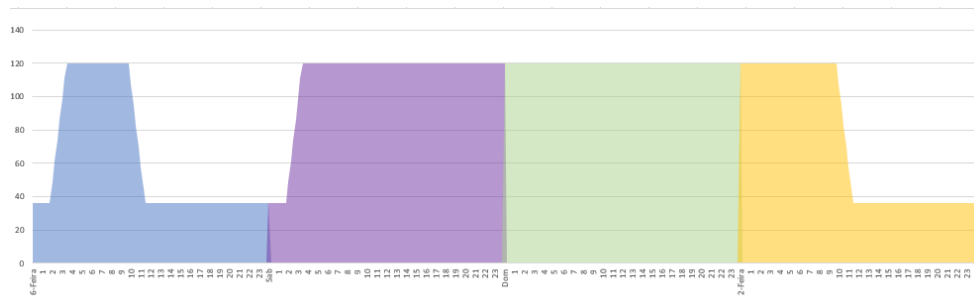


Figura 3.15: Ciclo de Bateria - 6ª-feira-Sábado-Domingo-2ª-feira

A receita por ciclo vai ser definida pela diferença entre as tarifas mencionadas, assim como a eficiência da própria bateria.

$$Poupanças/Ciclo = (TarifaPonta - TarifaS/Vazio) * Eficiencia * CargaUtil/NCiclosEsperado \quad (3.35)$$

Adicionalmente, a esperança de vida em anos é calculada dividindo o número de total de ciclos pelo número de ciclos por ano (162).

Em contraste com outro tipo de baterias, as Lítio não sofrem falhas súbitas (em condições normais). O que ocorre é uma redução gradual na *performance* da bateria, quer por uma redução do DoD, quer por aumento da impedância, aumentando a velocidade de funcionamento. Como tal, a bateria de lítio não se apresenta no seu final de vida sem funcionamento, apenas apresenta medidas pré-definidas de envelhecimento. Assim, definiu-se o fim de vida neste modelo quando a bateria atinge 70% de DoD, utilizando-se as medidas presentes nos *Datasheets* e as curvas de comportamento por ciclo para definir o decréscimo de DoD/Ciclo.

Capítulo 4

Metodologia

4.1 Cenário 1 - Sistema Fotovoltaico

O primeiro cenário estudado foi realizado com o objectivo de poupar o máximo nos custos com a energia eléctrica na unidade estudada. Assim, correu-se o programa com um painel com inclinação de 35° e orientado 10° de Sul para Este. Escolheu-se esta inclinação pois é a que permite, aproximadamente, a maior produção energética por painel. A orientação foi escolhida por ser a mesma que a do telhado, e portanto, a que permite uma utilização mais eficiente do espaço.

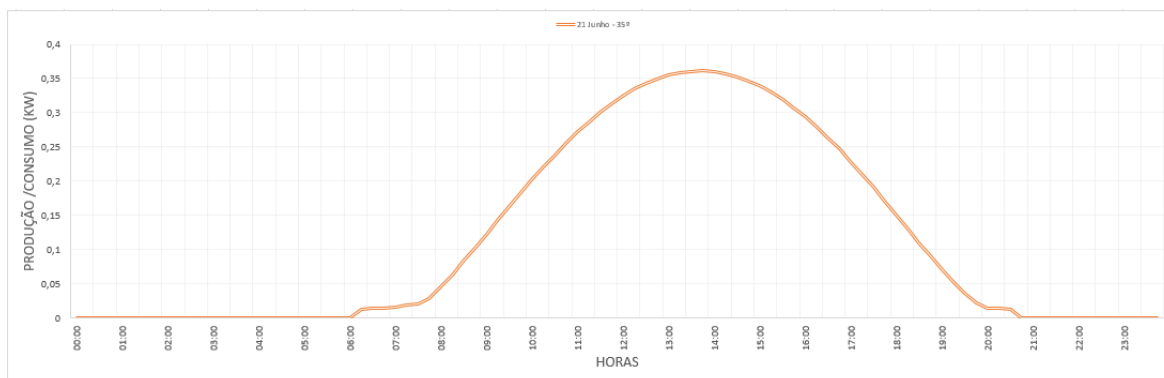


Figura 4.1: Resultados de simulação de energia eléctrica produzida com um painel (inclinação de 35°) para o dia 21 Junho

Após os resultados obtidos para um painel individual, é necessário fazer os cálculos para saber quantos painéis serão necessários para conseguir atingir a curva de consumo após o impacto da medida de substituição da iluminação. De maneira a determinar este valor, foi feita a média aritmética do consumo na unidade nos meses veranís e subtraída a poupança LED. A escolha de projetar para o consumo no Verão permite garantir o rendimento da UPAC quando este é mais necessário (consumo maior); no entanto, esta decisão tem impacto na análise da instalação, na medida em que permite que instalações com pequenas inclinações fiquem mais competitivas que a de 35°, apesar de obterem menos rendimento no resto do ano.

A figura seguinte apresenta a linha de consumo médio no Verão, a produção necessária para o atingir, assim como o número de painéis necessário.

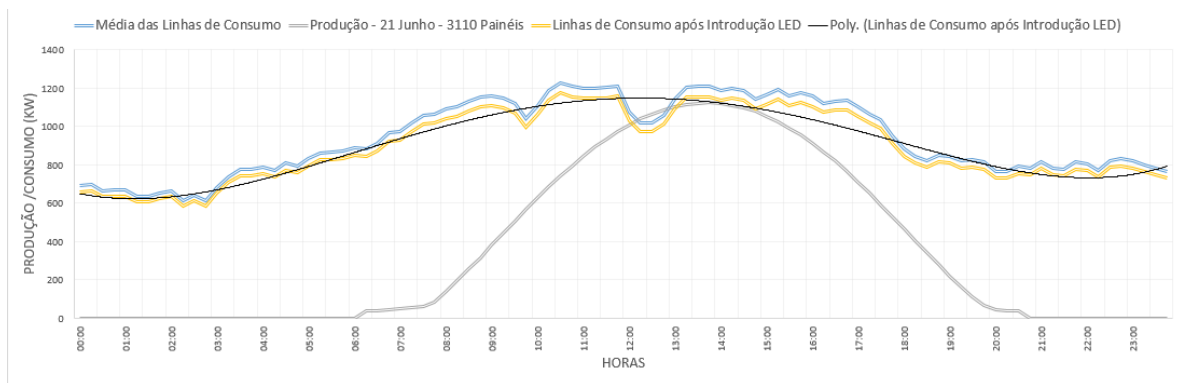


Figura 4.2: Energia eléctrica produzida por 3110 painéis com 35°, o necessário para atingir a linha média de consumo de verão Montijo-Montalva

Após este cálculo, é agora necessário observar se é, de facto, possível ter uma instalação com este número de unidades no edifício estudado. Abaixo estão representadas a planta e as áreas da unidade.

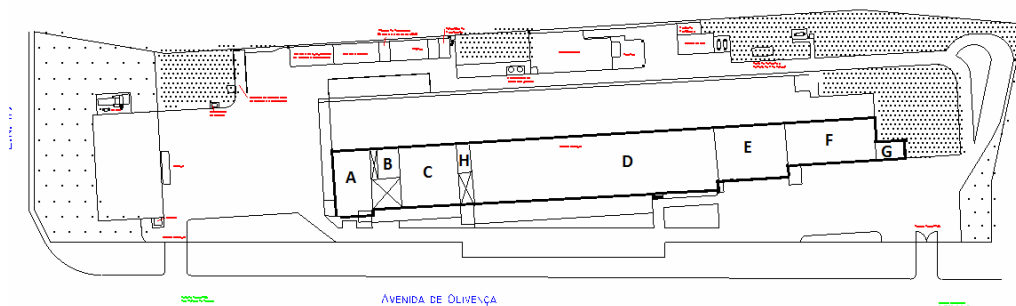


Figura 4.3: Planta da unidade Montijo-Montalva dividida em 8 sub-áreas úteis para instalação

Secção	A	B	C	D	E	F	G	H	Total
Base(m)	20,00	10,00	33,00	101,50	33,00	39,65	12,50	6,00	—
Altura(m)	25,25	12,63	25,25	21,25	21,25	16,75	8,00	12,65	—
Area(m ²)	505,00	126,25	833,25	2 156,88	701,25	664,14	100,00	75,90	5 086,76

Tabela 4.1: Subsecções do telhado e áreas disponíveis para instalação

Tendo em conta os conceitos da secção [3.2.5], sabe-se que existe uma necessidade de espaçamento entre cada painel. Optou-se por garantir a produção do sistema fotovoltaico entre as 9:15h e 16:45h, onde o ângulo de altitude no "Worst Case Scenario" é de 12° e 13.65°, respectivamente. Tendo os painéis escolhidos as dimensões de 1.640 mm por 991 mm, o espaçamento necessário entre cada painel é dado por:

Xok(mm)	X'1 (mm)	X'2 (mm)	L(mm)	h(mm)	Beta (°)	IT(°)	Alpha (°)
3508.08	1458.64	2082.20	749.64	1640	35	7.8	12

Tabela 4.2: Espaçamento necessário para uma instalação com inclinação de 35°

Desta forma, é permitido calcular a distribuição de painéis na área disponível. Após a correção com o ângulo Azimutal solar (-46°) a distância entre painéis é 1961.69 mm. É facilmente demonstrável que as áreas existentes não têm capacidade para 3110 painéis fotovoltaicos com tal espaçamento, pelo facto de a área ocupada por 1 painel ser de 1.94 m², ou seja 6 045.95 m² para as 3110 unidades necessárias, valor superior aos 5 000 m² de espaço disponível.

Como tal, optou-se por modificar a instalação e alterar-se o ângulo de inclinação de 35° para 7.8°, ângulo de inclinação do telhado da unidade. Abaixo está representada a produção mensal de um painel com a instalação utilizada, de maneira a ser possível comparar com as tabelas apresentadas no capítulo [2.4.3], no estudo do posicionamento da instalação.

Inclinação	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
7,8	136 145	158 806	234 531	285 383	328 090	329 192	333 090	306 340	248 199	191 578	140 055	123 948	2 815 356

Tabela 4.3: Radiação Incidente num painel com 7.8° de inclinação orientado 10° para Este

Seguindo o mesmo processo utilizado para os painéis a 35°, calculou-se o número de painéis necessários para atingir os objetivos deste cenário.

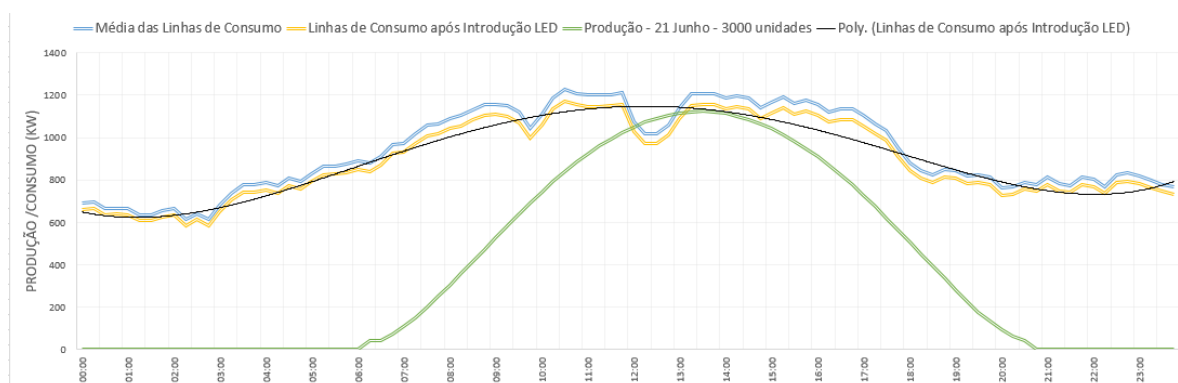


Figura 4.4: Variação anual do consumo eléctrico nos dias úteis na unidade Montijo-Montalva

Atendendo a que com esta inclinação não é necessária a existência de espaçamento entre linhas de painéis, é possível calcular se existe espaço para esta instalação:

Secção	A	B	C	D	E	F	G	H	Total
Area(m ²)	505,00	126,25	833,25	2156,88	701,25	664,14	100,00	75,90	5086,76
Painel	A	B	C	D	E	F	G	H	Total
Base(m)	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
Comprimento(m)	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	
Projecção Horizontal (m)	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	
Nº Linhas	15,54	7,77	15,54	13,08	13,08	10,31	4,92	7,79	
Nº Colunas	20,18	10,09	33,30	102,42	33,30	40,01	12,61	6,05	
Nº Painéis(m ²)	300	70	450	1326	429	400	48	42	3065

Tabela 4.4: Sub-áreas e número de painéis PV por área

4.2 Cenário 2 - Sistema Fotovoltaico

Este cenário tem como objectivo a redução do PBT, comparado com o cenário anterior. Utilizam-se os consumos de fim-de-semana menos elevados, evitando a existência de excedentes e a sua venda a preços menos recompensadores do que autoconsumo, assim como reduzindo o pagamento da taxa de compensação.

Utilizando-se os valores da Tabela [4.2] e o consumo de energia eléctrica, é possível calcular a quantidade de painéis necessária:

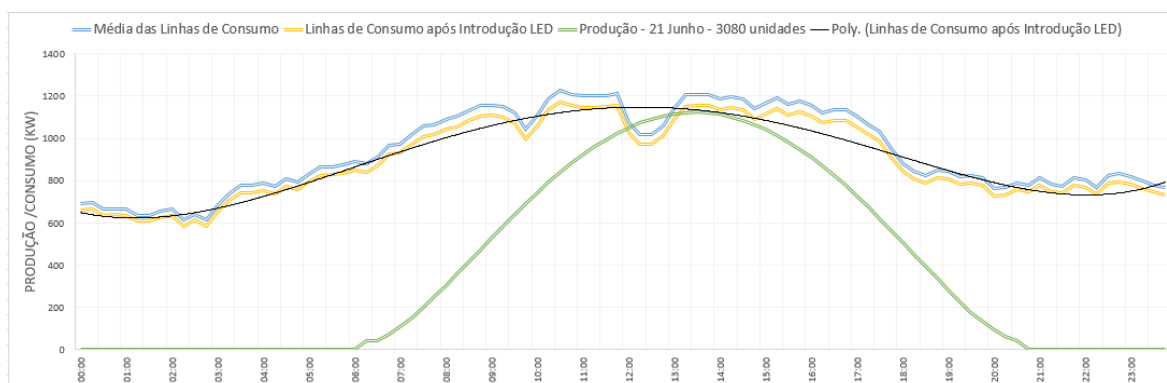


Figura 4.5: Variação anual do consumo eléctrico nos dias úteis na unidade Montijo-Montalva

Assim, conclui-se que este cenário irá necessitar de 940 painéis fotovoltaicos, instalados com 35° de inclinação pois são os que permitem uma melhor produção por painel ao longo do ano.

