



Dimensionamento de um Sistema de Energia Fotovoltaica para Autoconsumo

ISABEL MAIA MENDES

julho de 2019



DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO

ISABEL MAIA MENDES

Julho de 2019

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO

Isabel Maia Mendes
1140398

2019

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



POLITÉCNICO
DO PORTO

isep

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA AUTO CONSUMO

Isabel Maia Mendes
1140398

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis, realizada sob a orientação do Prof. Doutor António Carvalho de Andrade. Por parte da empresa, esta dissertação foi orientada pelo Engenheiro Filipe Ramalho.

2019

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica



POLITÉCNICO
DO PORTO

isep

JÚRI

Presidente

Prof. Doutor Manuel Carlos Malheiro de Carvalho Felgueiras

Professor Adjunto, Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Orientador

Prof. Doutor António Carvalho de Andrade

Professor Adjunto, Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Arguente

Prof. Doutor Manuel Gradim De Oliveira Gericota>

Professor Adjunto, Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

AGRADECIMENTOS

Aproveito este momento para agradecer a todos aqueles que me ajudaram neste percurso.

Agradeço a ERI a oportunidade e disponibilidade oferecidas. Também a todos os colegas que trabalham comigo, em especial à Lívia Cid, por toda a ajuda que me deu, a amizade que me ofereceu, e paciência que demonstrou sempre que precisei.

Quero agradecer ao meu orientador na ERI, Engenheiro Filipe Ramalho, por tudo o que me ensinou e todo o apoio que prestou na realização desta dissertação. Agradeço também ao Engenheiro Costa Moreira por toda a ajuda no decorrer da dissertação.

Ao Prof. António Andrade, pela sua orientação, e por dizer o que foi necessário para me permitir terminar a dissertação.

Não posso deixar de agradecer à Cátia, que me acompanhou, sempre lado a lado, durante todos estes anos no ISEP. Por ter partilhado comigo todos estes momentos, por me ouvir a reclamar e me apoiar em tudo. Sem dúvida que saio do ISEP com uma amiga para toda a vida.

Quero agradecer especialmente aos meus pais, avós e irmão, que me deram todas as ferramentas que eu precisava. Foi o apoio incansável deles que me permitiu alcançar todos os meus objetivos.

E por último, ao Zé, por todo o apoio, incentivo, compreensão e ajuda que me deu. E acima de tudo por sempre ter acreditado em mim, mesmo quando eu não acreditava.

PALAVRAS CHAVE

Fotovoltaico; Energias Renováveis; Energia Solar; Sustentabilidade

RESUMO

Num país cada vez mais preocupado com as alterações climáticas e com o meio ambiente, torna-se relevante estudar meios alternativos para sustentar o nosso modo de vida. Para tal, é, cada vez mais, necessário apostar em energias alternativas, renováveis, como a energia fotovoltaica.

Neste contexto, foi elaborada a presente dissertação em parceria com a ERI - Engenharia, com o propósito de dimensionar um sistema fotovoltaico para autoconsumo. Com este sistema pretende-se tornar a ERI mais autossuficiente e sustentável.

Inicialmente realizou-se uma investigação acerca da energia fotovoltaica, abordando o princípio de funcionamento, os equipamentos e os diversos sistemas. De seguida, foi realizada uma avaliação ao local de instalação, como a sua orientação, exposição solar, e a área disponível para a implantação. Foi apresentado o consumo da empresa, abordando todos os aspetos relevantes para a sua análise. Posteriormente, dimensionaram-se dois possíveis sistemas fotovoltaicos, com e sem armazenamento, sendo estes descritos e analisados no capítulo correspondente. Para terminar, os sistemas foram avaliados tecno-economicamente, nomeadamente em termos de custo, e que impacto a sua implantação representa nos consumos energéticos da ERI.

KEYWORDS

Photovoltaic ; Renewable Energies ; Solar Energy ; Sustainability

ABSTRACT

In the past years, Portugal has shown deep concern regarding climate change and the environment. Being a country that thrives to change, it has become relevant to study alternative means to sustain our way of living, such as the introduction of renewable energies in the Portuguese energy system.

In this context, the present dissertation was elaborated in a partnership with ERI - Engenharia, to size an auto-consumption photovoltaic system for its office building. With this system, ERI means to become a more auto-sufficient and sustainable company.

Initially, an investigation was conducted about photovoltaic energy, about its equipment, the different types of systems mostly used and its requirements. Afterwards, the building in which the system was to be implemented, was studied, to determine its orientation, solar exposition, available area and energy consumption. It was then possible to size two possible systems, one with energy storage and one without, which were described and analysed in the correspondent chapter. Both systems were evaluated techno economically, in terms of cost and the impact that the implementation would have in ERI's energy consumption.

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternated Current</i>
ADENE	Agência Nacional de Energia
APCER	Associação Portuguesa de Certificação
AT	Alta Tensão
AVAC	Aquecimento, Ventilação E Ar Condicionado
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CF	<i>Cash-flows</i>
CIEG	Custos De Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i>
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energia de Portugal
ER	Energias renováveis
EU	União Europeia
FV	Fotovoltaico
GPS	Sistema Global De Posicionamento
IAC	<i>Índice de Autoconsumo</i>
IAS	<i>Índice de Autossuficiência</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Electricity</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
ONU	Organização Das Nações Unidas
ORD	Operador Rede Distribuição
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SIGS	Sistemas De Informação Geográfica

STC	<i>Standard Conditions</i>
TIM	Técnico De Instalação E Manutenção
TIR	Taxa Interna De Retorno
TPES	<i>Total Primary Energy Supply</i>
TQAI	Técnico Da Qualidade Do Ar Interior
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UP	Unidade De Produção
UPAC	Unidade De Produção De Autoconsumo
UPP	Unidade De Pequena Produção
VAL	Valor Atual Líquido

Lista de Unidades

eV	Eletrão-Volt
GW	Giga Watt
km	Quilómetro
kW	Quilo Watt
kWh	Quilo Watt Hora
kWp	Quilo Watt Pico
Mtoe	Milhares de Tonelada Equivalente De Petróleo
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Hora
un	Unidade
V	Volt
vg	Valor Global
W	Watt

Lista de Símbolos

\$	Dólar
η	Eficiência
€	Euro
%	Percentagem

GLOSSÁRIO DE TERMOS

Autoconsumo	Consumir a energia produzida localmente
Autossuficiência	Haver menos dependência de fontes de energia externa
Carga	Local/edifício que consome a energia produzida
LCOE	Medida da indústria de serviços públicos/ energéticos para determinar o custo da eletricidade produzida por determinado gerador
Mix Energético	Junção de diferentes métodos de produção de energia (solar, hídrica, combustão, etc)

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 PRINCIPAIS CLIENTES DA ERI - ENGENHARIA, S.A. (ERI, N.D.-F)	31
FIGURA 2.1 ESTIMATIVA DA POPULAÇÃO MUNDIAL (UN, 2017).	35
FIGURA 2.2 PRODUÇÃO DE ENERGIA TOTAL POR COMBUSTÍVEL (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018B)	36
FIGURA 2.3 PERCENTAGEM DE GASES EMITIDOS POR QUEIMA DE COMBUSTÍVEL FÓSSIL PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2018A).	36
FIGURA 2.4 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA EM ER, ENTRE O ANO DE 2007 E 2017 (HALES, 2018)	38
FIGURA 2.5 DISTRIBUIÇÃO GLOBAL DAS ER PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE NO FINAL DO ANO DE 2017 (HALES, 2018)	39
FIGURA 2.6 EVOLUÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DESDE 2007 A 2017 (HALES 2018)	39
FIGURA 2.7 EVOLUÇÃO DAS ER ENTRE O ANO 2000 E 2017, EM PORTUGAL (APREN, 2018)	41
FIGURA 2.8 LAYOUT DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO (ENERGY INFORMATIVE, N.D.)	44
FIGURA 2.9 LAYOUT DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE (ENERGY INFORMATIVE, N.D.)	45
FIGURA 2.10 LAYOUT DO SISTEMA FOTOVOLTAICO LIGADO À REDE COM BATERIAS (ENERGY INFORMATIVE, N.D.)	47
FIGURA 2.11 EXEMPLO ILUSTRATIVO DE REGISTO PARA UPAC COM POTÊNCIA SUPERIOR A 1,5 KW	51
FIGURA 2.12 PERFIL DE CONSUMO DE UM SUPERMERCADO NA ALEMANHA. ADAPTADO DE (MEREI ET AL., 2016)	53
FIGURA 2.13 PERFIL DE CONSUMO MÉDIO EM QUATRO EDIFÍCIOS DE SERVIÇOS. ADAPTADO DE (VILLAR ET AL., 2017)	54
FIGURA 2.14 PERFIL DE CONSUMO DO EDIFÍCIO (AELENEI ET AL., 2019)	55
FIGURA 2.15 PRODUÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA DA FACHADA (ESQUERDA), E DO SISTEMA DE PARQUEAMENTO (DIREITA) (AELENEI ET AL., 2019)	56
FIGURA 3.1 EDIFÍCIO DOS ESCRITÓRIOS DA ERI	66
FIGURA 3.2 CICLO TRI-HORÁRIO DIÁRIO	67
FIGURA 3.3 DIAGRAMA DE LIGAÇÃO DO SISTEMA	72
FIGURA 3.4 IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA FV	72
FIGURA 3.5 DIAGRAMA DE LIGAÇÃO DO SISTEMA FV	77
FIGURA 3.6 IMPLANTAÇÃO DOS MÓDULOS FV	77

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2.1 TAXA DE REGISTO DE ACORDO COM A POTÊNCIA DA INSTALAÇÃO E DA LIGAÇÃO À REDE (DECRETO DE LEI 153/2014 DE 20 DE OUTUBRO, 2014).	49
TABELA 2.2 RESULTADOS OBTIDOS POR VILLAR ET AL. (2017) E POTÊNCIA A INSTALAR.	54
TABELA 3.1 PREÇO DA ENERGIA EM FUNÇÃO DO HORÁRIO EM €/KWH	67
TABELA 3.2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FV E DO INVERSOR	71
TABELA 3.3 RESULTADOS	71
TABELA 3.4 REMUNERAÇÃO DA ENERGIA INJETADA NA REDE	74
TABELA 3.5 CÁLCULO DO INVESTIMENTO	75
TABELA 3.6 INFORMAÇÃO TÉCNICA DOS MÓDULOS FV E DOS INVERSORES	76
TABELA 3.7 RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO	76
TABELA 3.8 INVESTIMENTO	80

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 3.1 CONSUMOS MENSIS DO EDIFÍCIO	68
GRÁFICO 3.2 CONSUMOS REAIS ENTRE O MÊS DE JANEIRO E MAIO	68
GRÁFICO 3.3 PERFIL DE UM DIA ÚTIL TÍPICO	69
GRÁFICO 3.4 PERFIL DE CONSUMO ANUAL ESTIMADO.....	70
GRÁFICO 3.5 CONSUMO ENTRE AS 7:00 E AS 17:00 HORAS	70
GRÁFICO 3.6 PRODUÇÃO DO SISTEMA FV DURANTE UM ANO.....	73
GRÁFICO 3.7 ENERGIA ACUMULADA POR HORA DURANTE UM ANO	73
GRÁFICO 3.8 PRODUÇÃO DO SISTEMA FV (27,6 KWP)	78
GRÁFICO 3.9 COMPORTAMENTO DA BATERIA DURANTE UM ANO	78
GRÁFICO 3.10 UTILIZAÇÃO DE ENERGIA.....	79

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	27
1.1	Enquadramento e Motivação	27
1.2	Objetivos do Trabalho	28
1.3	Metodologia de Investigação.....	28
1.4	Apresentação da Empresa	29
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	35
2.1	O Problema Energético Atual.....	35
2.1.1	A Sustentabilidade	37
2.1.2	Energias Renováveis.....	38
2.2	Componentes do Sistema Solar Fotovoltaico	41
2.2.1	Módulos Fotovoltaicos	41
2.2.2	Inversor.....	42
2.2.3	Baterias.....	43
2.2.4	Regulador de Cargas.....	43
2.3	Sistemas Fotovoltaicos	43
2.3.1	Sistemas Isolados (<i>Off-Grid</i>).....	44
2.3.2	Sistemas Ligados à rede (<i>Grid-Connected</i>).....	45
2.3.3	Sistemas Híbridos.....	46
2.4	Enquadramento Legal.....	48
2.4.1	Autoconsumo.....	49
2.5	Método de Dimensionamento.....	51
2.5.1	Análise das Condições de Terreno e Instalações.....	52
2.5.2	Escolha dos Equipamentos a Instalar	56
2.5.3	Determinação do número de módulos e inversores	57
2.5.4	Determinação do número de módulos por fileira.....	57
2.5.5	Definir o número de fileiras em paralelo.....	58
2.5.6	Baterias e Reguladores	59
2.5.7	Energia Produzida	60
2.5.8	Análise Tecnológica	60

2.5.9	Estudo Económico.....	62
2.5.10	O software PVsyst.....	64
3	DIMENSIONAMENTO.....	66
3.1	Caracterização do Edifício.....	66
3.2	Análise do Consumo Energético.....	67
3.3	Sistema Ligado à Rede Sem Bateria	71
3.3.1	Resultados e Análise Económica	72
3.4	Sistema Ligado à Rede Com Bateria	75
3.4.1	Resultados e Análise Económica	78
4	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....	83
4.1	Conclusões	83
4.2	Proposta de Trabalhos Futuros	84
5	BIBLIOGRAFIA	87
6	ANEXOS	93
6.1	Anexo A – Ficha Técnica dos Módulos	93
6.2	Anexo B – Ficha Técnica dos Inversores 17kW	95
6.3	Anexo C – Relatório do PVsyst 18kWp	97
6.4	Anexo D – Cálculo da Tarifa Evitada 18kWp	103
6.5	Anexo E – Estudo Económico 18kWp	106
6.6	Anexo F – Ficha Técnica Inversor 15kW	108
6.7	Anexo G – Ficha Técnica da Bateria.....	110
6.8	Anexo H – Ficha Técnica dos Inversores da Bateria	114
6.9	Anexo I – Relatório PVsyst 27,6kWp	117
6.10	Anexo J – Cálculo da Tarifa Evitada 27,6kWp	122
6.11	Anexo L – Estudo Económico 27,6kWp	125

INTRODUÇÃO

1.1 ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

1.3 METODOLOGIA DE INVESTIGAÇÃO

1.4 APRESENTAÇÃO DA EMPRESA

1 INTRODUÇÃO

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito da unidade curricular Dissertação, que integra o segundo ano do Mestrado em Energias Sustentáveis, do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Esta Dissertação foi desenvolvida, na empresa ERI – Engenharia, S.A., cuja atividade incide na prestação de serviços em vários setores, nomeadamente na área das energias, engenharia e construção, ambiente e redes de água, *facilities management*, telecomunicações e geomática e SIGS.

Neste capítulo é realizado o enquadramento do tema da dissertação e são apresentados os objetivos. Também, será exposta a organização da estrutura utilizada na presente dissertação.

1.1 Enquadramento e Motivação

O ser humano sempre dependeu da energia para sobreviver e se desenvolver. Ao longos dos séculos, a energia passou por várias mudanças, desde a utilização de combustíveis de biomassa, como a madeira, nos primórdios da humanidade, até à utilização de combustíveis fósseis, introduzidos durante a revolução industrial no século 18. No entanto, estes materiais são cada vez mais escassos, e a sua utilização é prejudicial para o ambiente, sendo que a queima destes combustíveis para produção de energia elétrica é um dos maiores contribuidores para as alterações climáticas. Nos dias que correm, várias medidas têm sido tomadas para tentar mitigar estas alterações, tendo sido iniciadas várias investigações de modo a reduzir o impacto da poluição associada à produção de energia elétrica, utilizando-se fontes de energia renovável, como a energia solar, a eólica e a hídrica.

Em Portugal, têm sido implementadas ao longo dos anos, várias centrais de produção de energia elétrica através de energias renováveis. Para além destas centrais de grande produção, foi também criada legislação, que permite que a população instale nas suas casas ou empresas, pequenas centrais de produção de energia que garantam uma parte das suas necessidades energéticas, principalmente através na energia solar, quer para aquecimento de água quente sanitária, através de painéis solares, como de produção de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos.

Tendo se verificado uma tendência na utilização da energia solar fotovoltaica na produção descentralizada de energia, torna-se relevante efetuar um estudo cuidado

sobre estas instalações, com o intuito de minimizar o investimento, aumentando assim a eficiência da instalação, e garantir a sustentabilidade do edifício.

1.2 Objetivos do Trabalho

A presente dissertação tem por objetivo projetar um sistema de produção de energia fotovoltaica capaz de suprir as necessidades energéticas dos escritórios da empresa ERI – Engenharia. Pretende-se que o projeto em causa traga benefícios para a ERI, e, seja rentável do ponto de vista energético e económico.

Este estudo tem como principal objetivo determinar qual a melhor opção para os escritórios, do ponto de vista técnico e económico. Para tal analisar-se-á os consumos energéticos da empresa, de modo a determinar a potência a instalar e de modo a cumprir as necessidades energéticas da empresa. Serão avaliados, quais os melhores equipamentos a instalar e qual o sistema de instalação que melhor se aplique à empresa. Por fim, será realizado um estudo técnico económico dos possíveis sistemas a implementar.

Quando se fala em sustentabilidade, inevitavelmente mencionam-se as energias renováveis. A energia fotovoltaica tem cada vez mais vindo a ocupar um lugar relevante na produção de energia elétrica. Na comunidade científica, têm sido feitos inúmeros estudos nesta área, nomeadamente em habitações. No entanto, poucos retratam a implementação desta tecnologia nas empresas, e existem poucos estudos realizados em Portugal. Portugal é um país com potencial para instalações fotovoltaicas, e, embora este tipo de instalações ainda seja uma situação pouco comum em pequenas e médias empresas no país, estas encontram-se em ascensão, pelo que um estudo nesta área se torna relevante para o interesse público. Visto que uma instalação desde género ainda é um investimento de elevado valor, este projeto poderá ser utilizado como referência para futuros projetos.

1.3 Metodologia de Investigação

De modo a atingir o objetivo proposto para este estudo, seguiu-se uma metodologia de investigação que tem como base os princípios de *Action-Research*, cujo âmbito é a conversão de todos os membros envolvidos em investigadores, através do ‘aprender fazendo’ (Pereira Coutinho et al., 2009) em que a identificação de um problema dá lugar à tomada de uma ação para o resolver, sendo validado o resultado, que caso não seja suficiente, despoleta uma nova ação, gerando o mesmo processo de validação (CARR, 2006).

Susman & Evered (1978) distinguem cinco fases que devem ser levadas a cabo durante a investigação:

1. **Diagnóstico do problema** – Definição dos objetivos gerais e específicos e recolha e análise de dados relevantes para fazer um diagnóstico da situação atual;
2. **Planeamento de ações** – Preparação e desenvolvimento de planos de ação e propostas de melhoria para a resolução dos problemas identificados;
3. **Implementação de ações** – Implementação de propostas selecionadas na fase anterior procurando melhorias;
4. **Avaliação de ações** – Controlo e avaliação das propostas sugeridas, verificando os resultados obtidos;
5. **Conclusões** – Descrição detalhada da metodologia desenvolvida, ferramentas e todos os meios necessários para sua aplicação, bem como a apresentação das conclusões do projeto e sugestões de trabalho futuro.

No seguimento da metodologia citada anteriormente, este trabalho desenvolveu-se ao longo das seguintes cinco fases:

1. **Pesquisa bibliográfica na área da energia solar fotovoltaica** – Será efetuada a revisão bibliográfica dentro da área da energia solar fotovoltaica para sua aplicação à realidade no edifício em estudo;
2. **Levantamento das necessidades do edifício** – Estudar-se-á o edifício, a sua localização, área disponível e consumos energéticos, com o intuito de identificar as suas necessidades;
3. **Identificar os possíveis sistemas a instalar** – Nesta fase, identificam-se os possíveis sistemas a instalar, e procede-se respetivos dimensionamentos;
4. **Estudo técnico e económico** – Serão analisados os diferentes sistemas, anteriormente dimensionados, de um ponto de vista tecnológico e económico, com o objetivo de selecionar o mais vantajoso;
5. **Análise dos estudos e conclusões** – Será feita uma análise aos sistemas dimensionados, possíveis poupanças com a implantação do sistema solar, e qual terá o melhor custo-benefício, para a empresa.

1.4 Apresentação da Empresa

A ERI Engenharia, SA, nasceu em 1995, com o objetivo estratégico de criar uma empresa de referência a nível nacional para a prestação de serviços no setor do Gás Natural, que, entretanto, estava a ser introduzido em Portugal.

Imediatamente a seguir à sua criação, a ERI iniciou a atividade de cadastro de infraestruturas associada aos SIGs (Sistemas de Informação Geográfica), utilizando tecnologia e metodologias inovadoras que a tornaram líder na atividade em Portugal.

A evolução constante da empresa e vontade na melhoria da qualidade de serviços prestados aos seus clientes, levou a que no ano 2000 a ERI viesse a implementar a certificação do Sistema de Gestão da Qualidade pela norma NP EN 9002:1995, e em

2006 a adaptação para a Norma 9001:2000, pela Associação Portuguesa de Certificação (APCER).

A ERI Engenharia, S.A., foca a sua atividade na prestação de serviços e construção, em diversos setores, tais como (ERI, n.d.-f):

- Energia;
- Engenharia e Construção;
- Ambiente e Redes de Água;
- *Facilities Managemnet*;
- Telecomunicações;
- Geomática e SIGs.

No setor da energia tem como principais atividades a construção de gasodutos e redes primárias de distribuição de gás; o projeto, fabrico e montagem de estações de regulação e medida, assim como a manutenção de redes de distribuição. Ainda no setor da energia, desenvolve projetos, constrói e faz a manutenção de redes aéreas e subterrâneas de BT, MT e AT; constrói subestações, postos de transformação e de seccionamento e também a limpeza e Manutenção de PT's. Para além disso, tem ainda atividades nas áreas da energia renovável, sendo que implementa sistemas solares fotovoltaicos e sistemas solar térmicos (ERI, n.d.-b).

Na área da engenharia e construção destaca se como principais atividades a requalificação de hotéis, reabilitação de edifícios históricos, e obras de AVAC (ERI, n.d.-c).

A ERI Engenharia S.A. atua na área do Ambiente e Redes de Águas, cujas atividades visam a otimização de recursos e redução de custos e impactos. Nesse âmbito, o espectro de atuação passa pelo planeamento, projeto, fornecimento, instalação, operação e manutenção de infraestruturas de Redes de Águas de Abastecimento, Drenagem e Pluviais (ERI, n.d.-a).

Garante a gestão global do edificado e dos seus sistemas instalados, implementando planos de manutenção preventiva e corretiva ajustados, recorrendo a recursos técnicos credenciados pela ADENE, designadamente TIM II (Técnico de Instalação e Manutenção), TIM III e TQAI (Técnico de Qualidade de Ar Interior) e , prestando assim todos os serviços associados à Gestão integrada de Manutenção, tais como Gestão Global Manutenção, Instalações de Gás, Instalações de AVAC (Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado), Instalações Elétricas, Instalações Hidráulicas, Elevadores, Escadas rolantes e *Facility Management* (ERI, n.d.-d).

A ERI Engenharia S.A. tem vindo a adquirir e a manter atualizado equipamento especializado para a deteção de infraestruturas existentes no subsolo. O recurso a essas tecnologias permite fazer o mapeamento do subsolo recorrendo a métodos não destrutivos e sem necessidade de colocar as redes fora de serviço. Na área da topografia,

a ERI Engenharia S.A. garante a execução de trabalhos de grande rigor e detalhe, quer recorrendo à topografia clássica (utilizando estação total), quer recorrendo ao uso de tecnologias mais recentes como é o caso do GPS (Sistema Global de Posicionamento). A ERI Engenharia S.A. tem no seu quadro equipas de topografia com formação e experiência num vasto espectro de atuação. (ERI, n.d.-e).

Os principais clientes da ERI Engenharia, S.A., são, a EDP, a Galp Energia, Portgás, Vimágua, Câmara Municipal do Porto, entre outros, como se pode ver na Figura 1.1.



Figura 1.1 Principais clientes da ERI - Engenharia, S.A. (ERI, n.d.-f)

A ERI, tem como missão assegurar a satisfação e fidelização dos seus clientes, e, solidificar as relações com todos os seus *stakeholders*, atuando de forma dinâmica, competente e flexível. Aposta na formação contínua dos seus quadros da empresa, visando a valorização pessoal e a excelência na prestação dos seus serviços. E contribui para a sociedade com o seu desenvolvimento, através da partilha de boas práticas e da responsabilidade social.

Ambiciona ser uma referência nacional e internacional nas principais áreas de negócio onde atua e nas quais a sua proposta de valor se diferencia e destaca. Assume, assim, a sua visão atuando com elevados padrões de conduta e de responsabilidade Económica, Social e Ambiental.

A ERI, cumpre a sua missão, assente nos seguintes valores:

- Transparência;
- Rigor;
- Confiança;
- Compromisso;
- Paixão;
- Inovação;
- Excelência;
- Motivação.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O PROBLEMA ENERGÉTICO ATUAL

2.2 COMPONENTES DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.4 ENQUADRAMENTO LEGAL

2.5 MÉTODO DE DIMENSIONAMENTO

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O Problema Energético Atual

Durante a história da humanidade, o homem tem sido capaz de utilizar energia como mais nenhum ser vivo conseguiu. Isto permitiu o desenvolvimento tecnológico, dando a possibilidade aos humanos de percorrer grandes distâncias, acelerar a produção de bens, e, alimentar as máquinas que influenciaram os nossos dias (Ílhami & MacEachern, 2018). Não existem dúvidas quanto ao facto da utilização e exploração de energia ter potenciado o desenvolvimento da civilização (Schlör, Fischer, & Hake, 2012).

Segundo as estatísticas divulgadas na revisão de 2017 pelo departamento de economia e questões sociais da ONU, a população mundial atingiu praticamente os 7,6 mil milhões de habitantes em meados de 2017. A população mundial cresceu cerca de mil milhões desde 2005, e, cerca de dois mil milhões desde 1993. No entanto, o crescimento da população tem vindo a diminuir em relação aos últimos anos. Enquanto que há dez anos a população estava a crescer a um ritmo de 1,24% todos os anos, recentemente, tem crescido 1,10% por ano. É esperado que o crescimento diminua no futuro, que a população atinja os 8,6 mil milhões em 2030, que esteja compreendido entre 9,4 mil milhões e 10,2 milhões em 2050, e, entre 9,6 e 13,2 mil milhões em 2100 (UN, 2017). Na Figura 2.1 é possível observar a evolução da população até ao ano de 2100.