Capítulo 5

Resultados

Nesta secção vão ser apresentados os resultados obtidos nas três medidas estudadas (Substituição da Iluminação, Unidade de produção de energia fotovoltaica e Bateria de Ião-Lítio) e dos diferentes cenários de cada um destes projetos

5.1 Iluminação

Neste capítulo irão ser discutidos os resultados económicos do projeto de iluminação apresentados no Capítulo [3.1].

Será feita uma divisão na análise económica entre a unidade Montijo-Montalva e o conjunto das 6 unidades, tal como foi feito no capítulo anterior.

5.1.1 Unidade Montijo-Montalva

Investimento

Para calcular o valor do Investimento necessário, utilizou-se a Tabela [2.2] combinada com a Tabela [3.2] adicionando ainda os dados do catálogo Philips 2016 (digitalização em anexo B.1 - pág. 95). Neste contexto foi assumido que os funcionários do departamento de manutenção da empresa seriam os responsáveis pela instalação, pelo que não existe custo adicional de montagem.

Tipos de lampada	LED	Numero de Lampadas Novas	Custo unitario	Investimento
Montalva		1385	—	191 302,67
Armadura 4x18W	Coreline Panel	295	101,00	29 795,00
Armadura simples T10 1x65W	Coreline 29W	69	146,32	10 096,08
Armadura dupla T10 2x20W	Coreline 17W	2	86,32	172,64
Armadura dupla T10 2x65W	Coreline 57W	290	152,63	44 262,70
Armadura dupla T5 2x35W	Coreline 57W	123	152,63	18 773,49
Armadura dupla T8 2x36W	Coreline 38W	89	114,74	10 211,86
Armadura dupla T8 2x58W	Coreline 57W	492	152,63	75 093,96
Armadura simples T10 1x20W	Coreline 17W	12	86,32	1 035,84
Armadura simples T8 1x36W	Coreline 20W	1	105,26	105,26
Armadura simples T8 1x58W	Coreline 29W	12	146,32	1 755,84

Tabela 5.1: Investimento - Iluminação unidade Montijo-Montalva

Receitas Anuais

De seguida é apresentado o cálculo das receitas anuais esperadas com a aplicação desta medida. Tal como referido na secção [2.1], a auditoria não fornece os dados sobre em que horas a iluminação está ligada e portanto é impossível indicar o valor exato da tarifa que se está a pagar. Como tal, assumiu-se o valor do preço pago atualmente dividido pela energia consumida. Nas faturas estudadas existe uma flutuação de cerca de 5%. O valor utilizado será a margem inferior do seguinte intervalo.

$$\text{Euro}/Kwh = [0.101 \text{ } 0.106] \quad (5.1)$$

Tendo esta aproximação em conta, o valor aproximado das receitas anuais foi calculado e está apresentado na tabela abaixo.

Tipos de lampada	LED	Consumo Evitado) kWh/ano	Tarifa (Euros /kWh)	Receitas Anuais (Euros/ano)
Montalva		258 636,15	0,101	26 122,251
Armadura 4x18W	Coreline Panel	30 484,74	0,101	3 078,96
Armadura simples T10 1x65W	Coreline 29W	5 071,85	0,101	512,26
Armadura dupla T10 2x20W	Coreline 17W	241,28	0,101	24,37
Armadura dupla T10 2x65W	Coreline 57W	61 120,30	0,101	6 173,15
Armadura dupla T5 2x35W	Coreline 57W	11 456,25	0,101	1 157,08
Armadura dupla T8 2x36W	Coreline 38W	12 300,29	0,101	1 242,33
Armadura dupla T8 2x58W	Coreline 57W	136 516,10	0,101	13 788,13
Armadura simples T10 1x20W	Coreline 17W	31,20	0,101	3,15
Armadura simples T8 1x36W	Coreline 20W	22,26	0,101	2,25
Armadura simples T8 1x58W	Coreline 29W	1 391,88	0,101	140,58

Tabela 5.2: Receitas anuais - Iluminação unidade Montijo-Montalva

Período de Retorno de Investimento

Com base nas receitas anuais e no Investimento acima calculados, é possível apresentar o PBT da aplicação deste projeto na unidade do Montijo.

Como se pode constatar, o PBT apresentado é superior ao que se esperava para projetos deste tipo, cerca de 5 anos. Isto ocorre por diversos motivos: a existência de lâmpadas com utilização muito baixa

Tipos de lampada	LED	Receitas Anuais(Euros/ano)	Investimento	PBT (Anos)
Montalva		26 122,25	191 302,67	7,32
Armadura 4x18W	Coreline Panel	3 078,96	29 795,00	9,68
Armadura simples T10 1x65W	Coreline 29W	512,26	10 096,08	19,71
Armadura dupla T10 2x20W	Coreline 17W	24,37	172,64	7,08
Armadura dupla T10 2x65W	Coreline 57W	6 173,15	44 262,70	7,17
Armadura dupla T5 2x35W	Coreline 57W	1 157,08	18 773,49	16,22
Armadura dupla T8 2x36W	Coreline 38W	1 242,33	10 211,86	8,22
Armadura dupla T8 2x58W	Coreline 57W	13 788,13	75 093,96	5,45
Armadura simples T10 1x20W	Coreline 17W	3,15	1 035,84	328,71
Armadura simples T8 1x36W	Coreline 20W	2,25	105,26	46,83
Armadura simples T8 1x58W	Coreline 29W	140,58	1 755,84	12,49

Tabela 5.3: PBT-Illuminação unidade Montijo-Montalva

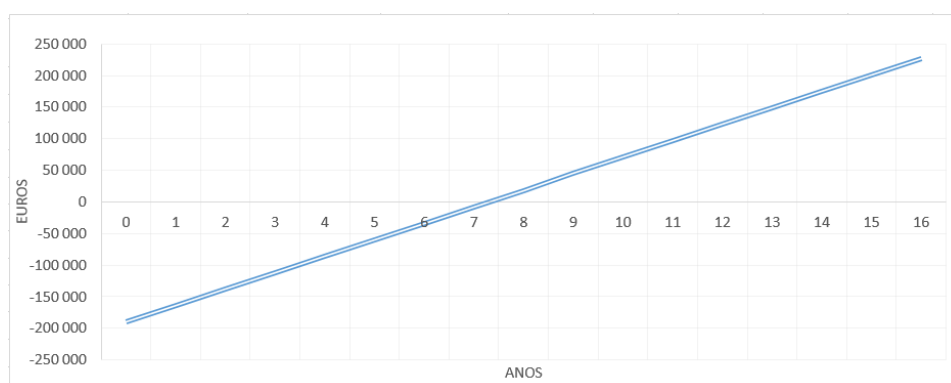


Figura 5.1: PBT - Representação dos *Cashflows* anuais

não permite que a sua substituição renda e aumente o PBT. Por outro lado, as lâmpadas escolhidas são de qualidade elevada, o que faz o seu Investimento ser superior ao que se esperaria.

Adicionalmente, existem modelos substituídos com PBT elevados, nomeadamente os modelos T10-1x20 e T8-1x36. Este resultado é explicado pela escolha da sua substituição não ser a mais adequada. O facto de os modelos Coreline 17W da Philips serem construídos com o propósito de substituírem as versões duplas de T10-2x20W e T8-2x18W, faz com que não sejam tão eficientes como os modelos singulares da mesma potência. No entanto, dentro desta gama de modelos são a opção que apresenta consumo mais baixo, o que faz com que sejam a única escolha possível.

Outra conclusão que se consegue obter destes resultados é a eficiência menor para substituição de armaduras simples (ex: T10-1x65W, T8-1x58W, T8-1x36W).

As substituições mais eficientes são, sem dúvida, as Coreline 57W pelos modelos originais mais potentes, T10 2x65W e T102x58W. Estes modelos reduzem bastante o PBT na unidade devido à diferença de consumos que apresentam e ao facto de serem o tipo de lâmpadas em maior número. A exceção são os modelos 2x35W, que são lâmpadas já bastante eficientes e que têm uma produção de lumens elevada para a potência consumida, sendo que a sua luminosidade é mais elevada que as lâmpadas do Grupo C, apesar de ter consumos semelhantes aos modelos deste grupo.

5.1.2 Grupo Montalva

Utilizando a estratégia usada na secção anterior, são de seguida apresentados os resultados económicos esperados nas seis unidades estudadas.

Investimento

É apresentado a seguir o valor do Investimento total e de cada unidade em particular:

Unidades/zonas	Investimento (euros)
Montalva	191 302,67
Propago	21 250,91
Mação	23 692,61
Montebravo	171 996,09
Santacarnes	62 774,87
Milharado	126 692,86
Total	597 710,01

Tabela 5.4: Investimento - Iluminação Grupo Montalva

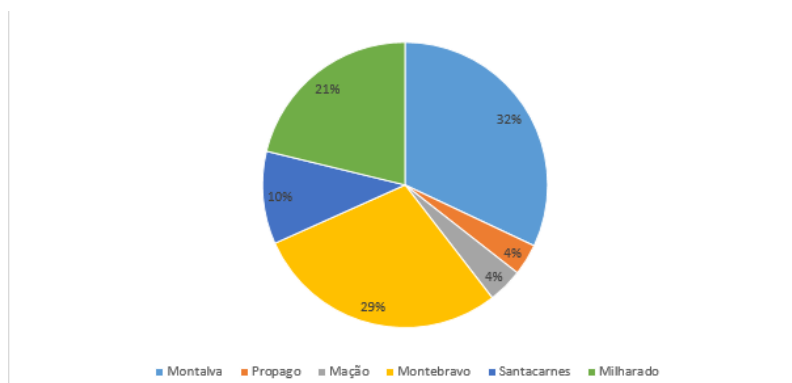


Figura 5.2: Investimento em luminárias LED entre unidades

Receitas anuais

É apresentado a seguir o valor das receitas anuais da totalidade e de cada unidade:

Unidades/zonas	Consumo Evitado (kWh/ano)	Tarifa (Euros/kWh)*	Receitas Anuais (Euros/ano)
Montalva	258 636,15	0,101	26 122,25
Propago	44 156,60	0,101	4 459,82
Mação	14 603,84	0,101	1 474,987
Montebravo	581 615,996	0,101	58 743,22
Santacarnes	81 557,43	0,101	8 237,30
Milharado	391 169,33	0,101	39 508,10
Total	1 371 739,33	0,101	138 545,67

Tabela 5.5: Receitas anuais - Iluminação Grupo Montalva

Período de Retorno de Investimento

Está representado na figura seguinte o PBT calculado:

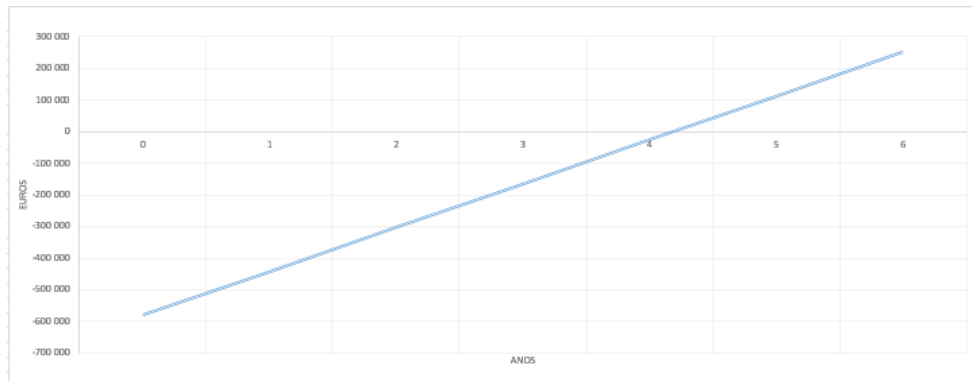


Figura 5.3: PBT - Grupo Montalva

Ao fazer uma análise dos resultados gerais deste projeto, é possível observar 3 grandes unidades em termos de Investimento necessário e quantidade de receitas geradas: as unidades Montalva-Montijo, Montebravo e Milharado.

Devido ao Investimento menor mas com PBT apelativo, é sugerido começar o projeto na unidade Propago e, consoante os resultados obtidos, capacidade e interesse da empresa em investir rapidamente, seguir com a unidade com melhor PBT (Milharado) ou com o menor Investimento (Mação).

É notável a diferença dos PBT entre cada unidade, apesar de as substituições serem as mesmas. Nas duas unidades de dimensões semelhantes à unidade de Montijo, os PBT são muito atrativos o que faz com que a média do tempo de retorno de todo o Investimento seja mais próximo destas duas unidades (uma vez que representam cerca de 50% das receitas). Isto acontece devido as diferentes tipos de lâmpadas presentes nas unidades (porque têm diferentes tipos de eficácia de substituição em termos energético) e diferentes regimes de utilização da iluminação entre as unidades.

De facto, apenas uma unidade apresenta um período de retorno pior que a unidade aqui apresentada em pormenor. Os resultados são facilmente explicados pelo facto de apenas nesta unidade se apresentarem lâmpadas T5 2x35W e T10 1x20W, a primeira em quantidades consideráveis.

Esta observação é interessante pois permite questionar a escolha de substituir as lâmpadas acima mencionadas e cabe à empresa a decisão de: ou investir nestas lâmpadas com o objectivo de uniformizar a iluminação na empresa, ou pretender ser mais conservadora e continuar com os modelos de lâmpadas originais.

Lâmpadas com taxa de utilização reduzida

Tal como mencionado e apresentado na [Tabela 2.3] e no parágrafo que a antecede, os resultados apresentados podem ser melhorados se apenas se investir na substituição das lâmpadas com maior utilização.

De seguida irão ser apresentados dois planos de Investimento com o objectivo de demonstrar a diferença no Investimento e no PBT do Investimento quando apenas se investe em lâmpadas com taxas de utilização superiores a 2 horas e 4 horas por dia.

Unidade	Numero de Lampadas	Receitas (Euros/ano)	Investimento (Euros)	Payback (Anos)
Montijo-Montalva (Original)	1 385	26 122,25	191 302,67	7,32
Montijo-Montalva (<2H)	1 260	25 904,23	175 801,00	6,79
Montijo-Montalva (<4H)	1 233	25 714,48	172 062,38	6,69

Tabela 5.6: Unidade Montijo-Montalva - Estudo de taxa de utilização

Na unidade Montijo-Montalva é possível antecipar o PBT, obtendo uma redução superior a 6 meses, sendo a diferença para o projeto de taxa de utilização superior a 4h apenas um mês mais rápido que as de 2h.

Unidades	Numero de Lampadas	Receitas (Euros/Ano)	Investimento (Euros)	Payback (Anos)
Montalva	1 260	25 904,23	175 801,00	6,79
Propago	145	4 446,429	20 793,02	4,68
Mação	126	1 308,000	13 067,000	9,98
Montebravo	506	58 186,271	152459,23	2,62
Santacarnes	375	8 012,861	53 435,81	6,67
Milharado	812	39 154,641	119 058,15	3,04
Total	3 224	137 012,638	534 615,83	3,90

Tabela 5.7: Impacto do projeto em taxas de utilização superiores a duas horas por dia

Unidades	Numero de Lampadas	Receitas (Euros/Ano)	Investimento (Euros)	Payback (Anos)
Montalva	1 233	25 714,48	172 062,38	6,69
Propago	138	4 377,81	19 724,61	4,51
Mação	113	1 257,62	12 033,90	9,57
Montebravo	448	57 772,38	144 958,48	2,51
Santacarnes	353	7 841,37	50 752,52	6,47
Milharado	781	38 699,34	114 326,62	2,95
Total	3 066,000	135 663,01	513 858,51	3,79

Tabela 5.8: Impacto do projeto em taxas de utilização superiores a quatro horas por dia

Retrofit

Serão agora apresentado os valores das lâmpadas Retrofit. Estas, como explicado anteriormente, são lâmpadas mais baratas e fáceis de adaptar mas com menor fiabilidade. Como será possível observar nos resultados a seguir apresentados, esta solução apresenta um resultado económico muito mais atrativo devido ao menor Investimento e ao muito menor PBT, apesar de não terem sido a opção da empresa.

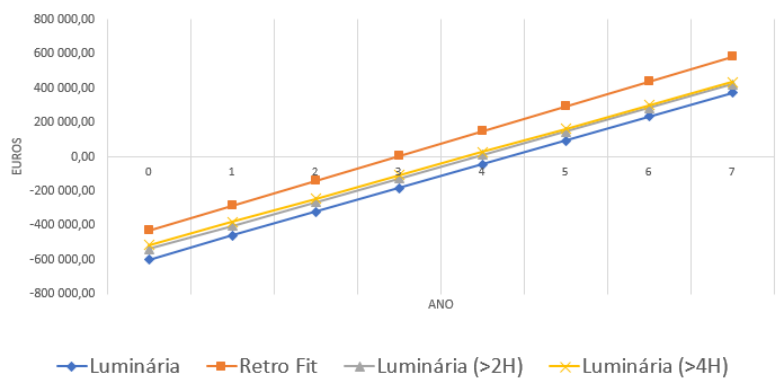


Figura 5.4: Comparação de PBT

5.2 Painéis Fotovoltaicos

Neste capítulo será apresentado o estudo de Investimento do sistema fotovoltaico. Esta análise vai ser dividida nos 2 cenários mencionados no final do Capítulo [4] e terminará com uma análise final do projeto apresentado.

5.2.1 Cenário 1

O presente cenário, como já mencionado, é constituído por 3000 unidades de painéis PV. No seu Investimento inicial estão contabilizados os preços dos painéis PV, o preço do inversor, cablagem, assim como as taxas a pagar pelas licenças discutidas no capítulo [3.2.2] e o preço do serviço de montagem[27].

O inversor escolhido foi STP-25000. Este inversor vai ter uma instalação do tipo de fileira e está dimensionado para 25 kW, pelo que o número de painéis PV ligados por inversor serão cerca de 90. A tensão do inversor é 415 volts, pelo que a associação dos painéis terá de ser 9 séries de 10 painéis ligados por inversor. No total, para o sistema completo, serão necessários 34 inversores deste tipo.

A cablagem foi escolhida sem grande especificação, atendendo apenas ao melhor preço de mercado encontrado. Para obter os valores de serviços e montagem foi usado uma estimativa estatística dos valores destas duas grandezas em relação ao investimento total em projetos fotovoltaicos.

(Valores em Euros)	Numero de unidades	Preço unitario	Investimento
Total			847 941,61
Materiais			776 895,97
PainelFotovoltaico	3 000	213,87	641 610,00
Inversor	34	3 819,38	129 858,92
Cablagem (m)	3 909	1,35	5 277,15
Contador	1	149,90	149,90
Taxas			1 125,00
Registo			750,00
Reinspecção			225,00
Inspecções periodicas			150,00
Serviços			57 109,67
Montagem			69 920,64

Tabela 5.9: Cenário 1 - Investimento

As receitas anuais estão divididas em dois conjuntos: o consumo evitado devido ao autoconsumo da energia gerada pelo sistema PV e a venda de excesso para a RESP.

Adicionalmente existem despesas anuais de manutenção, as quais serão subtraídas às receitas anuais. Estas obtidas através de um estudo estatístico da NREL que indica a percentagem de despesas por potência instalada

Cenário 1	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Auto-Consumo	8 889,14	9 073,96	11 337,10	12 238,70	12 803,77	12 897,54	13 830,72	13 440,68	12 406,29	11 118,76	9 157,21	8 489,63	135 683,52
Venda Excesso	865,68	1 144,48	1 779,42	1 887,86	1 760,72	1 262,41	929,62	1 137,27	1 041,72	793,14	630,94	741,15	13 974,42
Compensação	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-1 252,86	-15 034,32
Manutenção	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-1 274,00	-15 288,00
Sub-Total	7 227,96	7 691,58	10 589,66	11 599,70	12 037,64	11 633,09	12 233,48	12 051,10	10 921,15	9 385,04	7 261,29	6 703,92	119 335,62

Tabela 5.10: Cenário 1 - Receitas anuais

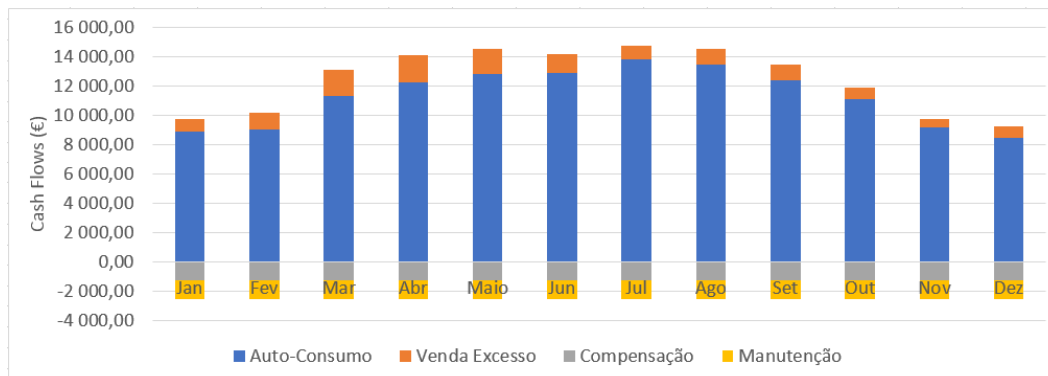


Figura 5.5: Cenário 1 - Previsão das Receitas Financeiras mensais e anual

Com as considerações anteriores, o PBT é então calculado:

Cenário 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Receitas Anuais	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62	119 335,62
Investimento	-847 941,61											
Cash flows Acumulados	-728 605,99	-609 270,37	-489 934,75	-370 599,13	-251 263,51	-131 927,89	-12 592,27	106 743,35	226 078,97	345 414,59	464 750,21	584 085,83

Tabela 5.11: Cenário 1 - PBT

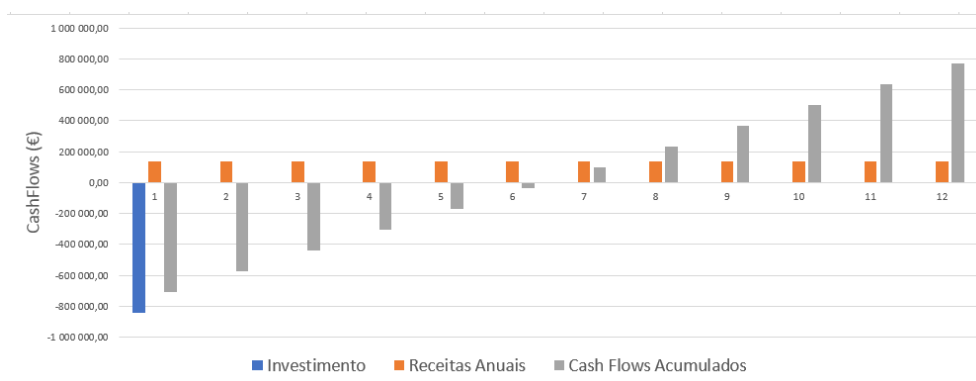


Figura 5.6: Cenário 1 - PBT - Investimento, Receitas anuais e Cashflows acumulados

5.2.2 Cenário 2

O cenário 2 é constituído por 940 painéis, instalados com uma inclinação de 35°. O inversor escolhido é o mesmo que o anterior, permitindo 90 painéis por inversor. O número total de inversores é 11. O tipo de cablagem é o mesmo.

No Investimento, estão incluídas as mesmas variáveis que no cenário anterior: preço dos painéis PV, inversor e cablagem; a montagem e as taxas a pagar estão também incluídas, mas são menores devido ao tamanho da UPAC ser igualmente menor.

	Numero de unidades	Preço unitario (Euros)	Investimento (Euros)
Total			268 082,22
Materiais			244 914,76
PainelFotovoltaico	940	213,87	26 7775,20
Inversor	11	3 819,38	57 290,70
Cablagem (m)	1 270	1,35	1 713,00
Contador	1	149,90	149,90
Taxas			1 125,00
Registo			750,00
Reinspeção			225,00
Inspeções periodicas			150,00
Serviços			22 042,33
Montagem			22 042,33

Tabela 5.12: Cenário 2 - Investimento

Nas receitas deste modelo, estão apenas presentes os valores obtidos do consumo evitado pelo autoconsumo da energia produzida. Ao contrário do cenário anterior, este foi projetado para não sobreproduzir no fim-de-semana e portanto não apresenta receitas de venda de energia à RESP.

Cenário 2	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Auto-Consumo	3 122,09	3 284,17	4 235,21	4 538,96	4 675,07	4 523,18	4 684,98	4 626,57	4 281,28	3 779,75	3 116,73	2 950,06	47 818,04
Venda Excesso	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Compensação	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-389,63	-4 675,61
Manutenção	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-318,00	-3 816,00
Sub-Total	2 414,45	2 576,54	3 527,57	3 831,32	3 967,44	3 815,54	3 977,35	3 918,94	3 573,64	3 072,11	2 409,10	2 242,42	39 326,42

Tabela 5.13: Cenário 2 - Receitas

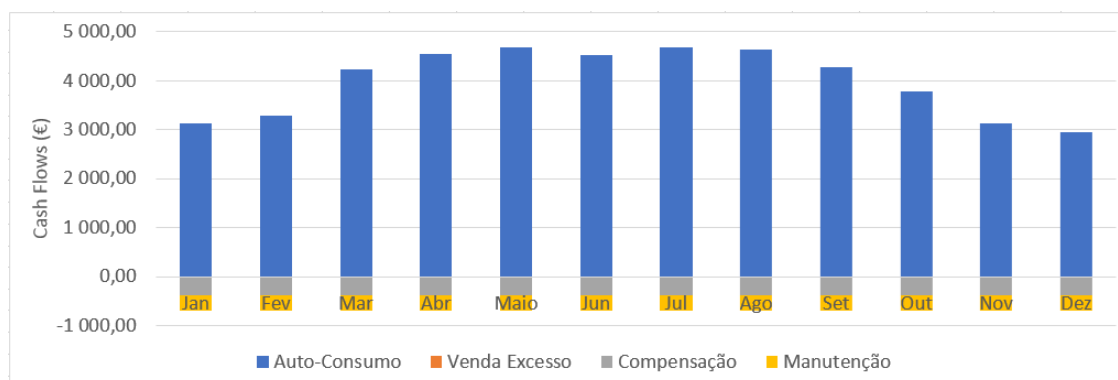


Figura 5.7: Cenário 2 - Previsão das Receitas Financeiras mensais e anual

Atendendo às considerações anteriores, são apresentados na tabela seguinte os resultados do PBT.

Cenário 1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Receitas Anuais	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42	39 326,42
Investimento	-268 082,09											
Cash flows Acumulados	-228 755,66	-189 429,24	-150 102,81	-110 776,39	-71 449,96	-32 123,54	7 202,89	46 529,31	85 855,73	125 182,16	164 508,58	203 835,01

Tabela 5.14: Cenário 2 - PBT

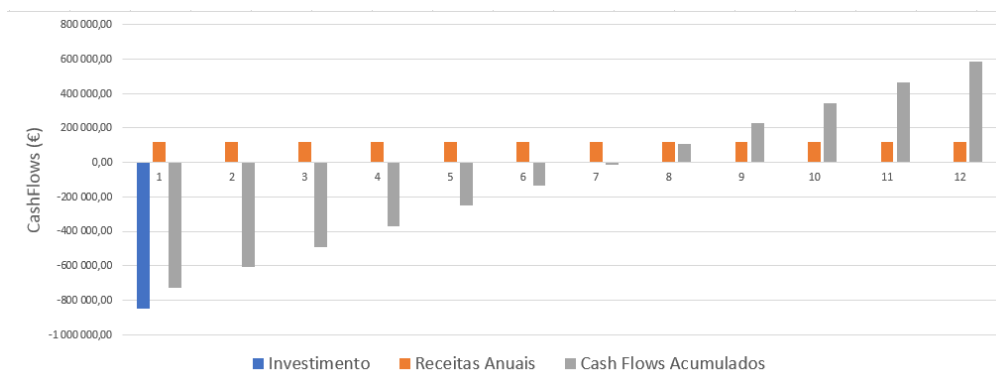


Figura 5.8: Cenário 2- PBT - Investimento, Receitas anuais e *Cashflows* acumulados

Analisando ambos os cenários lado a lado, observa-se que no cenário 1 a energia produzida é cerca de 37% do consumo atual. No cenário 2, essa percentagem é significativamente menor, 12%.

No Cenário 1, existe venda de excessos de energia a um preço menos gratificante, sendo que 9,2% da produção eléctrica é vendida.

Em termos ambientais, esta medida consegue evitar anualmente cerca de 521,17 t CO₂ no primeiro cenário e 179,54 t CO₂ no segundo cenário .

5.3 Baterias

Neste subcapítulo são apresentados os resultados do estudo feito sobre a viabilidade das baterias.

Segundo a modelação explicada na secção [3.3.3], chegou-se à conclusão que as bateias estudadas não apresentam receitas por ciclo suficientes. Na tabela a seguir apresentada, está a lista de baterias, as suas características e os resultados obtidos neste estudo.

	Capacidade util (kWh)	Diferença entre Tarifas (Euros/kWh)	Total de Ciclos	Preço (Euros)	Receitas /Ciclos	Preço/Ciclo
Domestic battery Mercedes-Benz Energy 20kWh	18		8 000	11 190	0,924	1,399
Lítium battery Freedom Lite 10/7 - 48V	10	0,051	7 000	6000	0,514	0,857
LG Chem lithium ion battery RESU10 kWh	8,8		6000	5199	0,452	0,866

Tabela 5.15: Estudo de viabilidade económica de baterias

Este resultado deve-se a uma diferença de custo entre as duas tarifas significativamente menor que o custo de aquisição por ciclo. Para um projeto deste tipo ser economicamente viável, é necessário que a diferença de preço de carregamento e preço de descarregamento seja mais elevada. Como tal, existem duas maneiras de o conseguir: a primeira, através de um esquema de tarifas mais dinâmico que o atual; a segunda emparelhando a bateria no sistema fotovoltaico conseguindo energia a preço nulo.