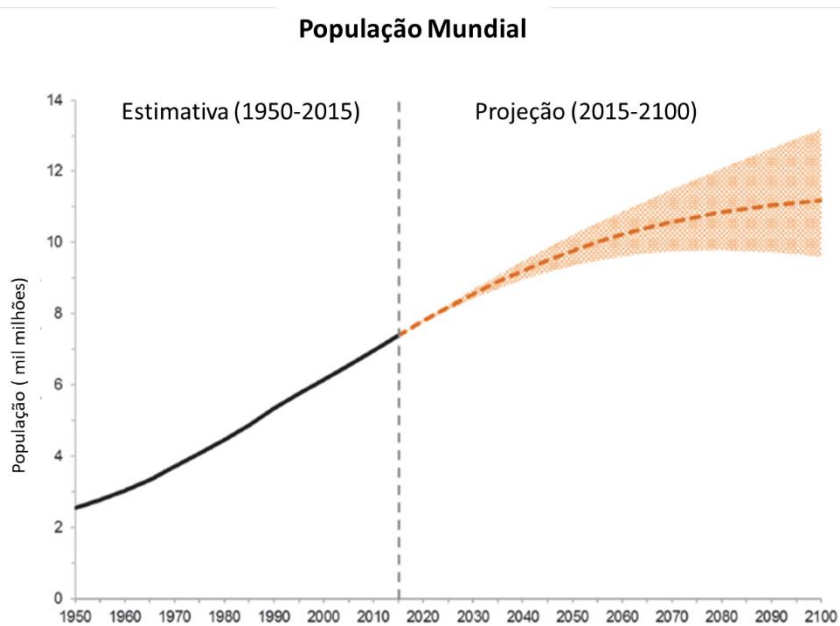


Figura 2.1 Estimativa da população mundial (UN, 2017).

Com a evolução da população é também previsto o aumento do consumo de energia. É esperado que a energia global consumida aumente 28% até 2040 em comparação com o ano de 2017 (Alanne & Cao, 2019).

Desde o início do século 21, o petróleo, carvão e gás natural tem sido as três grandes fontes de energia mundial. Em 2016, (Figura 2.2) a produção de energia mundial totalizou os 13.761Mtoe, (menos 0,3% do que em 2015), em que os combustíveis fósseis contribuíram 81%, (diminuiu 0,6% quando comparado com 2015), na produção total de energia. (International Energy Agency, 2018b).

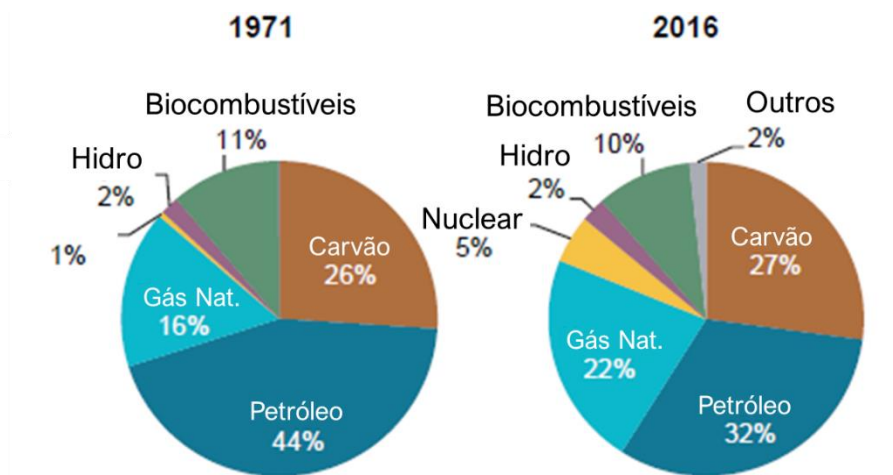


Figura 2.2 Produção de energia total por combustível (International Energy Agency, 2018b)

Contudo, a utilização de combustíveis fósseis tem sérios problemas para o ambiente, como, por exemplo, emissões de gases com efeito de estufa (“Review and outlook of world energy development”, 2019). Em 2015, as emissões de dióxido de carbono devido à queima de combustíveis fósseis para produção de energia, representava mais de dois terços (90%) de todas as emissões de gases com efeito de estufa (Figura 2.3). É, portanto, a maior razão para as alterações climáticas (International Energy Agency, 2018a).

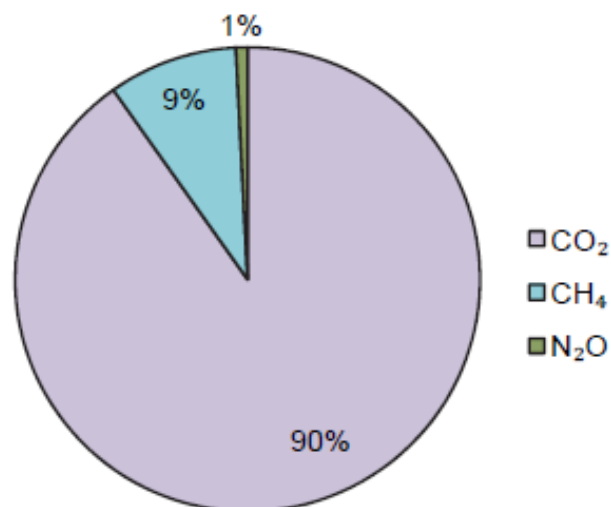


Figura 2.3 Percentagem de gases emitidos por queima de combustível fóssil para produção de energia (International Energy Agency, 2018a).

Desde o início do século 21, as alterações climáticas têm se tornado um dos maiores problemas que a comunidade internacional se depara. Desde então, vários países têm vindo a tomar medidas para contrariar os efeitos dos gases de efeito de estufa, e, assim, assegurar a sustentabilidade global.

2.1.1 A Sustentabilidade

O conceito de sustentabilidade teve a sua origem em crises fundamentais, que essencialmente foram crises do sistema energético. A ideia de sustentabilidade apareceu pela primeira vez durante o século 18, com o aparecimento da revolução industrial, quando o sistema energético já não conseguia satisfazer as necessidades energéticas. No final do século 20, a sociedade voltou a deparar-se com a mesma situação, quando o Sistema de energia fóssil atingiu o seu limite ecológico e a sociedade sentiu a necessidade de procurar um conceito que concilie os objetivos ecológicos, económicos e sociais a nível global, tendo em consideração, o interesse desta geração e das gerações futuras (Schlör et al., 2012).

Foram vários os países que tomaram medidas para atingir este desenvolvimento sustentável, nomeadamente, os países da União Europeia. Em 2007, a UE definiu um objetivo intermédio para atingir os objetivos climáticos. Para garantir que atingia os objetivos e para tomar mais um passo em criar um sistema energético mais competitivo, seguro e sustentável, a UE promulgou o plano “Energia 2020” em 2010, “Roteiro para a Energia 2050” em 2011, e, “Políticas de Clima e Energia 2030” em 2014, com o objetivo de otimizar o sistema energético europeu, criar mais empregos, promover crescimento económico, e, aumentar os esforços de proteger o clima e o ambiente. Para tal, foram criadas várias medidas simultaneamente, tais como, poupar energia, reduzir as emissões de gases poluentes, aumentar a proporção de energias renováveis (ER) e melhorar a eficiência energética (“Review and outlook of world energy development,” 2019).

Em 2015, 195 países juntaram-se para o Acordo de Paris (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança Climática (UNFCCC), cujo principal objetivo é assegurar que o aumento da temperatura média global fique 2°C abaixo dos níveis pré-industriais. Para tal, a maioria dos participantes comprometeu-se a utilizar as ER e aumentar a eficiência energética nos diversos sectores (REN21, 2016).

Uma das soluções mais defendidas para resolver o problema energético atual, e assegurar o desenvolvimento sustentável é a introdução de energias renováveis (Harjanne & Korhonen, 2019).

2.1.2 Energias Renováveis

A Agência Internacional de Energia define energia renovável como “energia derivada de processos naturais que são regenerados a uma taxa mais elevada do que são consumidos”.

O ano de 2017 foi um ano de recordes nas ER, caracterizado pelo maior aumento da sua capacidade, redução dos custos, aumento do investimento e melhorias das tecnologias. Entre o período de 2007 e 2017, a capacidade instalada em ER aumentou para mais de o dobro (REN21, 2018).

A utilização de ER para aquecimento e arrefecimento e transporte continua com um crescimento diminuto, apesar das iniciativas para aumentar o papel das renováveis nestes setores. A utilização de ER para aquecimento e arrefecimento cresceu apenas 20,5% entre 2007 e 2015, apesar de apresentar um elevado potencial energético. No entanto, a utilização de ER para produção de energia elétrica aumentou 56,6% no mesmo período. O setor das ER na produção de eletricidade continuou a crescer em 2017. A grande maioria da capacidade instalada nesse ano foi energia solar fotovoltaica, energia eólica e energia hídrica, sendo que a capacidade instalada de energia solar FV foi quase o dobro da energia eólica. A capacidade de geração de energia elétrica através de ER atingiu o maior crescimento desde sempre em 2017, com cerca de 178GW instalados mundialmente (Figura 2.4).

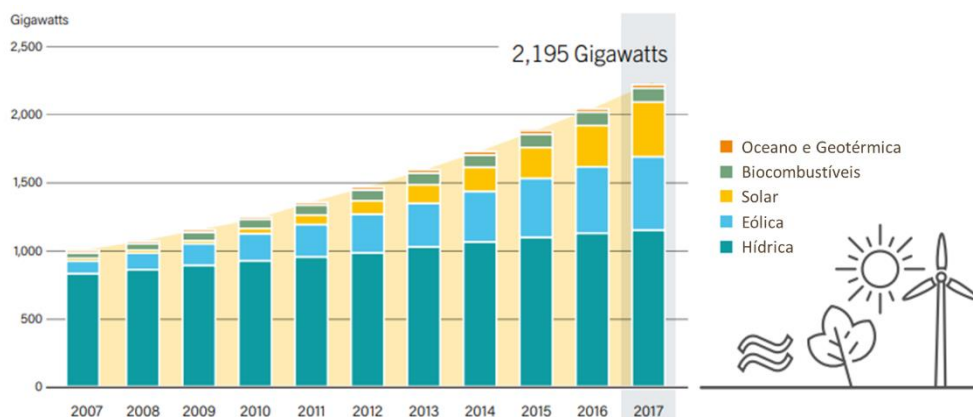


Figura 2.4 Evolução da potência instalada em ER, entre o ano de 2007 e 2017 (Hales, 2018)

No final do ano de 2017, a potência instalada em ER foi 2.195GW, representando 26,5% do consumo energético global, com a energia hídrica a contribuir com cerca de 16,4% (Figura 2.5) (REN21, 2018).

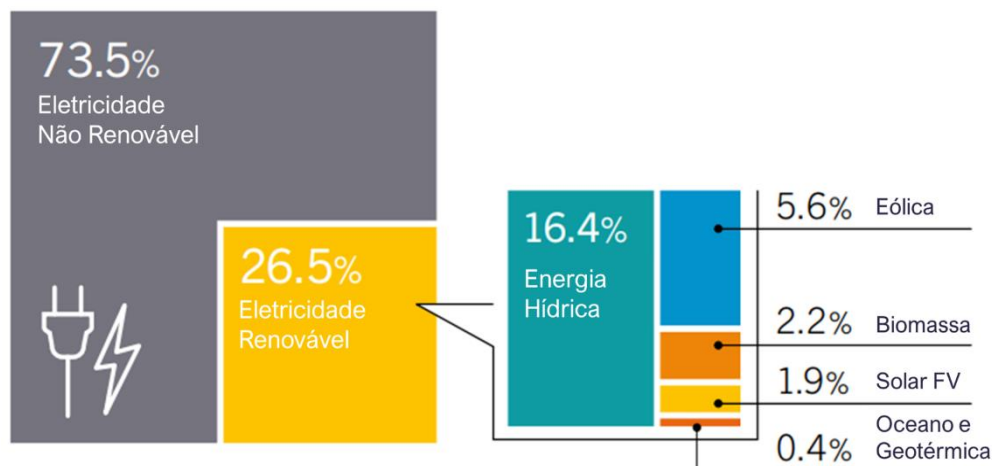


Figura 2.5 Distribuição global das ER para produção de eletricidade no final do ano de 2017 (Hales, 2018)

Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica (FV) atingiu recordes no ano de 2017. Das novas instalações de produção de energia elétrica através de ER, 55% foram FV, aumentando em um terço a potência instalada globalmente. O aumento da competitividade do FV, o aumento da procura de energia elétrica nos países em desenvolvimento e o reconhecimento do potencial do FV para diminuir a poluição, reduzir as emissões de CO2 e potenciar o acesso à energia são fatores que têm contribuído para o perfil expansionista do mercado global de FV. De 2007 a 2017, a capacidade instalada de FV aumentou significativamente – em 2017, a potência adicionada (98GW) era doze vezes superior a toda a potência instalada há uma década (8GW), perfazendo um total de 402GW instalados mundialmente (Figura 2.6) (REN21, 2018).

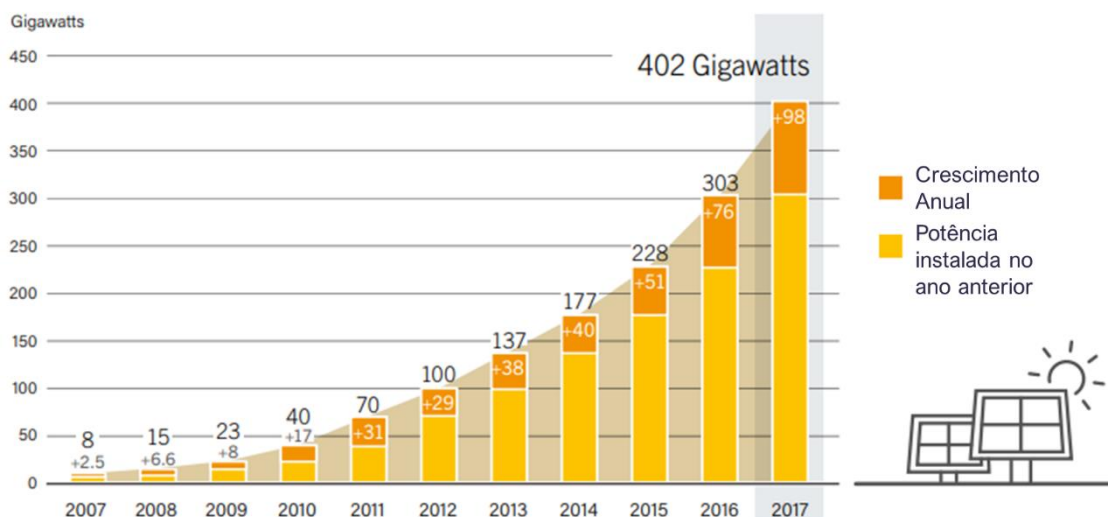


Figura 2.6 Evolução da Energia Solar Fotovoltaica desde 2007 a 2017 (Hales 2018)

No final de 2017, todos os continentes tinham pelo menos 1GW instalado, e pelo menos 29 países tinham 1GW ou mais instalado. Em países como as Honduras e Itália, o FV gerou, respetivamente, cerca de 10,3% e 7,6% da eletricidade consumida. Cerca de 22 países a nível mundial, incluindo alguns europeus, a China e a Índia, já possuem potência instalada suficiente desta tecnologia que represente 2% ou mais dos seus consumos energéticos totais (REN21, 2018).

O crescente interesse na energia solar fotovoltaica deve-se às contínuas melhorias no desenvolvimento da tecnologia (a nível de manufatura, redução de custos dos sistemas e dos módulos FV) e estima-se que o custo de utilização e operação dos sistemas FV baixe 57% até 2025, comparativamente a 2015. Esta diminuição de custos reflete-se nas tendências do custo de energia – LCOE¹ (*Levelized Cost Of Electricity*), que caiu 73% desde 2010 e é expetável que esta tendência de redução continue (REN21, 2018).

Portugal tem vindo a trabalhar, desde 2008, no desenvolvimento das suas políticas energéticas, verificando-se um desenvolvimento das energias renováveis do país. Na última década, Portugal tem sido considerado um dos líderes europeus na utilização de fontes de ER, sendo o sétimo país com a maior percentagem de utilização destas. (Policies & Countries, 2016). As fontes de Energias Renováveis representaram aproximadamente 42% do total de energia primária fornecida (*Total Primary Energy Supply –TPES*) em 2017, sendo o *share* de PV de 1,5%. Comparativamente a 2004, tem-se verificado no território português um crescente na utilização de energia eólica, energia solar fotovoltaica e geotérmica (Figura 2.7) (APREN, 2018). Nesse mesmo ano, a Energia Solar Fotovoltaica per fez um total de 1,5% da eletricidade gerada em Portugal, tendo esta um papel fundamental na produção descentralizada de eletricidade. Os programas de micro e minigeração preveem a instalação de 250MW de potência até 2020. Para além disso, os projetos de autoconsumo de energia FV irão aumentar a percentagem de penetração desta no *mix* energético português (Policies & Countries, 2016).

¹ Levelized Cost Of Electricity –LCOE – é uma das principais medidas da indústria de serviços públicos/energéticos para determinar o custo da eletricidade produzida por determinado gerador, funcionando como uma medida que compara a competitividade de diferentes tecnologias. É calculado pela contabilização de todos os custos expetáveis e associados a um sistema energético ao longo do seu tempo de vida útil (construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros e incentivos), sendo estes divididos pelo total de potência que se espera produzir (kWh) durante o tempo de vida do sistema. Quando se fala num LCOE relativamente baixo significa que a eletricidade está a ser produzida a baixo custo, sendo que o investidor deverá ter maiores retornos. (EIA, 2016)

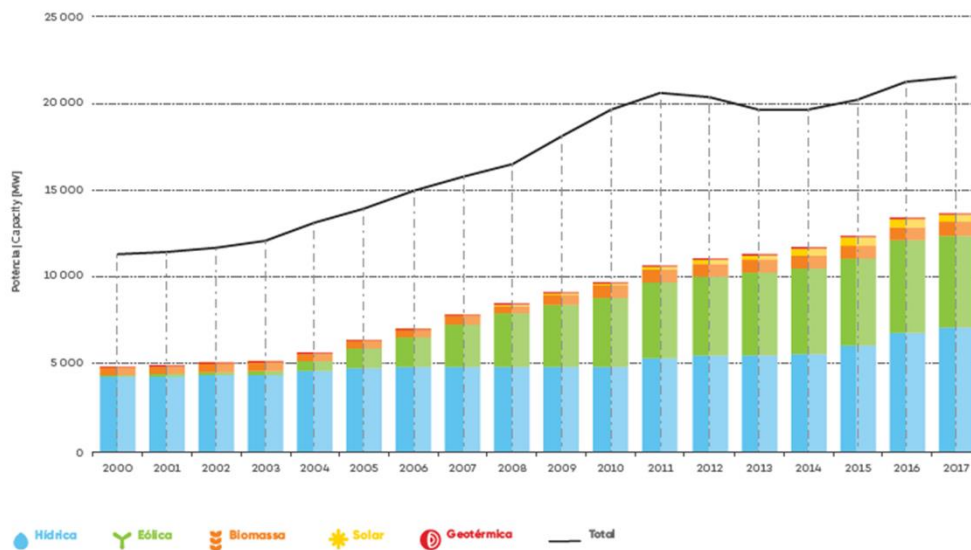


Figura 2.7 Evolução das ER entre o ano 2000 e 2017, em Portugal (APREN, 2018)

2.2 Componentes do Sistema Solar Fotovoltaico

2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

A energia fotovoltaica é uma tecnologia que gera potência elétrica em corrente contínua (DC), medida em Watts, a partir de materiais semicondutores, quando incide luz solar. O módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas. Enquanto incidir luz na célula é gerada potência elétrica. As células solares são constituídas por materiais chamados semicondutores, que tem eletrões ligados de forma fraca que ocupam uma faixa energética chamada banda de valência (*valence band*). No caso de um eletrão de valência receber uma energia superior $1,2\text{eV}$, as ligações são quebradas e o eletrão encontra-se livre para se deslocar até uma nova camada de energia chamada banda de condução (*conduction band*), onde se torna possível a condução de eletricidade através do material. Assim, os eletrões livres na banda de condução são separados da banda de valência pelo intervalo de banda (medidos em unidades de eletrão volt V, ou eV).

A energia de hiato para a libertação do eletrão pode ser fornecida por fotões, que são partículas de luz. Assim, de forma geral, quando as células solares se encontram expostas à luz solar, os fotões atingem os eletrões da banda de valência, quebrando as suas ligações e encaminhando-os para a camada de condução (Luque & Hegedus, 2003).

Dado que estes produzem eletricidade em corrente contínua, e que os aparelhos eletrónicos são alimentados em corrente alterna (AC), é necessária a introdução de um inversor para fazer esta conversão (Luque & Hegedus, 2003)

2.2.2 Inversor

A função dos inversores fotovoltaicos é converter a corrente contínua (DC), gerada pelo sistema fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos), para corrente alternada (AC), fazendo assim, a ligação entre o sistema FV e a carga AC dos equipamentos ou a rede elétrica (Rangarajan, Collins, & Fox, 2019).

Selecionar o inversor certo que cumpra os requisitos para a aplicação pretendida tem grande influência no funcionamento dos sistemas FV. Existem várias tipologias de inversores desenvolvidos para que cumpram os requisitos do Sistema FV a serem aplicados, sejam estes para sistemas ligados à rede ou para sistemas isolados. (Dogga & Pathak, 2019).

Para sistemas ligados à rede de distribuição a tensão de saída do inversor deve ser (230 ou 400V) alternada de componente fundamental sinusoidal e com 50Hz, contendo baixo conteúdo harmónico. Para além da conversão do sinal o inversor assume outras funções como o ajuste do ponto operacional do inversor ao MPP do gerador através do seguidor de potência *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), dispositivos de proteção AC e DC e registo de dados operacionais e sinalização. O MPPT consiste num conversor DC/DC que, de acordo com as condições ambientais de temperatura e radiação bem como com as condições impostas pela rede, ajusta a tensão de saída do módulo, de modo a que o funcionamento se processe no ponto correspondente à potência máxima, resultando assim, numa melhoria global do rendimento da conversão em energia elétrica. Os inversores para ligação à rede têm características específicas ao nível da segurança. Se a tensão de rede faltar, os sistemas fotovoltaicos devem ser automaticamente desligados por ação do inversor evitando a injeção de energia nessas circunstâncias. Os inversores podem ter transformador ou não, e a saída pode ser monofásica ou trifásica (McEvoy, Markvart, & Castañer, 2012).

Os inversores para instalações autónomas devem possuir as seguintes características (Técnico, 2004):

- Corrente alternada sinusoidal, com a tensão e frequência estabilizadas;
- Excelente eficiência de conversão, mesmo para operações em regime de carga parcial;
- Elevada tolerância às correntes de arranque;
- Elevada tolerância perante as flutuações de tensão da bateria;
- Proteção contra uma profunda descarga da bateria;
- Baixo consumo em “*stand-by*”, com deteção automática de presença de uma carga;
- Proteção contra curto-circuito no lado da saída;
- Elevada compatibilidade eletromagnética;
- Baixo conteúdo harmónico;
- Proteção contra sobretensões.

2.2.3 Baterias

Em sistemas isolados da rede elétrica, o uso de dispositivos de armazenamento de energia torna-se necessário para responder às necessidades energéticas em períodos onde a produção seja insuficiente, ou até mesmo nula. Em sistemas ligados à rede as baterias podem também ser utilizadas para suprimir falhas da rede elétrica, ou armazenar a energia produzida em excesso pelo sistema FV (Tavares Pinho & António Galdinho, 2014).

Existem várias tecnologias para conversão através de processos eletroquímicos, das quais as mais utilizadas são as baterias de Chumbo-ácido (PbA). No mercado existem tecnologia mais modernas como o Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-Hidreto metálico (NiMH) e iões de Lítio (Li-ion), entre outras, que embora apresentem inúmeras vantagens (maior eficiência, maior vida útil, mais profundidade de descarga) não são ainda economicamente viáveis para aplicação em sistemas fotovoltaicos (Tavares Pinho & António Galdinho, 2014).

2.2.4 Regulador de Cargas

A função do regulador de cargas é proteger as baterias contra sobrecargas. Impede também que a bateria continue a receber carga do sistema solar quando esta alcance a sua carga máxima, o que previne que a bateria se venha a deteriorar por meio de gaseificação ou aquecimento, o que encurtaria muitíssimo a sua vida útil.

Outra função do regulador é evitar descargas profundas, evitando assim que se esgote o seu excesso de carga, o que provocaria uma diminuição da sua capacidade. Para além desta função, um regulador de carga assegura o funcionamento do sistema no ponto de máxima eficiência (Pereira & Oliveria, 2015).

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

Um dos maiores desafios da energia fotovoltaica é coincidir a produção da energia fotovoltaica, que é intermitente, com as alturas de consumo de energia (McEvoy et al., 2012).

Para obter o melhor aproveitamento do sistema FV, existem vários sistemas fotovoltaicos. A escolha entre qual escolher depende de vários fatores, como localização, possibilidade de ligação à rede elétrica, necessidades dos consumidores, entre outros. Estes podem ser sistemas ligados à rede (*grid-connected*), sistemas autónomos (*off-grid*), ou sistemas híbridos (Abdul Aziz, Sulaiman, Shaari, Musirin, & Sopian, 2017).

2.3.1 Sistemas Isolados (*Off-Grid*)

Os sistemas isolados são maioritariamente utilizados em zonas remotas, onde não é economicamente viável a instalação da rede elétrica devido ao terreno, passagens da rede elétrica ou devido a preocupações ambientais (Abdul Aziz et al., 2017).

Para garantir a continuidade do fornecimento de energia, caso não haja condições meteorológicas para produzir energia através do sol, ou no caso de ser de noite, este sistema é geralmente complementado por algum tipo de sistema de armazenamento, como, por exemplo, as baterias. Num sistema deste tipo, o sistema FV fornece energia para a carga a alimentar e carrega as baterias, quando não é possível, é a bateria, previamente carregada, que alimenta a carga. Tipicamente esta instalação compreende os seguintes equipamentos, ligados como se vê na Figura 2.8 (Ali & Salih, 2013):

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversor;
- Baterias;
- Regulador de Cargas.

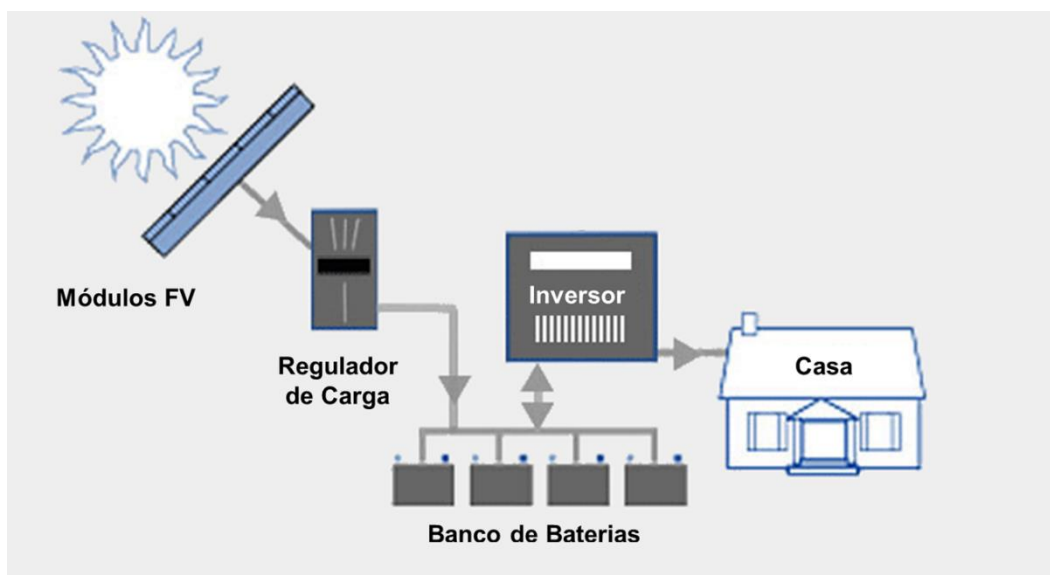


Figura 2.8 *Layout* de um sistema fotovoltaico isolado (Energy Informative, n.d.)