No primeiro caso, a ideia fundamental é usar uma tarifa de preço real, onde o preço de retalho de eletricidade reflete similarmente o preço grossista. Esta medida apresentaria efeitos secundários bastante elevados, pois alteraria o preço de todo o consumo atual e poderia causar um aumento das despesas no total dos seus impactos. Este risco deve-se às flutuações de mercado e ao facto de os preços serem atualizados no dia anterior, não existindo tempo para adaptar o funcionamento da

empresa aos novos custos, apesar de o projeto de bateria ser independente do consumo específico da unidade.

O segundo caso apresenta menos riscos que o caso anterior, na medida em que é mais simples prever todas as suas consequências. Utilizam-se baterias para armazenar o excesso de produção do sistema fotovoltaico, que consequentemente podem ser utilizadas num período de tarifa elevada. Deste modo, conseguem-se viabilizar as baterias. De seguida apresentam-se os resultados para a bateria *Domestic battery Mercedes-Benz Energy 20kWh*, o modelo que melhor resultados demonstrou na modelação anterior.

	Capacidade util (kWh)	Diferença entre Tarifas (Euros/kWh)	Total de Ciclos	Preço (Euros)	Receitas /Ciclos	Preço/Ciclo
Domestic battery Mercedes-Benz Energy 20kWh	18	0,112	8 000	11 190	2,004	1,399

Tabela 5.16: Estudo de viabilidade económica de baterias

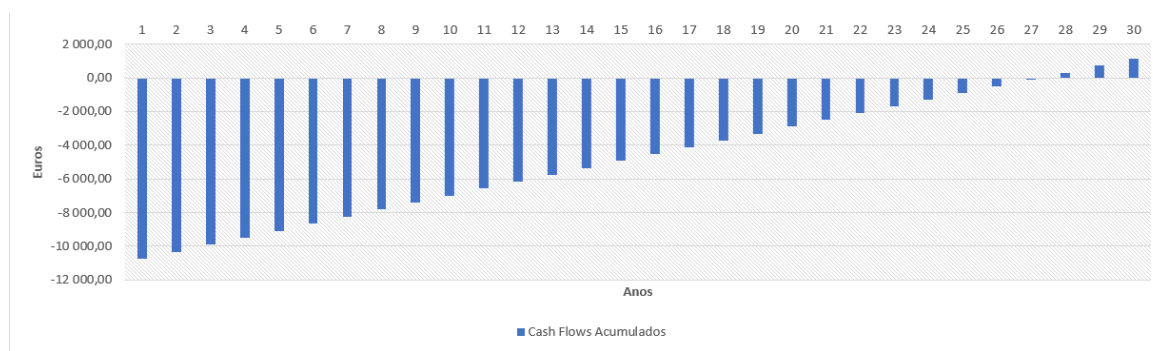


Figura 5.9: *Cashflows* acumulados de baterias associadas a sistemas fotovoltaicos não isolados

Como é perceptível, o Investimento é viável, conseguindo atingir o lucro antes dos 8 000 Ciclos. No entanto, o retorno final é apenas cerca de 10% do total investido, o que faz com que este negócio se torne pouco atrativo, principalmente quando a empresa não está disposta a fazer Investimentos com Períodos de Retorno tão elevados.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Considerações Finais

No que diz respeito aos cenários estudados na iluminação, conclui-se que estes são economicamente viáveis e que apresentam valores atrativos para Investimento futuro por parte do Grupo Montalva. De notar ainda que, mesmo aplicando as mesmas medidas de substituição de iluminação, existem unidades com Períodos de Retorno de Investimento significativamente diferentes, devido ao modo de utilização da iluminação. Por este mesmo motivo, é sugerido como medida futura a introdução de uma iniciativa de educação dos trabalhadores acerca da utilização de iluminação, de modo a otimizar o consumo energético de todas as unidades. Por fim, e atendendo ao estudo de Investimento em lâmpadas com utilização superior a 2 horas, pode-se também concluir que esta é a melhor opção de substituição em termos de Investimento, pelo que se sugere uma substituição contínua das mesmas nas diferentes unidades.

	Consumo Eléctrico Evitado (tep)	Investimento	PBT	t CO₂
Luminárias	294,92	597 710,01	4,10	644,72
Luminárias >2h	291,66	538 072,43	3,92	637,58
Luminárias >4h	288,79	514 203,79	3,79	631,30
Retrofit	307,93	443 479,47	3,09	673.14

Tabela 6.1: Resultados obtidos do estudo da substituição da iluminação

Em relação ao Sistema Fotovoltaico, são apresentados dois cenários diferentes, ambos com resultados muito atrativos e que correspondem às expectativas do Grupo Montalva. Conclui-se que quanto maior for a energia em excesso que se transmite à rede, maior será a tendência do Período de Retorno de Investimento a aumentar.

De notar ainda outros resultados que foram obtidos previamente à análise económica do Sistema Fotovoltaico e que devem ser valorizados: as conclusões do estudo do impacto da área de sombreamento na produção energética por unidade de área aliada ao condicionamento da área disponível; os resultados do estudo do impacto da variação da inclinação e orientação dos painéis fotovoltaicos na produção energética total anual e mensal; e ainda, a combinação da orientação e inclinação ideais para

obter o máximo de produção em cada hora.

Entre os dois cenários propostos, é sugerido o segundo. Embora menor, a diferença de Período de Retorno de Investimento não é significativa. No entanto, a diferença na quantidade de Investimento é bastante considerável, sendo que o Investimento no primeiro cenário é superior ao que a empresa paga anualmente em eletricidade na unidade estudada. Ambientalmente, o primeiro cenário produz mais energia por ano e, assim, evita uma maior quantidade de emissões de CO₂. Isto representa uma consequência natural de ter mais unidades de painéis fotovoltaicos que o segundo cenário. Porém, quando se compara as emissões evitadas por painel, o que se conclui é que no cenário 2 ocorre uma maior redução de emissões por painel. Esta diferença é devida ao diferente posicionamento dos painéis em cada cenário, isto porque atendendo à dimensão do cenário 1, foi necessário usar uma inclinação que produzisse mais energia por unidade de área em detrimento da inclinação ideal.

	Nº Painéis	Inclinação Orientação(º)	Investimento (euros)	PBT (ano)	E. Produzida (tep/ano)	Auto-Consumo (%)	Emissões (t CO₂)
Cenário 1	3000	7.8 / 10	-847 941,61	7	521,17	90,7	1 139,31
Cenário 2	940	35 / 10	-268 082,09	8	179,54	100,0	392,48

Tabela 6.2: Resultados dos cenários estudados dos painéis PV

Por fim, em relação ao estudo das Baterias de Lítio, conclui-se que, apesar de ser economicamente viável, não é um Investimento interessante para o Grupo Montalva, na medida em que apresenta Períodos de Retorno demasiado elevados. Assim, sugere-se o Investimento em Baterias de Lítio apenas em aplicações onde o objectivo seja a independência total da rede.

6.2 Trabalho Futuro

Como trabalho futuro, podem ser propostas algumas medidas que permitirão otimizar os resultados obtidos neste projeto. Em primeiro lugar, seria interessante a existência de uma comparação entre um painel fotovoltaico real e os resultados do programa, através dos registos de produção de uma unidade fotovoltaica ao longo do ano. Em relação à análise económica de substituição de iluminação, esta seria mais completa e rigorosa se fosse possível obter o horário de funcionamento de cada lâmpada em particular, de maneira a obter as tarifas exatas de funcionamento. No que diz respeito ao Sistema Fotovoltaico, sugere-se o estudo de viabilidade e possível aplicação do projeto realizado na unidade Montalva-Montijo nas restantes unidades do Grupo.

6.3 Realizações Pessoais

Com este trabalho foi-me permitido crescer, tanto como engenheiro como pessoa. Foi apenas a minha segunda experiência de trabalho fora do Instituto Superior Técnico, mas foi, sem dúvida, o maior desafio profissional até agora. Considero que este tipo de iniciativa [GALP202020] deveria ser mais comum nesta área e permeável a um maior número de alunos, na medida em que representa uma forma de ligação entre as empresas e o Técnico, permitindo aproximar os alunos do mercado de trabalho.

Neste trabalho deparei-me com muitos desafios, aprendi e apliquei conhecimentos de áreas exteriores ao foco do meu Mestrado, nomeadamente as áreas de iluminação e sistemas fotovoltaicos. Tive de analisar projetos onde nem sempre existiam dados completos e penso que esta é uma realidade do mundo de trabalho com a qual me deparei. Aprendi ainda a dar valor ao fazer muito com menos, devido a esta experiência.

Consegui também aprofundar conhecimentos na área de Radiação, Energia Solar e Gestão.

Bibliografia

- [1] Philips. Tabela de substituição, acessado em 18/2/2017. <http://www.peu.com.br/media/tabela-de-substituicao-lampadas-led-philips.pdf>, 2015.
- [2] A. e. . Philips. Site philips. philips.com, 2017.
- [3] Philips. Catálogo março, 2016.
- [4] D. da República. Despacho n.º 17313/2008, acessado em 18/1/2017. sgcie.publico.adene.pt/Legislacao/Documents/Despacho%2017313_2008.pdf, 2008.
- [5] Z. Sen. Solar energy fundamentals and modelling techniques; springer verlag, 2008.
- [6] D. Y. G. et al. Principles of solar engineering; 2nd edition, taylor and francis, 2000.
- [7] M. Modest. Radiation heat transfer; taylor and francis, new york, 2003.
- [8] F. K. D. Y. Goswami and J. F. Kreider. Principles of solar engineering; taylor and francis, 2000.
- [9] D. da República. Decreto-lei n.º 153/2014, acessado em 11/1/2017. http://www.portal-energia.com/downloads/Decreto-Lei_n_%20153_2014.pdf, 2015.
- [10] ERSE. Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017, acessado em 5/3/2017. http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/Tarifas%20e%20Pre%C3%A7os%202017_Final.pdf, Dezembro 2016.
- [11] REN. Estatística mensal sen, acessado em 5/3/2017. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>.
- [12] D. da República. Portaria n.º 14/2015, acessado em 12/1/2017. <https://dre.pt/application/conteudo/66321164>, 2015.
- [13] P. Solar. Tipos de painéis fotovoltaicos, acessado em 25/2/2017. <http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>, 2015.
- [14] N. E. Foundation. Types of photovoltaic (pv) cells, acessado em 21/3/2017. <http://www.nef.org.uk/knowledge-hub/solar-energy/types-of-photovoltaic-pv-cells>, Post-2008.
- [15] TheGreenAge. Introduction to solar pv, acessado em 30/3/2017. <http://www.thegreenage.co.uk/tech/types-of-solar-panel/>, Post-2014.

- [16] NREL. Conversion efficiencies of best research solar cells worldwide for various photovoltaic technologies since 1976, acessido em 13/1/2017. <http://www.nrel.gov>, 2015.
- [17] C. J. A. Nunes. Análise de viabilidade de uma instalação fotovoltaica para alimentação dos serviços auxiliares numa central de cogeração. Master's thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade Porto, 2016.
- [18] I. E. Commission. A norma iec 60364-8 -1: Definição de uma nova norma para edifícios eficientes, acessido em 23/2/2017.
- [19] PV-Shop. Preços pv solar panels, acessido em 25/2/2017. <http://pvshop.eu/panels>, 2017.
- [20] FF-Solar. Preço de sistema fotovoltaico, acessido em 26/2/2017, 2017.
- [21] R. K. et al. Solar energy; aaron sanchez-juarez, elsevier ltd, May 2006.
- [22] D. C. et al. U.s. photovoltaic prices and cost breakdowns; nrel, September 2015.
- [23] I. E. Agency. Life cycle inventories and life cycle assessments of photovoltaic systems, acessido em 27/1/2017.
- [24] B. University. Is lithium-ion the ideal battery?, acessido em 15/3/2017. http://batteryuniversity.com/learn/archive/is_lithium_ion_the_ideal_battery,.
- [25] S. Direct. Pv battery - photovoltaic system component, acessido em 16/2/2017. <http://www.solardirect.com/pv/batteries/batteries.htm>, 2016.
- [26] F. Education. Pv battery - basic, acessido em 18/2/2017. <http://pvcdrom.pveducation.org/BATTERY/battery.htm>, 2016.
- [27] NREL. U.s. photovoltaic prices and cost breakdowns, acessido em 18/2/2017. <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64746.pdf>, 2015.

Apêndice A

Tabelas e Figuras

Tabela A.1: Distribuição de Lâmpadas

Lâmpadas	Montalva	Propago	Mação	Montebravo	Santacarnes	Milharado	Total
Armadura dupla T10 1x65W	69						69
Armadura dupla T10 2x20W	4						4
Armadura dupla T10 2x65W	580						580
Armadura dupla T5 2x28W		4					4
Armadura dupla T5 2x35W	246						246
Armadura dupla T5 2x49W		26					26
Armadura dupla T8 2x18W		2	246,00		6		254
Armadura dupla T8 2x36W	178	6	176	14	102	280	756
Armadura dupla T8 2x58W	984	200	12	538	574	1252	3560
Armadura simples T10 1x20W	12						12
Armadura simples T8 1x18W		6	4		10	4	24
Armadura simples T8 1x36W	1	1	2		15	4	23
Armadura simples T8 1x58W	12	11		69	71	84	247
Armadura T8 4x18W	1180	44	36,00				1260
Armadura T8 4x36W			12,00				12
Campânula 400W				192			192
E14 40W				8			8
E27 60W					2		2
Plafond quadrado 18W						2	2
Projector 300W halog.			68			5	5
Total	3266	300	488	848	780	1631	7313


```

clc
clear all %#ok<CLSCR>

filename = 'Consumos.xlsx';
xlRange = 'A2:CR367';
num = xlsread(filename,1,xlRange);

Consumo(1,12)=0;
for x =1:365
    for i=1:96
        if x >= 1 && x <= 31
            Consumo(1,1)=Consumo(1,1)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 32 && x <= 59
            Consumo(1,2)=Consumo(1,2)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 60 && x <= 90
            Consumo(1,3)=Consumo(1,3)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 91 && x <= 120
            Consumo(1,4)=Consumo(1,4)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 121 && x <= 151
            Consumo(1,5)=Consumo(1,5)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 152 && x <= 181
            Consumo(1,6)=Consumo(1,6)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 182 && x <= 212
            Consumo(1,7)=Consumo(1,7)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 213 && x <= 243
            Consumo(1,8)=Consumo(1,8)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 244 && x <= 273
            Consumo(1,9)=Consumo(1,9)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 274 && x <= 304
            Consumo(1,10)=Consumo(1,10)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 305 && x <= 334
            Consumo(1,11)=Consumo(1,11)+num(x,i)*0.25;
        elseif x >= 335 && x <= 365
            Consumo(1,12)=Consumo(1,12)+num(x,i)*0.25;
        end
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%% [0]Menu unidades
UNIDADE=1;
UNIDADES(1,:)=[38.7056, 7.89, 10, 3000, -8.97];

%% [1]Entradas

%Latitude
L=UNIDADES(UNIDADE,1);
%Inclinação
beta=UNIDADES(UNIDADE,2);
%Orientação(+ west - East)
ori=UNIDADES(UNIDADE,3);
%Numero de divisões por dia
Nint=96;
%Numero de unidades