Estes sistemas já foram estudados por diversos autores, que avaliaram a viabilidade de instalação destes sistemas. Kebour, Hadj Arab, Hamid, & Abdeladim (2017), estudaram a possibilidade de eletrificar zonas rurais através de sistemas fotovoltaicos isolados, no deserto do Sahara. Concluíram que até uma certa distância conectar à rede de distribuição de baixa tensão contínua a ser a opção mais competitiva. A partir dessa distância, o sistema FV isolado é a opção mais apropriada. Também, Tribioli & Cozzolino, (2019) desenvolveram uma ferramenta para avaliar a possibilidade de instalar um sistema fotovoltaico isolado para abastecer um centro comercial. Os resultados mostraram que, mesmo nas condições favoráveis de radiação média diária e temperatura média, em Miami, Las Vegas e Houston, o baixo custo da energia elétrica, torna a implementação destes sistemas ainda pouco competitivos. Concluíram também

que este sistema poderia ser competitivo se houvesse uma redução dos custos de implementação de pelo menos 60%.

2.3.2 Sistemas Ligados à rede (*Grid-Connected*)

Os sistemas ligados à rede elétrica permitem utilizar a energia proveniente desta quando o sistema não produz o suficiente para satisfazer as necessidades energéticas, assim como injetar na rede a energia produzida em excesso (Ali & Salih, 2013).

Ao contrário dos sistemas isolados, nos sistemas com ligação à rede não é necessário a instalação de baterias, sendo apenas necessário os módulos fotovoltaicos e os inversores. Devido à facilidade de interligação do sistema, (Figura 2.9), e ao número reduzido de equipamentos, este tipo de sistema tem sido mais comum em comparação com os sistemas isolados, especialmente em locais com fácil acesso à rede elétrica. O dimensionamento destes sistemas é menos crítico do que o sistema isolado, visto que a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica para um certo local não é problemática (Abdul Aziz et al., 2017).

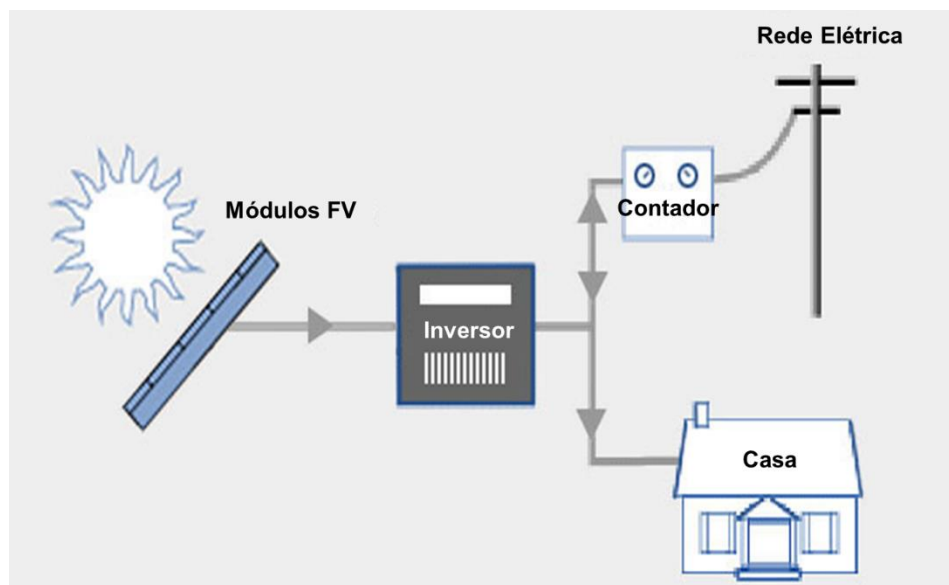


Figura 2.9 Layout de um sistema fotovoltaico ligado à rede (Energy Informative, n.d.)

Na literatura, verifica-se que este é um sistema viável em vários países com diferentes condições climáticas, para diferentes tamanhos de instalações. Dondariya et al., (2018), estudaram a viabilidade de instalar um sistema FV ligado à rede para um edifício habitacional na cidade de Ujjain, Índia. Determinaram que a energia produzida pelo sistema seria de 15.228kWh/kWp, o que torna um sistema tecnicamente viável para zonas urbanas. Anualmente injetam 85,30% da energia produzida na rede elétrica, que é paga pela concessionária. O desempenho do sistema FV é 70,01%, sendo que a utilização de energia da rede diminuiu cerca de 41,09%. Outros estudos concluíram que este sistema é viável, assim como Kazem, Albadi, Al-Waeli, Al-Busaidi, & Chaichan, (2017) que analisaram um sistema FV ligado à rede, de 1MW, na cidade de Adam, Oman

e concluíram que o período de retorno é de 10 anos, e o custo de 0,2258 USD/kWh, e Ayadi, Al-Assad, & Al Asfar, (2018), que investigaram diferentes tecnologias para a instalação de um sistema FV ligado à rede: fixo, com um eixo de rotação e com dois eixos de rotação. Os indicadores avaliados foram a produção final, a área ocupada e a eficiência de conversão, enquanto que a análise económica investigou o período de retorno e o TIR. Concluíram que o Sistema mais vantajoso era o fixo, com um TIR de 32% e um período de retorno de três anos. O Sistema foi dimensionado para 15,030kWp, ocupando uma área de 150m².

2.3.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos consistem na combinação de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia que asseguram a carga das baterias na ausência de sol. Estas fontes podem ser geradores a diesel, gás ou mesmo eólicos (Pereira & Oliveria, 2015). Podem ser também sistemas ligados à rede eléctrica, que utilização baterias.

Apesar das vantagens do FV, este tem um potencial adverso na rede eléctrica. A energia solar é uma energia que não pode ser controlada. Sendo que não é possível planear e usar a energia mais tarde, quando há necessidade. A falta de controlo da produção tem uma relação direta com a imprevisibilidade da injeção de energia na rede. A incapacidade de gerar energia quando necessário pode prejudicar a estabilidade e fiabilidade do sistema energético (Anzalchi & Sarwat, 2017). Segundo Anzalchi e Sarwat (2017), o maior problema de integração do FV na rede eléctrica é a flutuação da irradiação solar. A elevada penetração de sistemas ligados à rede pode inverter a direção da energia na rede, e introduzir novos problemas técnicos no sistema, assim como aumento da tensão e desequilíbrio da mesma. Uma das soluções para resolver estes problemas é a utilização de baterias em conjugação com o sistema FV ligado à rede. Esta conjugação apresenta vantagens, não só por armazenar excedente de produção, mas também porque minimiza as dificuldades induzidas pelos altos níveis de injeção de energia FV na rede eléctrica (J. Li, 2019). Num sistema deste tipo, a energia produzida pelo FV alimenta diretamente a carga, e, quando exista excesso de produção, carrega as baterias. Assim que produção do sistema FV diminui, as baterias descarregam. No caso de as baterias descarregarem totalmente e não haja produção FV suficiente as necessidades energéticas são asseguradas pela rede. Pode ainda ser injetada energia na rede, caso exista excedente de produção, e as baterias estejam totalmente carregadas (Figura 2.10).

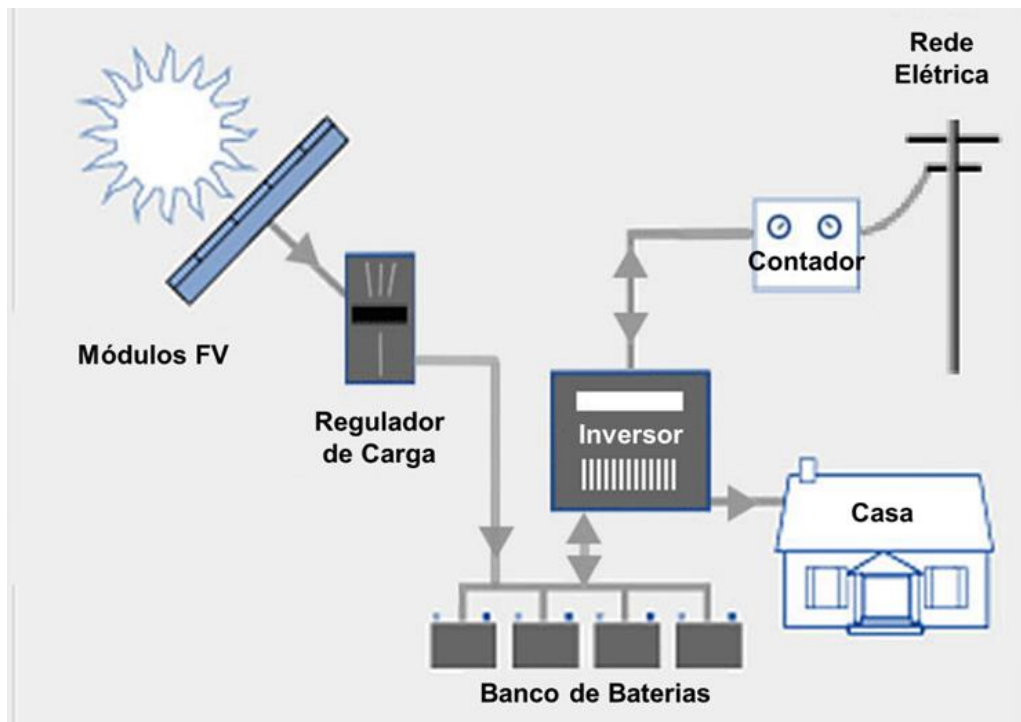


Figura 2.10 Layout do sistema fotovoltaico ligado à rede com baterias (Energy Informative, n.d.)

Embora seja um sistema pouco utilizado, já começam a surgir na comunidade científica alguns estudos contemplando esta opção. J. Li, (2019), apresenta um algoritmo para dimensionar sistemas FV ligados à rede com baterias para um edifício habitacional, e aplica-o numa habitação na Austrália. Os resultados obtidos mostram que a poupança energética do edifício é \$2.457,80 por ano, e que quanto mais energia for consumida, maior será a poupança, tanto quando é utilizado tarifas horárias, como tarifas fixas. Enquanto que a utilização individual de baterias consegue reduzir significativamente a fatura da energia, a utilização de um banco de baterias para várias habitações, com diferentes perfis de consumo diminuíam ainda mais o consumo energético. Outro estudo, menos positivo, numa residência em Kyushu no Japão, concluiu que a viabilidade de instalação deste sistema estava muito dependente de subsídios e incentivos, visto que sem este o período de retorno seria de 18 anos. No entanto, menciona que o aumento do preço da energia, diminuição da tarifa de injeção de energia na rede e uma diminuição dos preços das baterias pode tornar este sistema mais atrativo (Y. Li, Gao, & Ruan, 2018). Outro estudo, realizado por Aelenei, Lopes, & Gonçalves, (2019), num edifício de escritórios em Lisboa, onde já existia uma instalação FV composta por dois sistemas FV, um sistema vertical instalado na fachada sul do edifício, e o outro instalado nas estruturas de sombreamento de um parque de estacionamento, ambos de 12kWp, consideraram a possibilidade de instalar um banco de baterias com o objetivo de aumentar a correspondência entre a produção de energia e o consumo do edifício. Concluíram que obtinham os melhores resultados quando um banco de baterias de 13,5kWh era instalado. Os rácios de autoconsumo e autossuficiência aumentariam 15,4% e 17,1%, respetivamente, o VAL seria de 14,416€ no décimo ano, o TIR de 3,2% e um período de retorno de 8,1 anos.

2.4 Enquadramento Legal

Em 2014 foi publicado um novo enquadramento legislativo para unidades de autoconsumo (UPAC) e para unidades de pequena produção (UPP), com o Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro, no qual são reformulados e integrados, os atuais regimes de microprodução e miniprodução, revogando assim os decretos-lei n.º 363/2007 e n.º 34/2011 (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014).

As atividades de produção distribuída de pequena produção e autoconsumo regem-se por disposições comuns no que se refere ao seu controlo prévio e aos direitos e deveres dos promotores e, também, por normas específicas que acolhem as alterações inevitáveis a cada uma destas modalidades. A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a entidade responsável pela decisão, acompanhamento e coordenação das atividades de produção de energia elétrica. Para isso criou e gere a plataforma eletrónica Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP), que permite a interação entre a administração pública, promotores, produtores e os demais intervenientes no procedimento de registo (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014).

A instalação de uma unidade de produção (UP) está sujeita a um registo prévio e a sua entrada em funcionamento requer um certificado de exploração para o efeito, o que pode ser distinto do procedimento de entrada em exploração para o autoconsumo, consoante a sua dimensão e a sua intenção de fornecer excedente de energia à RESP (Rede Elétrica de Serviço Público). Os titulares das UPAC com potência instalada superior a 200W e igual ou inferior a 1,5kW e das unidades de produção sem ligação à RESP, apresentam uma mera comunicação prévia de exploração, dirigida à DGEG, através do SERUP, estando dispensados de efetuar o registo (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014).

A portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, com alterações referidas na portaria n.º 60-E/2015 de 2 de março, define o procedimento para apresentação de uma mera comunicação prévia de exploração para unidades de autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito de autoconsumo ou de pequena produção para a injeção total da energia elétrica produzida (Energia, 2015).

A portaria n.º 14/2015 define o montante e modo de pagamento das taxas exigidas pela DGEG relativas às unidades produtoras.

- Taxa de registo da UP;
- Taxa de reinspeção – 30% do valor da taxa aplicável ao registo;
- Taxa de inspeções periódicas das UP – 20% do valor da taxa aplicável ao registo;
- Taxa de averbamento de alterações de registo da UP – 40 e 20% do valor da taxa aplicável ao registo de unidades de produção com e sem emissão de um novo certificado de exploração, respetivamente.