```

```

Nuni=UNIDADES (UNIDADE, 4);
%Area Disponivel
AD=1.96*0.99*Nuni;
%Eficiencia do painel
Ef=0.172;
%Eficiencia do sistema
Ef2=0.97*0.98*0.9;%=0.85554

%% [2] Angulos [Variaveis Diarias]

%Primeira coluna com os dias do ano
i=1;
for i=1:365
    Declin(i,1)= i;
    i= i+1;
end

%Declination Angle
%Segunda coluna com o Declination angle do dia respectivo
i=1;
for i=1:365
    Declin(i,2)=23.45*sind((360/365)*(284+Declin(i,1)));
    i=i+1;
end

%% [3] Angulos [Variaveis Horarias]

%[3.1]Solar hour angle (Hs)-----

x=1;
for x=1:365
    %(Mudança de horas)
    if x >= 87 && x <= 303
        a=1;
    else
        a=0;
    end
    %(Correcções de tempo)
    B=360*(x-81)/364;
    %B=360*(x-1)/365;
    EOT(x,1)=(9.87*sind(2*B)-7.53*cosd(B)-1.5*sind(B))/60;

    i=1;
    %(Solar angle)
    for i=1:Nint
        ts=(i*24/Nint)+EOT(x,1)+(UNIDADES (UNIDADE, 5)/15)-a;
        Hs(x,i)=15*(ts-12); %#ok<*SAGROW>
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%[3.2]Altitude Angle (alpha) -----

```

```

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        alpha(x,i)=asind( sind(L) * sind(Declin(x,2)) + cosd(L) *
cosd(Declin(x,2)) * cosd(Hs(x,i)) );
        i=i+1;
    end
    x=x+1;      %#ok<*FXSET>
end

%[3.3]Solar azimuth angle (As) -----

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        As(x,i)=asind(cosd(Declin(x,2))*sind(Hs(x,i))/cosd(alpha(x,i)));
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%[3.4]Solar zenith angle (Z=90-alpha)-----

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        Z(x,i)=90-alpha(x,i);
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%[3.5]Angle of Incidence-----

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        teta(x,i)=acosd(sind(L)*sind(Declin(x,2))*cosd(beta) -
cosd(L)*sind(Declin(x,2))*sind(beta)*cosd(ori)...
+cosd(L)*cosd(Declin(x,2))*cosd(Hs(x,i))*cosd(beta)+sind(L)*cosd(Declin(x
,2))...

*cosd(Hs(x,i))*sind(beta)*cosd(ori)+cosd(Declin(x,2))*sind(Hs(x,i))*sind(
beta)*sind(ori));
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%% [4] Radiação Incidente

```

```

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        alpha(x,i)=asind( sind(L) * sind(Declin(x,2)) + cosd(L) *
cosd(Declin(x,2)) * cosd(Hs(x,i)) );
        i=i+1;
    end
    x=x+1;      %#ok<*FXSET>
end

%[3.3]Solar azimuth angle (As) -----

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        As(x,i)=asind(cosd(Declin(x,2))*sind(Hs(x,i))/cosd(alpha(x,i)));
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%[3.4]Solar zenith angle (Z=90-alpha)-----

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        Z(x,i)=90-alpha(x,i);
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%[3.5]Angle of Incidence-----

x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        teta(x,i)=acosd(sind(L)*sind(Declin(x,2))*cosd(beta) -
cosd(L)*sind(Declin(x,2))*sind(beta)*cosd(ori)...
+cosd(L)*cosd(Declin(x,2))*cosd(Hs(x,i))*cosd(beta)+sind(L)*cosd(Declin(x
,2))...

*cosd(Hs(x,i))*sind(beta)*cosd(ori)+cosd(Declin(x,2))*sind(Hs(x,i))*sind(
beta)*sind(ori));
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%% [4] Radiação Incidente

```

```

%[4.2] Horas de Angulos <90° do painel (TT)-----
x=1;
for x=1:365
    j=1;
    a=0;
    i=1;
    for i=1:Nint
        if teta(x,i)<90 && teta(x,i) > -90
            a(1,j)=i*24/Nint;
            j=j+1;
        end
        i=i+1;
    end
    TT(x,1)=a(1,1); %Primeiro valor de [a]
    a=flip(a);
    TT(x,2)=a(1,1); %Ultimo valor de [a]
    x=x+1;
end

```

```

%[4.3.1] Intervalo de horas util (SST)-----
x=1;
for x=1:365
    if TT(x,1) <= SS(x,1)
        SST(x,1)=SS(x,1);
    elseif TT(x,1) >= SS(x,1)
        SST(x,1)=TT(x,1);
    end
    if TT(x,2)<SS(x,2)
        SST(x,2)=TT(x,2);
    elseif TT(x,2)>SS(x,2)
        SST(x,2)=SS(x,2);
    end
end
end

```

%% [5] Impacto da atmosfera e solo

```

%[5.1]Parametros da atmosfera-----
%Reflectividade do solo (ro)
ro=0.2; %[0.2:0.8]

```

%Calculo transmissividade(tau)

```

A=0.00483; %altitude em km
a0h=0.4237-0.000821*(6 - A)^2;
a1h=0.5055+0.00595*(6.5-A)^2;
kh =0.2722+0.018581*(2.5-A)^2;
x=1;

```

```

for x=1:365
    %summer
    if x<80 || x>=266
        r0 =0.97;
        r1 =0.98;
        rk =1.02;
    %winter
    elseif x>=80 && x<266

```

```

        r0 =1.03;
        r1 =1.01;
        rk =1.00;
    end
    %final
    a0=r0*a0h;
    a1=r1*a1h;
    k =rk*kh;
    i=1;
    for i=1:Nint
        if Z(x,i)>90%Sol não esta no ceu
            tau(x,i) = 0;
        elseif Z(x,i)<90
            tau(x,i) = a0 + a1*exp(-k/(cosd(Z(x,i))));
        end
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%Empirical sky diffuse factor (C)
C=0.09033; %media dos valores estudados nos estados unidos ao longo do
ano ao nivel do mar;

%[5.2]Final Radiation (Hfinal)-----

for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        %W/m2
        Hfinal(x,i)=H0(x,i)*tau(x,i) +
        Hn(x,1)*tau(x,i)*C*(1+cosd(beta))/2 +
        ro*Hn(x,1)*tau(x,i)*(cosd(Z(x,i))+C)*(1-cosd(beta))/2;
        Htau(x,i)=H0(x,i)*tau(x,i);
        Hdifuso(x,i)=Hn(x,1)*tau(x,i)*C*(1+cosd(beta))/2;
        Hreflectido(x,i)=ro*Hn(x,1)*tau(x,i)*(cosd(alpha(x,i))+C)*(1-
        cosd(beta))/2;
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%[5.3]Radiação diaria (com atmosfera)
Qdia2(365,1)=0;
Qdiatau(365,1)=0;
Qdiadifuso(365,1)=0;
Qdiareflectido(365,1)=0;
x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        if i*24/Nint > SST(x,1) && i*24/Nint < SST(x,2)
            %W*h/m2 /dia

```

```

Qdia2(x,1)=Qdia2(x,1)+((Hfinal(x,i)+Hfinal(x,i+1))/2)*24/Nint;

Qdiatau(x,1)=Qdiatau(x,1)+((Htau(x,i)+Htau(x,i+1))/2)*24/Nint;

Qdiadifuso(x,1)=Qdiadifuso(x,1)+((Hdifuso(x,i)+Hdifuso(x,i+1))/2)*24/Nint
;

Qdiareflectido(x,1)=Qdiareflectido(x,1)+((Hreflectido(x,i)+Hreflectido(x,
i+1))/2)*24/Nint;
    end
    i=i+1;
end
x=x+1;
end

```

```

%[5.3]Radiação mensal (com atmosfera)

```

```

Qmes2(1:12)=0;
Qmestau(1:12)=0;
Qmesreflectido(1:12)=0;
Qmesdifuso(1:12)=0;
Meses=(1:365);
x=1;
for x =1:365
    if x >= 1 && x <= 31
        j=1;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 32 && x <= 59%28
        j=2;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 60 && x <= 90
        j=3;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 91 && x <= 120
        j=4;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 121 && x <= 151
        j=5;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 152 && x <= 181
        j=6;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 182 && x <= 212
        j=7;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 213 && x <= 243
        j=8;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 244 && x <= 273
        j=9;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 274 && x <= 304
        j=10;
        Meses(x)=j;
    elseif x >= 305 && x <= 334
        j=11;
    end
end

```

```

        Meses(x)=j;
elseif x >= 335 && x <= 365
    j=12;
    Meses(x)=j;
end
%W*h/m2 /mes
Qmes2(1,j)=Qmes2(1,j)+Qdia2(x,1);
Qmestau(1,j)=Qmestau(1,j)+Qdiatau(x,1);
Qmesdifuso(1,j)=Qmesdifuso(1,j)+Qdiadifuso(x,1);
Qmesreflectido(1,j)=Qmesreflectido(1,j)+Qdiareflectido(x,1);
x=x+1;
end

%[5.3] Radiação Util
x=1;
for x=1:365
    i=1;
    for i=1:Nint
        Wutil(x,i)= Hfinal(x,i)*Ef*AD*Ef2*1/1000; %Kw
        Eutil(x,i)= Wutil(x,i)*24/Nint;%Kwh
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end

%%
%[5.4] Financeiro-----
%[Ponta cheio vazio s.vazio]
Tarif=[0.065133,0.057968,0.046534,0.038863]; %Preço de cada tarif

%-----
Limite=LIMITES(UNIDADE,:);
%Vector auxiliar (Tarifario)
Tarifario(1:365)=1;

x=2;%2015 ano inicia numa 5aF (2 dias antes de sabado)
for x=2:7:365
    Tarifario(1,x+1)=2;%Sabado
    Tarifario(1,x+2)=3;%Domingo
end

%%
%Ganho Financeiro
Wutil2=Wutil;
Sobreprod(1:365,1:Nint)=0;
x=1;
for x=1:365
    %inverno-----
    if x <87 || x>365

        % for x dia de semana-----
        if Tarifario(1,x) == 1
            i=1;
            for i=1:Nint
                if (i >= 2*Nint/24 && i < 6*Nint/24) %tarif 4
                    if Wutil(x,i)>num(x,i)

```



```

        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(4);
end
%-----
if (i >= 0 && i < 2*Nint/24) || (i >= 6*Nint/24 && i <
7*Nint/24) %tarif 3
    if Wutil(x,i)>num(x,i)
        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(3);
end
%-----
if (i >= 7*Nint/24 && i < 10*Nint/24) || (i >= 12*Nint/24
&& i < 19*Nint/24) || (i >= 21*Nint/24 && i <= 24*Nint/24) %tarif 2
    if Wutil(x,i)>num(x,i)
        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(2);
end
%-----
if (i >=10*Nint/24 && i < 12*Nint/24) || (i >= 19*Nint/24
&& i < 21*Nint/24) %tarif 1
    if Wutil(x,i)>num(x,i)
        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(1);
end
%-----
i=i+1;
end
end

% for x sabado-----
if Tarifario(1,x) == 2
    i=1;
    for i=1:Nint
        if (i >=2*Nint/24 && i <6*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
            end
        end
    end
end

```

```

        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(4); %tarif 4
end
%-----
if (i>= 0 && i<2) || (i>=6 && i<9.5*Nint/24) ||
(i>=13*Nint/24 && i <18.5*Nint/24) || (i>=22*Nint/24 && i <=24*Nint/24)
    if Wutil(x,i)>num(x,i)
        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(3); %tarif 3

end
%-----
if (i>=9.5*Nint/24 && i<13*Nint/24) || (i>=18.5*Nint/24
&& i<22*Nint/24)
    if Wutil(x,i)>num(x,i)
        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(2); %tarif 2
end
%-----
i=i+1;
end
end

% for x domingo-----
if Tarifario(1,x) == 3
    i=1;
    for i=1:Nint
        if (i>=2 && i<6*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            else
                Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
            end
            Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(4); %tarif 4
        end
        %-----
        if (i>=0*Nint/24 && i<2*Nint/24) || (i>=6*Nint/24 &&
i<=24*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            end
        end
    end
end

```

```

        else
            Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
        end
        Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(3);    %tarif 3
    end
    %-----
    i=i+1;
end
end
end

%Verao-----
if x>=88 || x <=303

    % for x dia de semana-----
    if Tarifario(1,x) == 1
        i=1;
        for i=1:Nint

            if (i >= 2*Nint/24 && i < 6*Nint/24) %tarif 4
                if Wutil(x,i)>num(x,i)
                    Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                    Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                    Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
                else
                    Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
                end
                Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif2(4);
            end
            %-----
            if (i >= 0 && i < 2*Nint/24) || (i >= 6*Nint/24 && i <
7*Nint/24) %tarif 3
                if Wutil(x,i)>num(x,i)
                    Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                    Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                    Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
                else
                    Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
                end
                Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif2(3);
            end
            %-----
            if (i >= 7*Nint/24 && i < 10*Nint/24) || (i >= 13*Nint/24
&& i <= 24*Nint/24) %tarif 2
                if Wutil(x,i)>num(x,i)
                    Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                    Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                    Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
                else
                    Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
                end
                Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif2(2);
            end
            %-----
            if (i >=10*Nint/24 && i < 13*Nint/24)
                if Wutil(x,i)>num(x,i)

```

```

        Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
        Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
        Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
    else
        Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
    end
    Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif2(1);
end
i=i+1;
end
end

% for x sabado-----
if Tarifario(1,x) == 2
    i=1;
    for i=1:Nint
        if (i >=2*Nint/24 && i <6*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            else
                Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
            end
            Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(4); %tarif 4
        end
        %-----
        if (i>= 0 && i<2) || (i>=6 && i<9*Nint/24) ||
(i>=14*Nint/24 && i <20*Nint/24) || (i>=22*Nint/24 && i <=24*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            else
                Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
            end
            Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(3); %tarif 3
        end
        %-----
        if (i>=9*Nint/24 && i<14*Nint/24) || (i>=20*Nint/24 &&
i<22*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            else
                Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
            end
            Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(2); %tarif 2
        end
        i=i+1;
    end
end

% for x domingo-----
if Tarifario(1,x) == 3
    i=1;