Tabela 2.1 Taxa de registo de acordo com a potência da instalação e da ligação à rede (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014).

Potência Instalada	UP com Injeção de Potência na Rede	UP sem Injeção de Potência na Rede
$P < 1,5 \text{ kW}$	30 €	-
$1,5 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ kW}$	100 €	70 €
$5 \text{ kW} \leq P < 100 \text{ kW}$	250 €	175 €
$100 \text{ kW} \leq P < 250 \text{ kW}$	500 €	300 €
$250 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	750 €	500 €

2.4.1 Autoconsumo

Tem-se verificado, nos últimos anos, um aumento no interesse em sistemas de eletricidade gerada por autoconsumo com sistemas fotovoltaicos instalados na cobertura de residências/edifícios. Esta tendência está ligada, essencialmente, a fatores económicos (Beck, Kondziella, Huard, & Bruckner, 2016).

Tem-se, também, verificado um aumento no interesse de sistemas de armazenamento de energia com recurso a baterias e ligados à rede elétrica, que são maioritariamente utilizados para sistemas *off-grid* (Twaha, Idris, Anwari, & Khairuddin, 2012).

Para o contexto do trabalho desenvolvido, o conceito de autoconsumo é definido como a quantidade de energia obtida através do sistema FV que é totalmente consumida no local, sendo o produtor o proprietário do sistema (Merei, Moshövel, Magnor, & Sauer, 2016).

O autoconsumo já se encontra regulado em Portugal pelo Decreto de Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. A produção de eletricidade destinada a autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, designada por UPAC, efetuasse com ou sem ligação à RESP e é baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. As UPAC são destinadas a satisfazer as necessidades de consumo, pelo que a energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014). Sempre que a energia proveniente de uma UPAC tenha origem em fonte de energia renovável, a capacidade instalada nesta unidade não seja superior a 1MW e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar, com o Comercializador de Último Recurso (CUR), um contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida. A remuneração é calculado através da seguinte expressão (Equação (2.1)) (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014).

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2.1)$$

Sendo:

$R_{UPAC,m}$ [€] - remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m ;

$E_{fornecida,m}$ [kWh] – energia fornecida no mês m ;

$OMIE_m$ [€/kWh] - valor resultante da média aritmética simples nos preços de fecho do OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “ m ”.

m – O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

As UPAC com potência instalada superior a 1,5kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração. A compensação a pagar apenas se torna efetiva quando o total acumulado de potências instaladas das UPAC exceda 1% do total da potência instalada no Sistema Elétrico Nacional (SEN)². A compensação é determinada pela seguinte expressão (Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro, 2014) (Equação ((2.2)):

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,m} \times k_t \quad (2.2)$$

Sendo:

$C_{UPAC,m}$ [€] – Compensação paga no mês m ;

P_{UPAC} [kW] – Potência Instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;

$V_{CIEG,m}$ [€/kWh] – Valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, apurado para o ano t ;

k_t – Coeficiente de ponderação a aplicar ao valor do CIEG, tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano t .

- $k_t = 0\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC seja inferior a 1% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 30\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC se situe entre os 1% e 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 50\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC exceda 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN.

t – Ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

Licenciamento

Na primeira fase do processo de licenciamento, o pedido de registo da UPAC no SERUP deve indicar a informação necessária relativa ao promotor (Identificação completa, número de telemóvel, endereço eletrónico), à UPAC (Potência instalada, fonte primária

² No final de 2016, 1% da potência instalada no SEN corresponde a cerca de 1,95MW

a utilizar, indicação se pretende injetar excedente na rede e qual a potência de injeção) e à instalação de consumo associada à UPAC (Identificação do titular, indicação se a instalação se encontra ou não ligada à rede e comercializador, identificação do titular de contrato de fornecimento de energia elétrica e a potência contratada) de acordo com a portaria n.º14/2015.

Numa segunda fase procede-se ao pagamento da taxa de inscrição à DGEG, e, depois de efetuado, procede-se à aceitação do pedido, onde o SERUP disponibiliza elementos da inscrição ao Operador de Rede Distribuição (ORD) e ao comercializador, para sua apreciação. Depois da ORD se pronunciar acerca das condições técnicas e o comercializador acerca da conformidade dos dados de contrato de fornecimento de energia, o SERUP tem 10 dias úteis para validar a inscrição comunicando a aceitação, rejeição ou aceitação sob reserva da inscrição ao promotor. Após a aceitação do pedido, a instalação da UPAC é executada por uma entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular e esta deve assegurar que os equipamentos a instalar estão certificados e que a UPAC se encontra devidamente registada. Depois de instalada, o promotor deve solicitar a realização de inspeção (Energia, 2015).

A inspeção realiza-se no prazo máximo de 10 dias após efetuado o pedido e deverá estar presente um técnico responsável. Esta é concluída com a emissão do relatório de inspeção que conclui acerca da conformidade da unidade produtora. Caso existam defeitos ou não conformidades, é necessário proceder à sua retificação e solicitar uma reinspeção da UP (Energia, 2015).

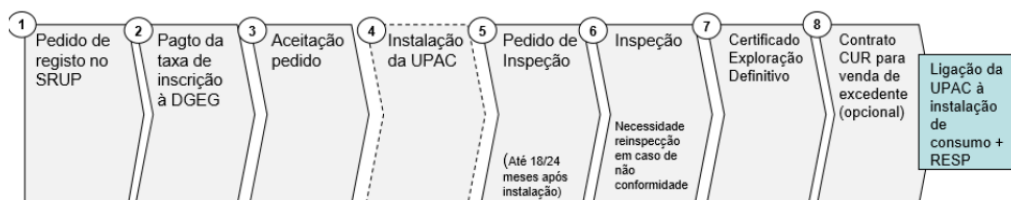


Figura 2.11 Exemplo ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW

2.5 Método de Dimensionamento

Os sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios (BIPV) é o resultado da integração arquitetónica dos módulos fotovoltaicos (PV) de um sistema fotovoltaico na envolvente de um edifício. Nas últimas décadas esta solução tem vindo a ser utilizada em edifícios residenciais e comerciais, em novos projetos e em obras de renovação (G. Evola & Margani, 2016), (Gianpiero Evola & Margani, 2014), demonstrando ser uma maneira bem sucedida de combinar produção local de energia elétrica renovável com as possibilidades construtivas que oferecem os módulos fotovoltaicos, que se tornam elementos ativos em fachadas ventiladas, telhados ou diferentes tipos de dispositivos de sombreamento (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017).

Neste capítulo será apresentado o método de dimensionamento e também os métodos que serão utilizados na análise tecnológica e económica. Será utilizado o método ensinado pelo professor António Andrade, na aula de Energia Renováveis, módulo de Energia fotovoltaica, do mestrado em Energias Sustentáveis. Posteriormente, será utilizado o *software* PVsyst para validar o dimensionamento (Andrade, 2018).

2.5.1 Análise das Condições de Terreno e Instalações

O primeiro passo para um correto dimensionamento consiste em estudar o local da instalação, onde é necessário fazer o levantamento das seguintes características:

- Área disponível para instalação dos módulos;
- Tipo de cobertura e resistência estrutural;
- Orientação, inclinação e material das estruturas disponíveis à colocação do sistema;
- Dados climáticos (radiação e temperatura média mensal);
- Posicionamento solar (altura e azimute);
- Envolvente dos edifícios (obstáculos suscetíveis de causar sombreamento).

Orientação Solar

A produção de energia fotovoltaica não depende somente da irradiação e da temperatura. Outros fatores como a orientação e ângulo de inclinação dos módulos influenciam na produção de energia (Litjens, Worrell, & van Sark, 2017).

Aelenei et al., (2019), simularam perfis de produção FV, para diferentes localizações em Portugal (Porto, Lisboa e Faro), ângulos de inclinação (10°, 20°, 30°) dos módulos, e orientações (Sul, Sudoeste e Sudeste), sendo que no total foram realizadas 54 simulações. Concluíram que o ângulo de inclinação ótimo era de 30°, visto que é próximo da latitude Portuguesa, e que a melhor orientação é Sul, exceto se o perfil de consumo seja mais elevado de manhã ou ao fim do dia, nesse caso a orientação ótima é sudeste e sudoeste, respetivamente.

Análise dos consumos energéticos

Um dos maiores desafios no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo é a aproximação entre a produção do FV e o perfil de consumo, visto que o modo em que a energia produzida em excesso, e como esta é renumerada vai limitar a viabilidade económica do sistema. Também, quanto maior for a compatibilidade entre a produção e o consumo, mais eficiente será o sistema (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017).

Num edifício de serviços, as alturas de maior consumo ocorrem durante os dias úteis, com pouco consumo durante a noite e aos fins de semana, e na maior parte das vezes seguem um perfil fixo durante o ano. As horas de maior consumo são também

coincidentes com as horas de maior radiação solar, começando na manhã e tendo picos nas horas centrais do dia (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017), (Villar, Neves, & Silva, 2017).

Para determinar a potência a instalar, torna-se necessário avaliar o perfil de consumo do edifício em estudo. O perfil de consumo, é um gráfico que representa a variação diária com o tempo da energia total usada num edifício. Os perfis podem ser bastante diferentes, dependendo da utilização, ocupação, o clima local, o tipo de dias (dias úteis ou fins de semana), e estação do ano (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017).

Nesta secção serão analisados diversos estudos de caso de edifícios de serviço e comércio, os seus perfis de consumo, e a potência que os autores determinaram para a instalação.

Caso A - (Merei et al., 2016)

Neste estudo, um supermercado com um consumo de 238MWh por ano, e uma potência de pico de 50kW foi estudado. Na Figura 2.12, é possível analisar o perfil de consumo anual, durante as diferentes estações do ano assim como a radiação solar no mesmo período. Da análise efetuada pelos autores, o sistema FV mais económico foi o dimensionado para uma potência duas vezes superior à potência pico do edifício, ou seja 100kWp.

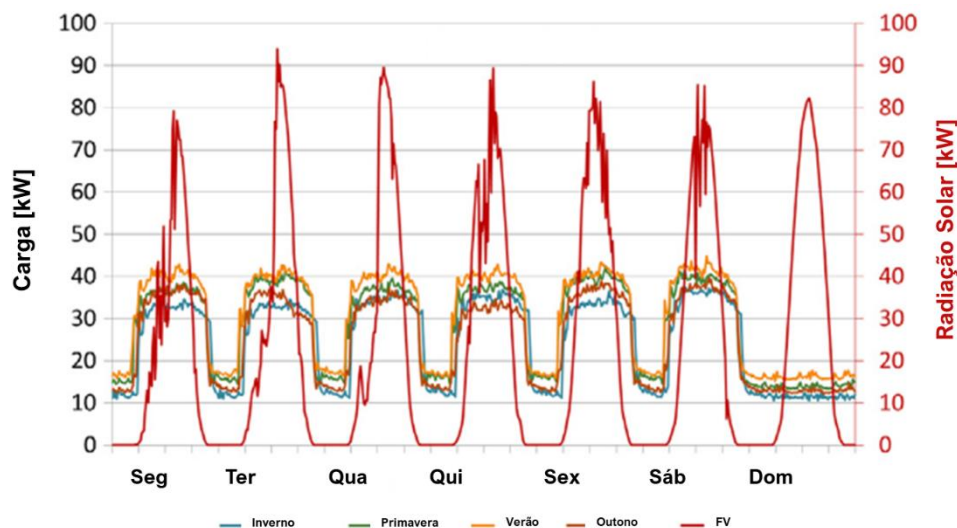


Figura 2.12 Perfil de consumo de um supermercado na Alemanha. Adaptado de (Merei et al., 2016)

Caso B - (Villar et al., 2017)

Neste estudo foram analisados vários perfis de consumo para diversos setores. No gráfico abaixo, está representado o perfil de consumo de quatro edifícios de serviços, que os autores nomearam “Serviço 1”, “Serviço 2”, “Serviço 3” e “Serviço 4”. Os perfis representados na Figura 2.13 foram obtidos a partir de uma junção de 10 perfis do setor,

que foram agrupados pela potência máxima por hora [kW], e das semelhanças entre perfis que foram obtidos anteriormente.

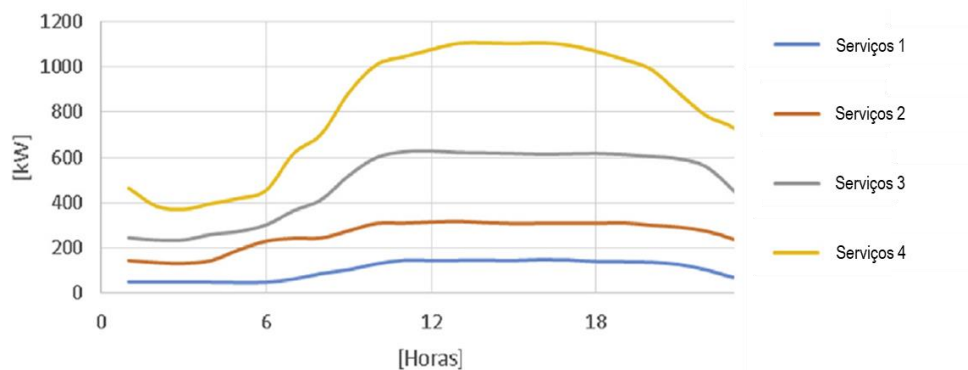


Figura 2.13 Perfil da potência em quatro edifícios de serviços. Adaptado de (Villar et al., 2017)

Para melhor analisar a homogeneidade e viabilidade do consumo ao longo do ciclo de estudo calcularam a média do consumo, o rácio entre o consumo mínimo e máximo, e avaliaram se existia variação sazonal. O rácio entre o consumo máximo médio e mínimo médio (Min/Max) estabelece uma relação entre o consumo nas horas de pico e nas horas de vazio. O rácio entre o consumo em horas com radiação solar e o consumo anual, permite determinar o potencial de um perfil de autoconsumo. Este rácio deve ser maior que 1%. O rácio sazonal obtém-se dividindo o consumo no mês de agosto e no mês de dezembro.

Para os perfis representados na Figura 2.13 obteve os seguintes resultados (Tabela 2.2).

Tabela 2.2 Resultados obtidos por Villar et al. (2017) e potência a instalar.

	Potência a Instalar [kW]	Média [kW]	Min/Max [%]	Consumo Sol/Consumo Total [%]	Agosto/Dezembro [%]
Retail 1	50	103	30	1,34	0,94
Retail 2	110	229	39	1,20	1,16
Retail 3	200	481	39	1,27	1,24
Retail 4	360	810	32	1,32	1,77

Comparando com o caso A, onde a potência instalada é o dobro do consumo do edifício, neste caso é metade do consumo médio do edifício. Os autores justificam que as baixas potências a instalar, são consequência da legislação Portuguesa. Os sistemas FV foram dimensionados para maximizar o autoconsumo, e evitar a injeção de energia na rede, visto que a remuneração é baixa. Tendo em vista uma otimização económica e energética, este dimensionamento é o mais indicado para maximizar o autoconsumo e o que apresenta melhor relação custo-benefício, e consequentemente menor período de retorno.

Caso C – (Aelenei et al., 2019)

Este estudo avalia o desempenho energético de um edifício de escritórios em Lisboa, Portugal. O edifício em questão tem dois sistemas solares fotovoltaicos instalados, cada um de 12kWp, um sistema vertical instalado na fachada sul, e um sistema horizontal instalado na cobertura de um parque de estacionamento. O edifício em questão tem uma potência pico de 9,6kW, como é possível verificar na Figura 2.14.

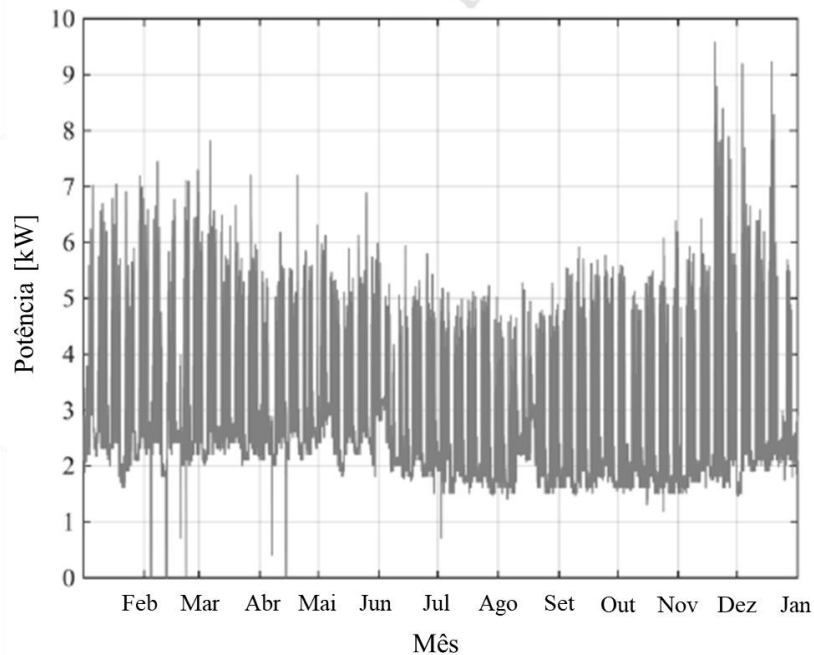


Figura 2.14 Perfil da potência do edifício (Aelenei et al., 2019)

Neste artigo estuda-se a possibilidade de instalar um banco de baterias, sendo que o sistema fotovoltaico já se encontra instalado. É, portanto, possível observar, na Figura 2.15, a produção de energia de ambos os sistemas fotovoltaicos durante o ano. O sistema instalado na fachada tem uma maior contribuição para a produção de energia durante o inverno, refletindo os valores negativos do ângulo de declinação terrestre e consequente altitude do sol. Durante o verão, quando a altitude solar é maior, a contribuição de cada sistema modifica-se, sendo que o sistema que mais produz energia é o do estacionamento. Como resultado, a produção total apresenta uma menor variabilidade durante o ano.

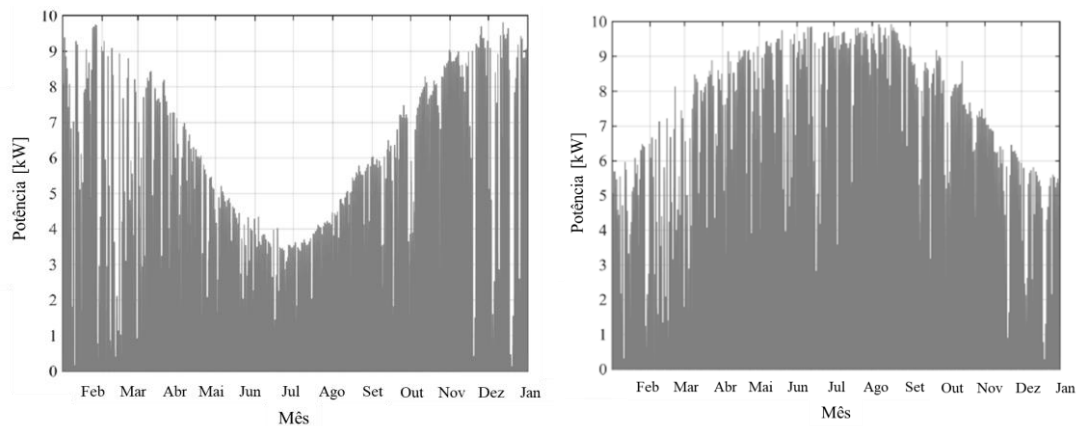


Figura 2.15 Potência do sistema da fachada (esquerda), e do sistema de estacionamento (direita) (Aelenei et al., 2019)

2.5.2 Escolha dos Equipamentos a Instalar

No dimensionamento de um sistema fotovoltaico utiliza-se as informações fornecidas pelos fabricantes dos equipamentos. Nesta fase procede-se à escolha do inversor, dos módulos fotovoltaicos, e das baterias e regulador de carga, caso se pretenda armazenar energia.

Na escolha do módulo fotovoltaico tem de se aferir qual a melhor relação qualidade/benefício/custo/área disponível. Posteriormente procede-se à determinação do número de módulos a instalar, sendo então possível determinar a potência máxima da instalação. A potência a instalar deve ser superior em pelo menos 20% à potência de forma a garantir a funcionalidade do sistema em condições extremas de irradiância e temperatura (Tavares Pinho & António Galdinho, 2014).

Os inversores são fabricados para diferentes níveis de potência sendo que este deve estar dentro do seguinte intervalo, entre a potência nominal do sistema e do inversor:

$$0,7xP_{(max,PV)} < P_{max,INV (DC)} < 1,2xP_{(max,PV)} \quad (2.3)$$

Onde:

$P_{(max,PV)}$ – Potência máxima do gerador fotovoltaico em Wp

$P_{max,INV (DC)}$ – Potência DC máxima do inversor em W

Sendo que a potência DC máxima do inversor calcula-se através da equação.

$$P_{max,INV(DC)} = \frac{P_{max,INV (AC)}}{\eta_{INV}} \quad (2.4)$$

Onde:

$P_{max,INV (AC)}$ - Potência AC máxima do inversor em W
 η_{INV} – Eficiência do inversor em %

2.5.3 Determinação do número de módulos e inversores

Um gerador fotovoltaico é composto por vários módulos fotovoltaicos, ligados em série ou paralelo. Ou seja, a potência do gerador FV será a soma da potência de todos os módulos ligados entre si. Sabendo qual a potência do gerador pretendida, já anteriormente definida, e as características do módulo, o número de painéis a instalar determina-se pela expressão.

$$N^{\circ} \text{ módulos} = \frac{P_{(max,PV)}}{P_{\text{módulo}}} \quad (2.5)$$

Onde:

$P_{(max,PV)}$ - Potência máxima do gerador fotovoltaico em Wp

$P_{\text{módulo}}$ – Potência de cada módulo FV em Wp

Em certas ocasiões poderá ser necessário, ou mais vantajoso, utilizar vários inversores em vez de apenas um, como em instalações maiores, ou por questões económicas. Nesse caso, o número de inversores calcula-se através da equação.

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{P_{(max,PV)}}{P_{max,INV (AC)}} \quad (2.6)$$

2.5.4 Determinação do número de módulos por fileira

Uma das questões a ter em conta é que a soma das tensões dos módulos ligados em série não poderá ultrapassar a tensão máxima de entrada do inversor, caso contrário, o inversor poderá danificar-se.

Os módulos fotovoltaicos são testados em condições standard (STC), (de acordo com a norma IEC 60904), a uma temperatura de 25°C. No entanto, como a tensão do módulo é afetada pela temperatura ambiente, é necessário considerar os desvios de temperatura a que este pode ser sujeito. Posto isto, e visando a segurança e o bom funcionamento da instalação, consideram-se valores de temperatura mínimos e máximos, -10°C e 70°C, respetivamente.

Calcula-se então a tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10°C, a partir da tensão do circuito aberto nas condições de referência STC, como na seguinte expressão.

$$U_{oc} (-10^{\circ}C) = \left(1 - \frac{35^{\circ}C \times \Delta U}{100}\right) \times U_{oc} (STC) \quad (2.7)$$

Onde:

ΔU – Variação da tensão por cada °C em %

$U_{oc} (STC)$ – Tensão de circuito aberto nas condições STC em V

Posto isto, é possível calcular o número máximo de módulos em série (equação (2.8):

(2.8)

$$n_{max} = \left(\frac{U_{(maxinv)}}{U_{oc} (-10^{\circ}C)} \right)$$

A tensão mínima de funcionamento verifica-se normalmente para a temperatura máxima de funcionamento que é prevista para 70°C, no verão.

$$U_{mpp} (70^{\circ}C) = \left(1 + \frac{45^{\circ}C \times \Delta U}{100} \right) \times U_{mpp} (STC) \quad (2.9)$$

ΔU – Variação da tensão por cada °C em %

$U_{mpp} (STC)$ – Tensão mínima nas condições STC em V

O número mínimo de módulos em série será calculado pela expressão (2.10) :

$$n_{min} = \left(\frac{U_{(min,inv)}}{U_{mpp} (70^{\circ}C)} \right) \quad (2.10)$$

2.5.5 Definir o número de fileiras em paralelo

A corrente do sistema FV não poderá ultrapassar o limite máximo da corrente de entrada do inversor. Posto isto, o número máximo de fileiras deverá ser igual ao quociente entre o valor máximo da corrente do inversor e da fileira de módulos (Equação (2.11)):

$$n_{fil} = \frac{I_{max\ inv}}{I_{max\ fil}} \quad (2.11)$$

Onde:

$I_{max\ inv}$ - Valor máximo da corrente do inversor em A

$I_{max\ fil}$ - Valor máximo da corrente da fileira em A

2.5.6 Baterias e Reguladores

O sistema com a integração de baterias permite armazenar a energia produzida pelo sistema FV, quando esta não é consumida. Então, para selecionar corretamente a capacidade das baterias é necessário conhecer as necessidades energéticas do edifício, e conseqüentemente as necessidades de armazenamento.

Depois de selecionada a potência pico do sistema FV a instalar, é possível determinar a energia produzida através da expressão (2.18). De seguida, e conhecendo os consumos do edifício, por unidade de tempo, calcula-se a diferença entre a energia FV produzida (E_{UP}) e a energia consumida (E_{cons}), nesse intervalo. Os valores obtidos são somados até que a diferença seja negativa. Nesse momento, as necessidades do edifício são superiores ao que o sistema FV está a produzir, ou seja, a bateria descarrega e alimenta e carga.

$$E_{ARM} = \sum_{t=0}^{(E_{UP}-E_{const})<0} (E_{UP} - E_{cons}) \quad (2.12)$$

Posto isto, a capacidade mínima do banco de baterias [Ah] é obtida através da seguinte expressão:

$$C = \frac{E_{ARM}}{V_{DC} \times DOD \times \eta_{ARM}} \quad (2.13)$$

Onde V_{DC} [V] corresponde a tensão de funcionamento do sistema, DOD [%] a profundidade de descarga delimitada e η_{ARM} a eficiência do sistema de armazenamento global, ou seja, baterias e inversores (caso exista).

As baterias podem ser associadas em série e/ou em paralelo, constituindo desta forma um banco de baterias, cujos valores da tensão, corrente e potência são afetados da mesma forma que nas associações entre os módulos fotovoltaicos.

Depois de selecionado e configurado o banco de baterias, a energia útil de armazenamento é obtida através da seguinte equação:

$$E_{util} = C_n \times V_{DC} \times DOD \times \eta_{ARM} \quad (2.14)$$

Onde

C_n - capacidade nominal do banco de baterias escolhido [Ah]

A integração de um controlador de carga tem como principal objetivo a proteção das baterias de eventuais sobrecargas e de descargas excessivas. Na escolha deste componente deve a corrente de entrada $I_{entrada}$ (ou seja, a corrente de saída do gerador fotovoltaico), que o equipamento deverá ser capaz de suportar.

$$I_{regulador} < I_{entrada} \quad (2.15)$$

Onde:

$$I_{entrada} = \frac{P_{(max,PV)}}{V_{DC}} \quad (2.16)$$

Dependendo da corrente máxima do regulador escolhido (I_{max}), pode ser necessário instalar mais do que um inversor. Nesse caso, o número de reguladores de carga a instalar em paralelo, pode ser calculado através da equação (2.17).

$$n^{\circ} \text{ reguladores} = \frac{I_{entrada}}{I_{max}} \quad (2.17)$$

2.5.7 Energia Produzida

Após a seleção e configuração do sistema fotovoltaico, a determinação da energia elétrica proveniente das unidades de produção para autoconsumo em cada instante de tempo, E_{UP} [Wh], é efetuada com base na seguinte expressão:

$$E_{UP} = E_s \times N \times A_{mód} \times \eta_{UP} \quad (2.18)$$

Onde:

E_s – Irradiação solar incidente [Wh/m²];

N – Número de módulos fotovoltaicos;

$A_{mód}$ – Área do módulo fotovoltaico selecionado [m²];

η_{UP} – Eficiência total do sistema fotovoltaico que integra a unidade de produção.