```

```

    for i=1:Nint
        if (i>=2 && i<6*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            else
                Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
            end
            Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(4); %tarif 4
        end
        %-----
        if (i>=0*Nint/24 && i<2*Nint/24) || (i>=6*Nint/24 &&
i<=24*Nint/24)
            if Wutil(x,i)>num(x,i)
                Eutil(x,i)=num(x,i)*24/Nint; % kWh
                Sobreprod(x,i)=Wutil(x,i)-num(x,i); %kW
                Wutil2(x,i)=num(x,i); %kW
            else
                Wutil2(x,i)=Wutil(x,i);
            end
            Ganho(x,i)= Eutil(x,i)*Tarif(3); %tarif 3
        end
        %-----
        i=i+1;
    end
end
end

end
x=x+1;
end
%%
%Somatorio dia
GanhoDia(1:365)=0;
Sobreproddia(1:365)=0;
Eutildia(1:365)=0;
EutilTOTAL=0;
for x=1:365
    for i=1:Nint
        EutilTOTAL=EutilTOTAL+Eutil(x,i);
        GanhoDia(x)=GanhoDia(x)+Ganho(x,i);
        Sobreproddia(x)=Sobreproddia(x)+Sobreprod(x,i)*24/Nint;%KW->KWh
        Eutildia(x)=Eutildia(x)+Wutil2(x,i)*24/Nint;
        i=i+1;
    end
    x=x+1;
end
x=1;

%%
%Somatorio Mes
Sobreprodmes(1:12)=0;
Eutilmes(1:12)=0;
GanhoMes(1:12)=0;
for x =1:365
    if x >= 1 && x <= 31
        j=1;
    end
end

```

```

elseif x >= 32 && x <= 59%28
    j=2;
elseif x >= 60 && x <= 90
    j=3;
elseif x >= 91 && x <= 120
    j=4;
elseif x >= 121 && x <= 151
    j=5;
elseif x >= 152 && x <= 181
    j=6;
elseif x >= 182 && x <= 212
    j=7;
elseif x >= 213 && x <= 243
    j=8;
elseif x >= 244 && x <= 273
    j=9;
elseif x >= 274 && x <= 304
    j=10;
elseif x >= 305 && x <= 334
    j=11;
elseif x >= 335 && x <= 365
    j=12;
end
GanhoMes(1,j)= GanhoMes(1,j)+GanhoDia(x);
Sobreprodmes(1,j)=Sobreprodmes(1,j)+Sobreproddia(x);
Eutilmes(1,j)=Eutilmes(1,j)+Eutildia(x);
end
GanhoSobreprod=Sobreprodmes*0.9*sum(Tarif)/4;
CO2=Sobreprodmes+Eutilmes;

%[7]Exportação de dados em formato Excell
%Hfinal em Excell
Tabela = array2table(Hfinal);
file= 'Hfinal.xlsx';
writetable(Tabela,file);
sheet=1;
xlRange='A1';
xlswrite(file,int,1);

%Wutil em Excell
Tabela2 = array2table(Wutil);%Altere para a potencia aWutil

file= 'EnergiaUtil.xlsx';
writetable(Tabela2,file);
sheet=1;
xlrange='A1';
xlswrite(file,int,1);

%% INDICE -----
(outdated)
% a          - Variavel auxiliar
% a0        - Parametro calcular transmissividade
% a1        - Parametro calcular transmissividade
% aoh       - Parametro calcular transmissividade
% aoh       - Parametro calcular transmissividade

```

```

% kh          - Parametro calcular transmissividade
% alpha      - Angulo que os raios do sol fazem com um plano
horizontal;
% A          - Altitude
% As         - Angulo que a componente horizontal dos raios do sol
fazem
%           com o eixo N/S ;
% AD         - Área disponível para a instalação dos paineis
%           fotovoltaicos
% B          - Parcela de [EOT]**
% beta       - Inclinação da superficie;
% C          - Empirical sky Diffuse factor (C)
% Declin    - 1a coluna - Dias do ano;
%           2a coluna - Declination Angle, angulo entre o eixo
%           da terra e raios do sol (variação diaria de ~[-23 a
23]);
% Dia        - Dia do ano escolhido para representar no grafico
% EF         - Eficiencia dos Paineis
% EOT        - Equation of Time - Correção do tempo
% Eutil      - Energia produzida a casa 15 min do ano
% Ganho      - Despesas evitadas em electricidade ao longo do ano
% H0         - Irradiação incidente numa placa inclinada
% Hfinal     - H0 com transmissividade
% Htau       - Componente directa de Hfinal
% Hdifuso    - Componente difusa de Hfinal
% Hreflectido - Componente Reflectida de Hfinal
% Hn         - Irradiação Corrigida w/m^2
% Hs         - Angulo hora solar (varia ao longo do dia)
% i          - Variavel auxiliar de ciclo;
% int        - Vector horas (para representação grafica)
% k          - Parametro calcular transmissividade
% L          - latitude;
% Limite     - Linha de [LIMITES] escolhida
% LIMITES    - Tabela com o valor medio mensal de consumos de cada
%           U.Montalva durante os fim de semana
% Mes        - Vector mês (para representação grafica)
% Nint       - Numero de divisões por dia ex:(24-horaria)
% Nuni       - Numero de unidades de paineis a ser instalados na
unidade
%           escolhida
% ori        - Angulo da orientação da perpendicular da superficie
%           referente ao eixo n/s;
% Qdia       - Radiação incidente durante cada dia
% Qdia2      - Qdia com transmissividade
% Qdiatau    - Componente directa de Qdia2
% Qdiadifuso - Componente difusa de Qdia2
% Qdiareflectido - Componente Reflectida de Qdia2
% Qmes       - Somatorio de Qdia agrupado em meses
% Qmes2      - Qmes com transmissividade
% Qmestau    - Componente directa de Qmes2
% Qmesdifuso - Componente difusa de Qmes2
% Qmesreflectido - Componente reflectida de Qmes2
% ro         - Reflectividade de solo
% r0         - Parametro calcular transmissividade
% r1         - Parametro calcular transmissividade
% rk         - Parametro calcular transmissividade
% Sc         - Constante solar - Radiação que passa por uma

```

```

% perpendicular aos raios do sol fora da atmosfera;
% Sobreprod - Sobreprodução aos fins de semana (KW)
% SS - 1 coluna: sunrise
% - 2 coluna: sunset
% - 3 coluna: Cos (Hs) quando alpha = 0 - Condição
% sunset/sunrise
% SST - 1 coluna: Maior de SS(:,1) e TT(:,1)
% - 2 coluna: Maior de SS(:,2) e TT(:,2)
% tau - Transmissividade (ao longo do dia e ano)
% teta - Angulo que os raios solares fazem com uma superficie
% inclinada;
% ts - Local Solar Time **
% Tarif - Tabela de tarifas (Ponta cheio vazio s/vazio)
% Tarifario - Vector com lista de dias com tarifario de d.semana,
% sabados e domingos
% TT - 1 coluna: Hora a que o sol entra nos 90°com a
% perpendicular do pv
% - 2 coluna: Hora a que o sol sai dos 90°com a
perpendicular
% do pv
% UNIDADE - Indica qual a U.Montalva que quer estudar
% UNIDADES - Tabela de Inputs dobre todas as unidades
% Wutil - Potência produzida a casa 15m do ano
% Wutil2 - [Wutil] sem sobreprodução (FDS)
% x - variavel auxiliar de ciclo;
% Z - Angulo que os raios fazem com a perpendicular a uma
% superficie horizontal;

```


Apêndice B

Technical Datasheets

B.1 Datasheet Iluminação



MASTER TL5 High Efficiency

MASTER TL5 HE 28W/865 UNP/40

This TL5 lamp (tube diameter 16 mm) has a high luminous efficacy, resulting in low energy consumption. The High Efficiency TL5 lamp offers excellent lumen maintenance and good color rendering. Application areas are offices, industry, public and governmental buildings, schools, hospitals and indoor sports lighting.

Product data

• General Information

Cap-Base	G5 [G5]
Life To 50% Failures Preheat (Nom)	24000 h
Features	Not Applicable
System Description	High Efficiency
LSF Preheat 2000 h Rated	99 %
LSF Preheat 4000 h Rated	99 %
LSF Preheat 6000 h Rated	99 %
LSF Preheat 8000 h Rated	99 %
LSF Preheat 16000 h Rated	97 %
LSF Preheat 20000 h Rated	84 %

• Light Technical

Color Code	865 [CCT of 6500K]
Luminous Flux (Nom)	2700 lm
Luminous Flux (Rated) (Nom)	2450 lm
Color Designation	Cool Daylight
Luminous Efficacy (@ Max Lumen, Rated) (Nom)	97 lm/W
Chromaticity Coordinate X (Nom)	313
Chromaticity Coordinate Y (Nom)	337
Correlated Color Temperature (Nom)	6500 K

Luminous Efficacy (rated) (Nom)	88 lm/W
Color Rendering Index (Max)	85
Color Rendering Index (Min)	80
Color Rendering Index (Nom)	82
LLMF 2000 h Rated	96 %
LLMF 4000 h Rated	95 %
LLMF 6000 h Rated	94 %
LLMF 8000 h Rated	93 %
LLMF 12000 h Rated	92 %
LLMF 16000 h Rated	91 %
LLMF 20000 h Rated	90 %

• Operating and Electrical

Power (Rated) (Nom)	27.9 W
Lamp Current (Nom)	0.170 A
Voltage (Nom)	166 V

• Temperature

Design Temperature (Nom)	35 °C
--------------------------	-------

• Controls and Dimming

Dimmable	Yes
----------	-----

• Mechanical and Housing

Cap-Base Information	Green Plate
----------------------	-------------

PHILIPS



MASTER TL5 High Output Xtra

MASTER TL5 HO Xtra 49W/840 1SL/20

Esta lâmpada TL5 (diâmetro do tubo de 16 mm) combina as vantagens de uma lâmpada TL5 High Output (as lâmpadas TL5 HO são otimizadas para instalações que exigem uma emissão de luz elevada e oferecem uma excelente manutenção de lúmens e composição de cores) com uma duração longa e fiável. Isto resulta em custos de manutenção extra baixos e permite poupar em substituições pontuais dispendiosas. As principais aplicações são locais em que os custos da substituição de lâmpadas e/ou os custos das interrupções são elevados.

Dados do produto

• Informações gerais

Casquilho	G5 [G5]
Vida útil até 50% de falhas pré-aquecimento (Nom.)	45000 h
Descrição do sistema	High Output (HO)
LSF Preheat 2000 h Rated	100 %
LSF Preheat 4000 h Rated	99 %
LSF Preheat 6000 h Rated	99 %
LSF Preheat 8000 h Rated	99 %
LSF Preheat 16000 h Rated	98 %
LSF Preheat 20000 h Rated	97 %

• Dados técnicos de luminosidade

Código da cor	840 [CCT de 4000 K (841)]
Fluxo luminoso (Nom.)	4900 lm
Fluxo luminoso (nominal) (Nom.)	4375 lm
Designação da cor	Cool White (CW)
Eficiência luminosa (no Máx. de lúmens, nominal) (Nom.)	99 lm/W
Coordenada X de cromaticidade (Nom.)	380
Coordenada Y de cromaticidade (Nom.)	380

Temperatura de cor correlacionada (Nom.)	4100 K
Eficiência luminosa (nominal) (Nom.)	89 lm/W
Índice de restituição cromática (Máx)	85
Índice de restituição cromática (Min.)	80
Índice de restituição cromática (Nom.)	82
Depreciação de 2000 horas	96 %
SLMF EM 4000 h nominal	95 %
Depreciação de 5000 horas	94 %
SLMF EM 8000 h nominal	93 %
SLMF EM 12 000 h nominal	92 %
SLMF EM 16 000 h nominal	91 %
SLMF EM 20 000 h nominal	90 %

• Dados elétricos e de funcionamento

Power (Rated) (Nom)	49.2 W
Corrente de lâmpada (Nom.)	0.255 A

• Temperatura

Temperatura de projeto (Nom.)	35 °C
-------------------------------	-------

PHILIPS

Electrical & Building Supplies

Up to **70% off** [Shop Deals Now >](#)

Welcome to GlobalMarket.com [\[Join Free\]](#) or [\[Sign In\]](#)

[Buyer Protection](#) | [My GlobalMe](#)



Yuyao Aoguang Lighting Electrical Appliance Co., Ltd.

- [Home](#) [Manufacturer Profile](#) **[Product List](#)** [GMC Report](#) [News Board](#) [Contact Us](#)

Yuyao Aoguang Lighting Electrical Appliance Co., Ltd. > [Products](#) > [Fluorescent Tube](#) > **T10 65W Fluorescent Light Lamp T10 Tube Light 5ft CE indoor**

Certified Manufacturer

Yuyao Aoguang Lighting
Electrical Appliance Co., Ltd.
Ningbo, Zhejiang, China

GMC Manufacturer Since: 2013
On-Site Check by TUV

Professional

Search Products

Product Categories [2728]

T5/T8 colorful fluorescent tube	[1]
led panel light	[50]
led fluorescent tubes	[596]
Fluorescent Tube	[808]
T5 Fluorescent Tube	[159]
T10 Fluorescent Tube	[78]
T5/T8 BLB Fluorescent Tube	[129]
T5/T8 UVC Lamp	[121]
T8 Fluorescent Tube	[389]
LED Tubes	[66]
T4 Fluorescent Tube	[331]

T10 65W Fluorescent Light Lamp T10 Tube Light 5ft CE indoor



FOB Price	Get Latest Price
Model	T10
Certification	CE,ISO9000,SASO,RoHS
Capable	EUP,KC
Minimum Order	10000PCS
Brief Description	T10 65W fluorescent light lamp 1. We temperature: 2700K-7000K 4. CE&R



Qigeng Song

Product Details

Basic Specification

Lamp Base	G13
Color Tones	Cool Color
Shape	Straight
Voltage	220V
Length	150cm
Tube Diameter	T10
Life	12000ours

Detail Description

T10 65W fluorescent light lamp

Watt :20w-65w
Bulb type:T10
Base :G13
CE approved.
RoHS

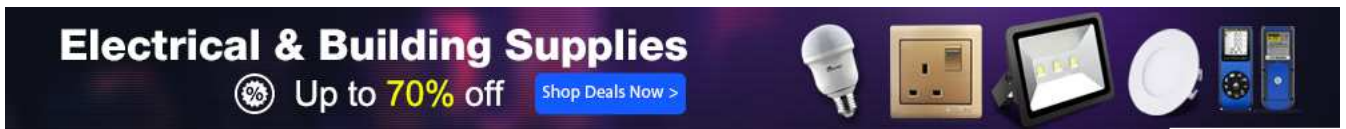
Fluorescent Light

Type	A Max(mm)	B Max(mm)	C Max(mm)	Φ Max(mm)	Measurement of Carton(cm)	Pcs	G.W. (kg)	N.W. (kg)
20w	589.8	596.9	604.0	32	64*18*18	25	3.5	3
40w	1199.4	1206.5	1213.6	32	124*18*18	25	7.5	5.5
65w	1500.0	1507.1	1514.2	32	152*18*18	25	9.5	7.5

Type	Watt (w)	Current (A)	Lamp Voltage			Luminous (Lm)	Life (h)	Socket
			min(V)	Rating	max(V)			
20w	20.0	0.360	52	58	64	1050/1150/1150	12000	G13
40w	40.0	0.420	96	106	116	2600/2750/2750	12000	G13
65w	65.0	0.670	100	110	120	4080/4780/5000	12000	G13

Additional Information

Payment Terms	L/C, T/T
---------------	----------



Welcome to GlobalMarket.com [Join Free] or [Sign In]

Buyer Protection |



Yizheng Karmal Lighting Electronics Co.

Home Fabricante Perfil **Lista de Produtos** Contact Us

Yizheng Karmal Lighting Electronics Co.> Produtos > Tubo fluorescente > Lâmpadas fluorescentes de T10 65W

Certified Manufacturer

Yizheng Karmal Lighting Electronics Co.

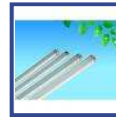
Yangzhou, Jiangsu, China

GMC Fabricante desde: 2014

On-Site Verifique pela TUV

Karmal Lighting lights up your world with our heart!

Lâmpadas fluorescentes de T10 65W



Preço FOB : [Get Latest Price](#)
 Modelo : T10 65W
 Certificação : .CE, TUV
 Quantidade : 10000
 Mínima
 Marca : Mi Karmal
 Descrição Breve : temperatura 1.Color: 2700K/4100K /#
 média aproximadamente 10000 hou
 elevada



Chaming Cai

Produtos Seleccionados [20]

Product Categories [155]

- Tubo do diodo emissor de luz [13]
- Tubo Energy-Saving [6]
- Bulbo do diodo emissor de luz [5]
- Bulbo Energy-Saving [3]
- Lâmpada ultravioleta [2]
- Dispositivo elétrico claro fluorescente [1]
- Bulbo de halogênio [1]
- Tubo fluorescente [124]

Detalhes do Produto

Basic Specification

Base da lâmpada	G13
Tons da cor	Cor fresca
Base da lâmpada	CE, ISO9001-2000, SGS

Descrição Detalhada

- 1.Watt: T10: 15W 20W 30W 40W 65W
2. Bule Type: T10
3. Color Temperature:2700K/4100K /6500K
4. The lamps radiate daylight, coolwhite, warmwhite to creat different atmosphere.
5. The lamps used for general lighting and recommended for office, factory, hospital,etc.
6. CE, TUV approved.
7. Average life about 10000 hours.
8. High quality and high efficiency

Spec.	A Max(mm)	B Max(mm)	B Min(mm)	C Max(mm)	Ø Max(mm)	Packing size (mm)	Qty/CTNG.	W. (kg)	N.W. (kg)										
										Type	Current (A)	Voltage (V)		Luminous	Color Temp.	CRI	Base type	Life Span (h)	
			Min(v)	Rating	Max(v)	(LM)	(K)												
T10 15W	437.4	444.5	442.1	451.6	32	460X176X176	25pcs	2.4	2										
T10 20W	589.8	589.6	594.5	604	32	630X176X176	25pcs	3.2	2.65										
T10 30W	894.6	901.7	899.3	908.8	32	920X176X176	25pcs	5.2	4.5										
T10 40W	1199.4	1206.5	1204.1	1213.6	32	1225X176X176	25pcs	6.2	5.5										
T10 65W	1500	1507.1	1504.7	1514.2	32	1525X176X176	25pcs	7.5	6.8										
T10 15W	0.31	46	55	64	610			74	G13	12000									
T10 20W	0.36	52	58	64	1110		2700K	74	G13	12000									



MASTER TL5 High Efficiency

MASTER TL5 HE 35W/827 1SL/40

Esta lâmpada TL5 (diâmetro do tubo de 16 mm) possui uma eficiência luminosa elevada, o que resulta num consumo de energia reduzido. A lâmpada TL5 de eficiência elevada oferece uma excelente manutenção de lúmens e uma boa composição de cores. As áreas de aplicação incluem a iluminação de escritórios, indústrias, edifícios públicos e governamentais, escolas, hospitais e recintos desportivos cobertos.

Dados do produto

• General Information

Casquilho	G5 [G5]
Vida útil até 50% de falhas pré-aquecimento (Nom.)	24000 h
Características	na [Não aplicável]
Descrição do sistema	High Efficiency

• Light Technical

Código da cor	827 [CCT de 2700 K]
Fluxo luminoso (Nom.)	3650 lm
Fluxo luminoso (nominal) (Nom.)	3325 lm
Designação da cor	Incandescent White
Eficiência luminosa (no Máx. de lúmens, nominal) (Nom.)	105 lm/W
Coordenada X de cromaticidade (Nom.)	463
Coordenada Y de cromaticidade (Nom.)	420
Temperatura de cor correlacionada (Nom.)	2700 K
Eficiência luminosa (nominal) (Nom.)	94 lm/W
Índice de restituição cromática (Máx)	85
Índice de restituição cromática (Min.)	80
Índice de restituição cromática (Nom.)	82

• Operating and Electrical

Power (Rated) (Nom)	35.5 W
Corrente de lâmpada (Nom.)	0.175 A

• Temperature

Temperatura de projeto (Nom.)	35 °C
-------------------------------	-------

• Controls and Dimming

Regulável	Sim
-----------	-----

• Mechanical and Housing

Informações sobre o casquilho	Green Plate
-------------------------------	-------------

• Approval and Application

Etiqueta de Eficiência Energética (EEL)	A+
Conteúdo de mercúrio (Hg) (Nom.)	1.4 mg
Consumo de energia kWh/1000 h	38 kWh

• Product Data

Código do produto completo	871150064324755
----------------------------	-----------------

PHILIPS



TL-D Standard Colours

TL-D 18W/33-640 1SL/25

TL-D Standard Colors lamps (tube diameter of 26 mm) create atmospheres from warm white to cool daylight. Lamps with moderate efficacy and color rendering.

Product data

• General Information

Cap-Base	G13 [Medium Bi-Pin Fluorescent]
Life To 10% Failures (Nom)	10000 h
Life To 50% Failures (Nom)	13000 h

• Light Technical

Color Code	33-640
Luminous Flux (Nom)	1200 lm
Color Designation	Cool White (CW)
Lumen Maintenance 10000 h (Nom)	75 %
Lumen Maintenance 2000 h (Nom)	90 %
Lumen Maintenance 5000 h (Nom)	80 %
Chromaticity Coordinate X (Nom)	377
Chromaticity Coordinate Y (Nom)	381
Correlated Color Temperature (Nom)	4100 K
Color Rendering Index (Nom)	63

• Operating and Electrical

Power (Rated) (Nom)	18.0 W
---------------------	--------

Lamp Current (Nom)	0.360 A
Voltage (Nom)	59 V

• Controls and Dimming

Dimmable	Yes
----------	-----

• Approval and Application

Energy Efficiency Label (EEL)	B
Mercury (Hg) Content (Nom)	8.0 mg

• Product Data

Full product code	871150095041340
Order product name	TL-D 18W/33-640 1SL/25
EAN/UPC - Product	8711500950413
Order code	928048003312
Numerator - Quantity Per Pack	1
Numerator - Packs per outer box	25
Material Nr. (12NC)	928048003312
Net Weight (Piece)	71.000 g
ILCOS Code	FD-18/41/2B-E-G13

PHILIPS



TL-D Standard Colours

TL-D 36W/54-765 1SL/25

TL-D Standard Colors lamps (tube diameter of 26 mm) create atmospheres from warm white to cool daylight. Lamps with moderate efficacy and color rendering.

Product data

• General Information

Cap-Base	G13 [Medium Bi-Pin Fluorescent]
Life To 10% Failures (Nom)	10000 h
Life To 50% Failures (Nom)	13000 h

• Light Technical

Color Code	54-765
Luminous Flux (Nom)	2500 lm
Color Designation	Cool Daylight
Lumen Maintenance 10000 h (Nom)	75 %
Lumen Maintenance 2000 h (Nom)	90 %
Lumen Maintenance 5000 h (Nom)	80 %
Chromaticity Coordinate X (Nom)	315
Chromaticity Coordinate Y (Nom)	341
Correlated Color Temperature (Nom)	6200 K
Color Rendering Index (Nom)	72

• Operating and Electrical

Power (Rated) (Nom)	36.0 W
---------------------	--------

Lamp Current (Nom)	0.440 A
Voltage (Nom)	103 V

• Controls and Dimming

Dimmable	Yes
----------	-----

• Approval and Application

Energy Efficiency Label (EEL)	B
Mercury (Hg) Content (Nom)	8.0 mg

• Product Data

Full product code	692341077032200
Order product name	TL-D 36W/54-765 1SL/25
EAN/UPC - Product	6923410770322
Order code	928048505453
Numerator - Quantity Per Pack	1
Numerator - Packs per outer box	25
Material Nr. (12NC)	928048505453
Net Weight (Piece)	0.140 kg
ILCOS Code	FD-36/62/2A-E-G13

PHILIPS



TL-D Standard Colours

TL-D 58W/33-640 1SL/25

TL-D Standard Colors lamps (tube diameter of 26 mm) create atmospheres from warm white to cool daylight. Lamps with moderate efficacy and color rendering.

Product data

• General Information

Cap-Base	G13 [Medium Bi-Pin Fluorescent]
Life To 10% Failures (Nom)	10000 h
Life To 50% Failures (Nom)	13000 h

• Light Technical

Color Code	33-640
Luminous Flux (Nom)	4600 lm
Color Designation	Cool White (CW)
Lumen Maintenance 10000 h (Nom)	75 %
Lumen Maintenance 2000 h (Nom)	90 %
Lumen Maintenance 5000 h (Nom)	80 %
Chromaticity Coordinate X (Nom)	372
Chromaticity Coordinate Y (Nom)	381
Correlated Color Temperature (Nom)	4100 K
Color Rendering Index (Nom)	63

• Operating and Electrical

Power (Rated) (Nom)	58.5 W
---------------------	--------

Lamp Current (Nom)	0.670 A
Voltage (Nom)	111 V

• Controls and Dimming

Dimmable	Yes
----------	-----

• Approval and Application

Energy Efficiency Label (EEL)	B
Mercury (Hg) Content (Nom)	8.0 mg

• Product Data

Full product code	871150095049940
Order product name	TL-D 58W/33-640 1SL/25
EAN/UPC - Product	8711500950499
Order code	928049003312
Numerator - Quantity Per Pack	1
Numerator - Packs per outer box	25
Material Nr. (12NC)	928049003312
Net Weight (Piece)	167.000 g
ILCOS Code	FD-58/41/2B-E-G13

PHILIPS



TL10 Plus

T10 PLUS 20W/765 1SL/25

Product data

• General Information

Cap-Base G13 [Medium Bi-Pin Fluorescent]
Life To 50% Failures (Nom) 15000 h

• Light Technical

Color Code 765 [CCT of 6500K]
Luminous Flux (Nom) 1000 lm
Color Designation Cool Daylight
Lumen Maintenance 2000 h (Nom) 90 %
Lumen Maintenance 5000 h (Nom) 83 %
Chromaticity Coordinate X (Nom) 313
Chromaticity Coordinate Y (Nom) 337
Correlated Color Temperature (Nom) 6500 K
Color Rendering Index (Nom) 72

• Operating and Electrical

Power (Rated) (Nom) 20 W

Lamp Current (Nom) 0.36 A
Voltage (Nom) 62.0 V

• Controls and Dimming

Dimmable Yes

• Approval and Application

Mercury (Hg) Content (Nom) 8.5 mg

• Product Data

Full product code 871869652946100
Order product name T10 PLUS 20W/765 1SL/25
EAN/UPC - Product 8718696529461
Order code 928034605402
Numerator - Quantity Per Pack 1
Numerator - Packs per outer box 25
Material Nr. (12NC) 928034605402
Net Weight (Piece) 105.000 g

PHILIPS

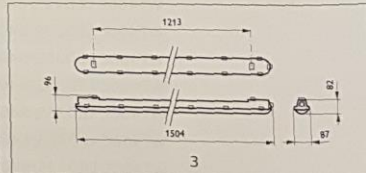
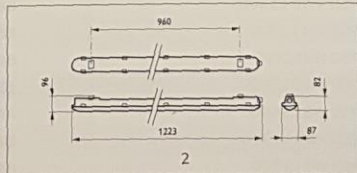
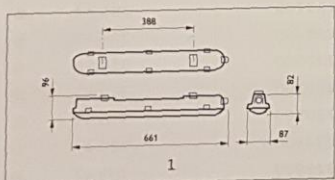


Luminária estanque LED da família Coreline LED que permite uma economia de energia de até 50% comparado com tubos fluorescentes.

Versões Equivalentes a 2x18W, 1/2 x36W e 1/2x58W

- Materiais corpo e difusor de policarbonato de alta qualidade
- Cor corpo de cor cinza (RAL 7035)
- Balastos Xitanium
- Temperatura de cor: 4 000 K
- IRC >= 80

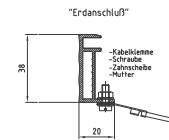
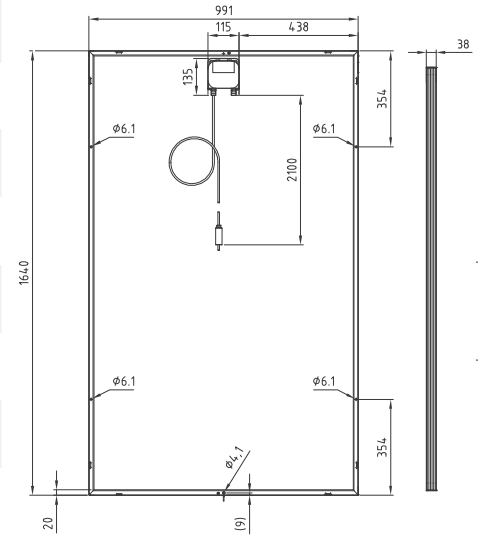
- Fluxo do sistema: LED18S-1 800 lm, LED22S- 2 200 lm, LED40S- 4 000 lm, LED34S-3 400 lm, LED60S- 6 000 lm
- Consumo do sistema: LED18S- 17 W, LED22S-20 W, LED40S-38 W, LED34S-29 W, LED60S-57 W
- Vida: 50.000 h @ L70
- Regulação e Controlo: Não
- Temperatura de funcionamento: -20º C a +35 ºCv
- Outras opções: emergência mediante pedido



Descrição do produto	mm	EOC	EUROS	
				(€)
Versão fixa 600 mm				
WT120C LED18S/840 PSU L600	1	84045900	86,32	●
Versão fixa 1200 mm				
WT120C LED22S/840 PSU L1200	2	84046600	105,26	●
WT120C LED40S/840 PSU L1200	2	84048000	114,74	●
Versão fixa 1500 mm				
WT120C LED34S/840 PSU L1500	3	84047300	146,32	●
WT120C LED60S/840 PSU L1500	3	84049700	152,63	●
Versão regulável 600 mm				
WT120C LED18S/840 PSD L600	1	88306800	110,53	●
Versão regulável 1200 mm				
WT120C LED22S/840 PSD L1200	2	88307500	136,84	●
WT120C LED40S/840 PSD L1200	2	88309900	152,63	●

B.2 Sistema PV

		Standardleistungsklassen (weitere Leistungsklassen auf Anfrage)				
		270	275	280	285	
Nennleistung P_{MPP}	Maximum Power P_{MPP}	Wp	270	275	280	285
Modulwirkungsgrad STC	Efficiency of the Module STC	%	16,6	16,9	17,2	17,5
Kurzschlussstrom I_{sc}	Short circuit current I_{sc}	A	9,28	9,38	9,48	9,58
Leerlaufspannung U_{oc}	Open circuit voltage U_{oc}	V	38,46	38,57	38,68	38,79
Spannung bei Maximalleistung U_{MPP}	Voltage at maximal load U_{MPP}	V	30,94	31,24	31,54	31,84
Strom bei Maximalleistung I_{MPP}	Current at maximal load I_{MPP}	A	8,82	8,89	8,96	9,03
Maximale Systemspannung VDC	Maximum System Voltage VDC	V	1000			
Rückwärtsbestromung I_R	Reverse current feed I_R	A	15,0			
Temperaturkoeffizient I_{sc}	Temperature coefficient I_{sc}	% K	0,043			
Temperaturkoeffizient V_{oc}	Temperature coefficient V_{oc}	% K	-0,32			
Leistungskoeffizient P_{max}	Performance coefficient P_{max}	% K	-0,42			
Zertifizierte Schneelast	Certified Snow Load	Pa	8.000*			
TÜV Zertifikate	TÜV Certificate		derzeit unter Zertifizierung/certification in progress			



WEITERE DATEN

Zellen	Cells	60 monokristalline 6" Zellen, 3 Busbar 60 monocrystalline 6" high efficiency cells, 3 busbar
Glas	Glass	3,2mm hochtransparentes, antireflexbeschichtetes ESG-Glas 3,2mm highly transparent, anti-reflective coating ESG-glass
Rahmen	Frame	38mm silber eloxierter Aluminiumrahmen 38mm silveranodized aluminium frame
Solarbox	Solar box	Tyco Solarlok 4mm ² Stiftstecker +/-, Schutzklasse IP 65 (Nichtbrennbarkeitsstufe 5VA) 3 Bypass-Dioden Tyco Solarlok 4mm ² male cable coupler +/-, protection class IP 65 (flammability level 5VA), 3 bypass-diodes
Anschlusskabel	Connecting Cable	Tyco Solarlok Buchsenstecker +/-, Schutzklasse IP 67 Tyco Solarlok 4mm ² female cable coupler +/-, protection class IP 67

Maximal garantierte Toleranz	Maximum guaranteed Tolerance	0/+4,99 Wp
25 Jahre Leistungsgewährleistung	25 years performance warranty	10 Jahre 90 %, 25 Jahre 80 % 10 years 90 %, 25 years 80 %
Black Edition	Black Edition	Auf Anfrage erhältlich Available upon request
Modulabmessungen B x H x T	Dimensions of the Module W x H x D	991 x 1640 x 38
Modulgewicht	Weight of the Module	17,7 kg
WEEE-Reg.-Nr.	DE 42676826	

Standard Testbedingungen STC: Einstrahlung 1.000 W/m² mit Spektrum AM 1,5 bei einer Zelltemperatur von 25°C. Nominal operating cell temperature NOCT: Einstrahlung 800 W/m² mit Spektrum AM 1,5 bei einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Nennbetriebstemperatur von 48,2°C. Geringe Wirkungsgradreduktion im Teillastverhalten bei 25°C: bei 200 W/m² werden 100% (+/- 5%) des STC Wirkungsgrades (1.000 W/m²) erreicht. Abmaße +/- 3 mm. Nennleistung Messtoleranzen +/- 3,5%, Datenblatt Toleranzen +/- 10% (außer Nennleistung). Technische Änderungen vorbehalten. Alle Angaben ohne Gewähr. *Dritte Montageschiene notwendig - bitte beachten Sie unsere Installationsanleitung.

Standard Test Conditions STC: Irradiation 1,000 W/m² with a spectrum of AM 1.5 at a cell temperature of 25°C. Nominal operating cell temperature NOCT: Irradiation 800 W/m² with a spectrum of AM 1.5 at a surroundings temperature of 20°C and nominal operating cell temperature of 48.2°C. Slight reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: in case of an irradiance of 200 W/m² 100% (+/-5%) of the STC efficiency is reached (1,000 W/m²). All dimensions: +/-3 mm. Maximum power measurement tolerances +/- 3,5% except maximum power. Subject to technical alternations. No liability is assumed for particulars.
*Third mounting rail required - please follow our installation instructions.

überreicht durch: | handed out by:

DATASHEET

Surge Protection Device for SUNNY TRIPOWER

Description	Surge Protection Device SPD Type II
SMA type designation	DCSPD KIT3-10
Compatible inverter	SUNNY TRIPOWER 20000TL (STP 20000TL-30) SUNNY TRIPOWER 25000TL (STP 25000TL-30) SUNNY TRIPOWER 25000TL-JP (STP 25000TL-JP-30)
Manufacturer	PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG
Last update	March 2015
Note	All products and services described as well as technical data are subject to change, even for reasons of country-specific deviations, at any time without notice. SMA assumes no liability for errors or omissions. For current information, see www.SMA-Solar.com or www.phoenixcontact.com SMA and Sunny Tripower are registered trademarks of SMA Solar Technology AG.





Pesquise por palavra chave ou referência

Iniciar sessão | Registo (para empresas)

0 **0,00 €**

Produtos

Fabricantes

Novidades

A minha conta RS

Serviços



500.000 produtos para todas as necessidades



Entrega em 24/48 horas

Página Principal > Cables > Cables Industriales y para Alimentación > Cables para Aplicaciones Fotovoltaicas

Cable para Aplicaciones Fotovoltaicas Multi Contact 62.7416-110-21, área transversal 2,5 mm², 41 A

Temporariamente fora de stock.
Disponível a 17/05/2017, com entrega em 2 dia(s) útil(eis).

Código RS 561-007

Fabricante Multi Contact

Referência do fabricante 62.7416-110-21

**208,50 €**

Preço 1 Carrete de 150 Metros

**ENVIO 3-4 DIAS**
Requer transporte especial

Carrete(s)	Por Carrete	Por Metro*
1 - 4	208,50 €	1,39 €
5 - 9	205,85 €	1,372 €
10 +	202,28 €	1,349 €

Quantidade

Carrete(s)

[Adicionar a lista de materiais](#)

*preço indicativo

Adicione o produto à encomenda e enviar-lhe-emos assim que estiver disponível.

Detalhes do produto

Cable Flex-Sol FV

Cable para instalaciones solares estañado y flexible de la clase 5 monopolar diseñado especialmente para sistemas fotovoltaicos y probado por VDE. Adecuado también para otras aplicaciones exteriores.

Tensión nominal: 1.000 Vdc

Aislamiento: doble; interior TPE, exterior TPU

Libre de halógenos

Resistente a UV

Resistente a microbios

Gran resistencia al desgaste y la abrasión

Gran resistencia a la degradación por aceite, grasa, oxígeno y ozono.

Energía solar, Multi Contact

 Adicionar produto para comparar

Documentação Técnica

[Declaração de conformidade RoHS](#)[PV-Cable Assemblies Data Sheet](#)[PV-Solarleitung](#)[Solarline Catalogue](#)[Declaração de Conformidade](#)

Estes produtos, devido às suas dimensões ou peso, requerem um transporte especial. Por isso, o seu prazo de entrega é superior ao indicado na disponibilidade (3-4 dias úteis).

ENVIO 3-4 DIAS

Especificações

Não é o que procura? Seleccione os atributos que deseja e clique no botão abaixo.

<input type="checkbox"/>	Área Transversal	2,5 mm ²
<input type="checkbox"/>	Corriente Nominal	41 A
<input type="checkbox"/>	Temperatura de Funcionamiento Mínima	-40°C
<input type="checkbox"/>	Máxima Temperatura de funcionamiento	+100°C
<input type="checkbox"/>	Color de la Funda	Negro
<input type="checkbox"/>	Diámetro Externo	5.8mm
<input type="checkbox"/>	Tipo de Cable para Aplicaciones Fotovoltaicas	Solar Fotovoltaico
<input type="checkbox"/>	Forma del Cable	Unipolar
<input type="checkbox"/>	Rango de Temperaturas de Funcionamiento	-40 → +100 °C

 Seleccionar tudo

> Specifications

Nominal voltage(Un)	3x230/400 V ac
Operational voltage	80%–120% of Un
Insulation capabilities	
- AC voltage withstand	4KV for 1 minute
- Impulse voltage withstand	6KV-1.2μS
Basic current (Ib)	10A
Maximum rated current (Imax)	100A
Operational current range	0.4% Ib-Imax
Over current withstand	30 Imax for 0.01s
Operational frequency range	50 or 60Hz
Power consumption per phase	≤ 2W/10VA
Pulse output 1	Configurable
Pulse output 2	400imp/kWh
Communication type	RS485 (semi-duplex)
Communication protocol	Modbus RTU
Display	LCD
Max reading	999999.99kWh/kVarh

> Pulse Output

Pulse outputs	2
Pulse output type	Passive
Pulse Output 1	Configurable
Constant of Pulse output 1	dFt=2.5Wh/VArh 0.01 = 10 Wh/VArh 0.1 = 100 Wh/VArh 1 = 1 kWh/kVArh 10 = 10 kWh/kVArh 100 = 100 kWh/kVArh
Pulse width	100/60ms
Pulse output 2	non-configurable.
Constant	400imp/kWh

> Parameter measures

Voltage	U1, U2, U3, Un, U1-2, U2-3, U3
Current	I1, I2, I3
Power	P1, P2, P3, P-total Q1, Q2, Q3, Q-total S1, S2, S3, S-total
Power Factor	PF1, PF2, PF3, PF-total
Energy	Import kWh, Export kWh, Total kWh Import kVarh, Export kVarh, Total kVarh
THD	U1, U2, U3, I1, I2, I3
Others	Max. demand, Frequency

> Performance criteria

Operating humidity	≤ 90%
Storage humidity	≤ 95%
Operating temperature	-25°C - +55°C
Storage temperature	-40°C - +70°C
Reference temperature	23°C ± 2°C
International standard	IEC 62053-21 EN50470-1/3 Class I/Class B
Accuracy class	Class I/Class B
Installation category	CAT III
Mechanical environment	M1
Electromagnetic environment	E2
Degree of pollution	2
Protection against penetration of dust and water	IP51 (indoor)
Insulating encased meter of protective class	II

> Accuracy

Voltage	0.5% of range maximum
Current	0.5% of nominal
Frequency	0.2% of mid-frequency
Power factor	1% of unity (0.01)
Active power (W)	± 1% of range maximum
Reactive power (VAr)	± 1% of range maximum
Apparent power (VA)	± 1% of range maximum
Active energy (Wh)	Class I / 0.5s IEC 62053-21
Reactive energy (VArh)	± 1% of range maximum
Total harmonic distortion	1% up to 31st harmonic
Response time to step input	1s, typical, to > 99% of final reading, at 50 Hz.



Contador multif Bi-direcional trifásico <100A direto ModBus

Technical specifications



2.5



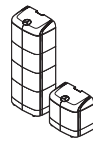
5.0



7.5



10.0



12.5



15.0



17.5



20.0

General information

Stand-mounted dimensions (W/H/D) in cm	47/42/29	47/67/29	47/92/29	47/117/29	144/117/29	144/117/29	144/117/29	144/117/29
Stand-mounted dimensions (W/H/D) in inch	18.5/16.5/11.4	18.5/26.4/11.4	18.5/36.2/11.4	18.5/46.1/11.4	56.7/46.1/11.4	56.7/46.1/11.4	56.7/46.1/11.4	56.7/46.1/11.4
Wall-mounted dimensions (W/H/D) in cm	47/43/29	47/68/29	47/93/29	47/118/29	144/118/29	144/118/29	144/118/29	144/118/29
Wall-mounted dimensions (W/H/D) in inch	18.5/16.9/11.4	18.5/26.8/11.4	18.5/36.6/11.4	18.5/46.5/11.4	56.7/46.5/11.4	56.7/46.5/11.4	56.7/46.5/11.4	56.7/46.5/11.4
Stand-mounted weight, incl. accessories (32 kg/70.5 lb heaviest handling group)	ca. 37 kg ca. 81.6 lb	ca. 69 kg ca. 152.1 lb	ca. 101 kg ca. 222.7 lb	ca. 133 kg ca. 293.2 lb	ca. 170 kg ca. 374.8 lb	ca. 202 kg ca. 445.3 lb	ca. 234 kg ca. 515.9 lb	ca. 266 kg ca. 586.4 lb
Wall-mounted weight, incl. accessories (32 kg/70.5 lb heaviest handling group)	ca. 35 kg ca. 77.1 lb	ca. 67 kg ca. 147.7 lb	ca. 99 kg ca. 218.2 lb	ca. 131 kg ca. 288.8 lb	ca. 166 kg ca. 365.9 lb	ca. 198 kg ca. 436.5 lb	ca. 230 kg ca. 507.1 lb	ca. 262 kg ca. 577.6 lb
Installation type	Stand- or wall-mounted							
Permissible network configuration	IT							
AC/DC-coupled	Possible (system-dependent)							
1- or 3-phase	Possible (system-dependent)							
Protection class	IP20							
Ambient temperature	+6°C to +44°C/42.8 °F to 111.2 °F							

Battery data

Number of energy storage modules	1	2	3	4	5	6	7	8
Usable energy content	2.3 kWh	4.6 kWh	6.9 kWh	9.2 kWh	11.5 kWh	13.8 kWh	15.6 kWh	18 kWh
Expected number of cycles	8,000 (80% DoD/0,5 C)							
Expected residual capacity after 10 years	>80%							
Operating voltage range	39.7V to 54 V							
Cell technology	Lithium-ion (nickel, manganese, cobalt)							
Continuous battery power	~1.25 kW	~2.5 kW	~3.75 kW	~4.6 kW	~4.6 kW	~4.6 kW	~4.6 kW	~4.6 kW
System efficiency	97% round cycle							
Warranty	10-year current value replacement guarantee							

Compatible inverter

SMA Sunny Island 3.0 M/4.4 M/6.0 H/8.0 H

Standards

2006/66/EG (BattG), 2011/65/EU (RoHS), EMC Directive 2014/30/EU, Low-Voltage Directive 2014/35/EU, Security Guide 2014 – Li-Ion domestic storage (from BSW, BVES, DGS, StoREgio and ZVEH), ProdHaftG, ProdSG, harmonised standards and valid transport and packaging regulations