2.5.8 Análise Tecnológica

Para analisar o melhor sistema a implementar, do ponto de vista tecnológico serão aplicados os conceitos de rácio de autoconsumo, e rácio de autossuficiência, assim como em (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017), (Aelenei et al., 2019), (Merei et al., 2016) e (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016).

O índice de autoconsumo (IAC) pode ser definido como o rácio entre a energia produzida pelo sistema FV que é consumido localmente (tanto diretamente como depois de armazenada), e a produção total de energia do sistema fotovoltaico (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017), (Aelenei et al., 2019), (Merei et al., 2016) e (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016). Já que este índice não considera a independência da rede elétrica do sistema, considera-se o índice de autossuficiência (IAS), ou seja, o rácio entre a energia FV produzida que é localmente consumida (tanto diretamente como depois de armazenado), e a energia total consumida (incluindo as perdas) (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016).

Um edifício autossuficiente seria aquele que consome apenas a sua própria eletricidade gerada pelo sistema fotovoltaico, atingindo assim um índice de autossuficiência (IAS) de 100% (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017).

Tipicamente o valor máximo do índice de autossuficiência varia entre 20% a 25% se não existir medidas adicionais, tais como a instalação de aparelhos de controlo ou armazenamento de energia (Denholm & Margolis, 2007), (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016).

Num sistema FV, assim que haja produção de energia FV esta é consumida localmente (2 – energia do sistema FV para a carga), e a restante energia, se for necessária, provém da rede elétrica (1 – energia da rede para o local de consumo). Quando a produção de energia excede a demanda, se existir armazenamento, este excesso de energia é armazenado (4 – sistema FV para armazenamento), e se não for possível armazenar é injetada na rede (5 – sistema FV para a rede) (com ou sem renumeração). Quando não é possível armazenar energia, nem é possível vender à rede o sistema é encurtado (6), o que significa que a eficiência do sistema é reduzida, para produzir menos energia. Quando a produção de energia do sistema FV diminui, as baterias descarregam (3 – armazenamento para local de consumo), e se for necessário é também injetada energia da rede (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016).

Para casos que não exista armazenamento de energia o índice de autoconsumo, e auto suficiência, são calculados de acordo com a equação (2.19) e (2.20), respetivamente (Martín-Chivelet & Montero-Gómez, 2017), (Aelenei et al., 2019), (Merei et al., 2016) e (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016).

$$IAC = \frac{(2)}{(2) + (5) + (6)} \quad (2.19)$$

$$IAS = \frac{(2)}{(1) + (2)} \quad (2.20)$$

Se pelo contrário, existir armazenamento as expressões para o cálculo dos índices são as que se seguem (Equação (2.21) e (2.22)) (de Oliveira e Silva & Hendrick, 2016).

$$IAC = \frac{(2) + (3)}{(2) + (4) + (5) + (6)} \quad (2.21)$$

$$IAS = \frac{(2) + (3)}{(1) + (2) + (3)} \quad (2.22)$$

2.5.9 Estudo Económico

Embora uma instalação fotovoltaica seja uma solução de produção de energia mais sustentável, os consumidores, com este investimento, pretendem recuperar o capital investido. Com o estudo económico pretende-se avaliar vários fatores, como o capital necessário a investir, poupança energética, preço de venda de energia entre outras, com o objetivo de aferir a rentabilidade do projeto. Num sistema destinado ao autoconsumo, a receita baseia-se na poupança energética.

Os custos associados ao projeto podem ser divididos em custos diretos e indiretos. O primeiro contabiliza os custos dos principais equipamentos (módulos FV, inversores, estruturas, baterias e reguladores de carga, se aplicável), toda a instalação eletromecânica, cabos, inversores, transformadores, contentores, construção civil, sistemas de controlo, custos de utilização e serviços, material de carga, meios de elevação e transporte, bem como equipamentos elétricos de baixa e média tensão. Constituem os custos indiretos, as despesas intrínsecas ao desenvolvimento do projeto, como os custos de estrutura da empresa, fiscalização, escrituras, registos e impostos associados, despesas necessárias para o arranque, despesas de empreitada e ainda uma margem para imprevistos. Deve considerar-se ainda o gasto anual com as operações de manutenção.

Na análise da viabilidade económica do projeto, serão utilizados indicadores de desempenho que serão calculados através de fluxos financeiros. Incluem-se nestes indicadores, o VAL (Valor Atual Líquido), TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) e o Período de Retorno.

VAL

O Valor Atual Líquido (VAL) corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum, de todas as despesas e receitas inerentes a determinado projeto, ao longo do prazo de vida útil do projeto (Equação (2.23)). O prazo de vida útil, deverá ser entendido e assumido, como o prazo em que o investimento assegura um desempenho económica e qualitativamente competitivo. Em rigor, o tempo de vida útil deverá ser

contado a partir do início da exploração, isto é, deverá excluir o tempo de construção e montagem.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (2.23)$$

Onde t corresponde ao ano, CF os cash-flows gerados pela empresa e I_t o investimento do ano t, e r a taxa de desconto ou taxa de atualização.

Quando o $VAL > 0$, significa que a taxa de rentabilidade do investimento é superior à taxa de referência (r) aplicada, ou seja, que o investimento gera um excedente para o investidor. Inversamente, se o $VAL < 0$, a taxa de rentabilidade do investimento é inferior à taxa de referência (r) ou seja, o investimento não gera os proveitos mínimos para remunerar os capitais investidos (Rodrigues, n.d.).

TIR

A taxa interna de rentabilidade (TIR) representa a taxa de rendimento do projeto de investimento. Não é, pois, uma taxa previamente definida, mas sim aquela que torna os fluxos de custos e proveitos descontados iguais. Ou seja, será a taxa de rentabilidade que torna o VAL nulo (Equação (2.24)).

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.24)$$

Como critério de avaliação, um projeto deverá ser aceite se TIR for maior que o custo de capital próprio.

Período de Retorno de Investimento

É o período de recuperação do investimento, ou seja, o número de anos decorridos até que os proveitos compensem o investimento. O *payback*, pode ser entendido como o período necessário para que o VAL atinga o valor zero, ou seja, quando o investidor recupera o valor investido. Caso o período de retorno de investimento seja mais longo que o período de vida útil do projeto, o investimento é economicamente inviável.

O cálculo do *payback* é feito através da equação (2.25) :

$$PRI = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{n}} \quad (2.25)$$

LCOE (Levelized Cost Of Energy)

Consiste num parâmetro que calcula o custo médio do total da energia produzida numa central de produção energética durante o seu período de vida, tendo como unidade o €/kWh. Ao contrário da unidade €/kWp, o LCOE permite contabilizar, não só, o custo da instalação por unidade de potência instalada, mas também outros custos tais como o das atividades de operação e manutenção, a energia produzida, a degradação e o tempo de vida da instalação. O seu cálculo é efetuado através da razão entre a soma do capital investido (CCP) com os custos de operação e manutenção (OM) e a energia total produzida em todo o período de funcionamento da central (E_{total}):

$$LCOE = \frac{CCP + O\&M}{E_{total}} \quad (2.26)$$

2.5.10 O software PVsyst

O PVsyst é um *software* desenvolvido pela Universidade de Genebra, em 1991, que permite a simulação de instalações fotovoltaicas isoladas, conectadas à rede, com e sem armazenamento, e para bombagem de água. O software permite a conceção preliminar de projetos, que permite um pré-dimensionamento de um projeto, a conceção do projeto, que possibilita dimensionar o sistema de forma exaustiva utilizando simulações horárias detalhadas. Permite ainda adicionar a opção de autoconsumo, importar dados reais dos consumos energéticos, sendo que simula qual a energia consumida em autoconsumo e energia injetada na rede. Nas versões mais recentes, é ainda possível adicionar a opção de armazenar energia. Para além disso, já em fase de funcionamento, analisa dados medidos, o que permite a monitorização de um sistema em funcionamento a partir da importação de dados reais medidos.

Inclui uma base de dados com informação meteorológica horária e permite especificar determinadas condições particulares, designadamente a orientação dos módulos e a existência de sombreamentos. Quanto aos equipamentos, o programa inclui uma base de dados de painéis FV, baterias, inversores e reguladores.

DIMENSIONAMENTO

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO EDIFÍCIO

3.2 ANÁLISE DO CONSUMO ENERGÉTICO

3.3 SISTEMA LIGADO À REDE SEM BATERIA

3.4 SISTEMA LIGADO À REDE COM BATERIA

3 Dimensionamento

Ao longo deste capítulo, será feita uma descrição do edifício em análise, dos seus consumos e dos requisitos do cliente. Com a descrição aqui apresentada proceder-se-á, posteriormente, à conceção do sistema FV.

3.1 Caracterização do Edifício

O edifício em estudo trata-se de um edifício de apenas um piso, de caracterização comercial, constituído por nove escritórios, duas salas de reuniões e um armazém, localizado em Leça do Balio, a 10km do Porto.

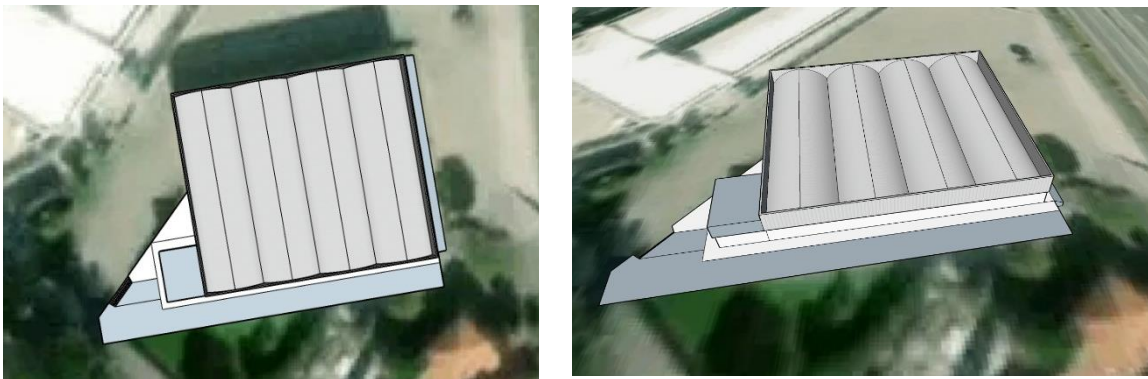


Figura 3.1 Edifício dos escritórios da ERI

No dimensionamento do sistema FV a implementar é necessário considerar certas características físicas do local, assim como os requisitos da ERI. Por motivos de restrições do espaço, a ERI pretende que o sistema FV seja instalado na cobertura. Como se pode ver na Figura 3.1, trata-se de uma cobertura plana ondulada, sem obstruções, e com uma área disponível de 895m². Os painéis serão instalados sobre uma estrutura triangular, com o ângulo ótimo de 30°. A ERI pretende que os painéis estejam enquadrados com as ondas da cobertura. Assim sendo, a orientação do edifício foi determinada tendo em conta que os ângulos de orientação são, segundo o *PVsyst*, 0° para sul, -90° e +90° para Este e Oeste, respetivamente. Para determinar a orientação, o edifício foi desenhado no programa *Sketchup*, e posteriormente foi efetuada a sua georreferenciação. Assim, tem-se que orientação do sistema será de -11°.

O horário da laboração da empresa é das 9h às 18h, e a hora de almoço é das 12h30min até às 14h, durante os dias úteis, sendo que durante o fim de semana encontra-se fechada. O consumidor pretende que toda a energia produzida seja consumida, ou seja, que não haja injeção do excedente de produção na rede elétrica. No entanto, coloca-se

o problema de não haver grandes consumos nos fins-de-semana, pois a ERI encontra-se fechada. Colou-se então a hipótese de juntar um banco de baterias para armazenar esta energia em excesso. Posto isto, serão então dimensionados dois sistemas, com e sem bateria, ambos ligados à rede elétrica.

3.2 Análise do Consumo Energético

Para dimensionar corretamente o sistema é necessário conhecer o perfil de consumo energético do edifício. Para tal, recorreu-se à análise das faturas de eletricidade disponibilizadas, e às leituras dos consumos que foram obtidos através de um dispositivo de contagem da marca *circutor*, entre o mês de janeiro e maio de 2019.

A entidade responsável pela comercialização da eletricidade é a EDP. A potência contratada de 41,4kVA corresponde a um contrato de Baixa Tensão Normal (BTN). O contrato compreende um ciclo tri-horário diário, portanto, o preço cobrado por kWh de energia consumida varia em função da altura do dia, (horas de vazio, ponta e cheias), de acordo com a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Preço da energia em função do horário em €/kWh

Horas	Preço (€/kWh)
Vazio	0,0878
Ponta	0,2933
Cheia	0,1521

Na Figura 3.2 encontram-se representados os ciclos tri-horários, que correspondem a como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas e dos 7 dias da semana. Este ciclo encontra-se dividido em dois períodos, sendo que o período de Verão começa no último domingo de março até ao último domingo de outubro, a partir do qual entra em vigor o horário de Inverno. O número de horas de vazio é igual nos dois horários (10 horas), assim como o número de horas de cheia e ponta (10 e 4, respetivamente), apenas mudando a sua distribuição horária.

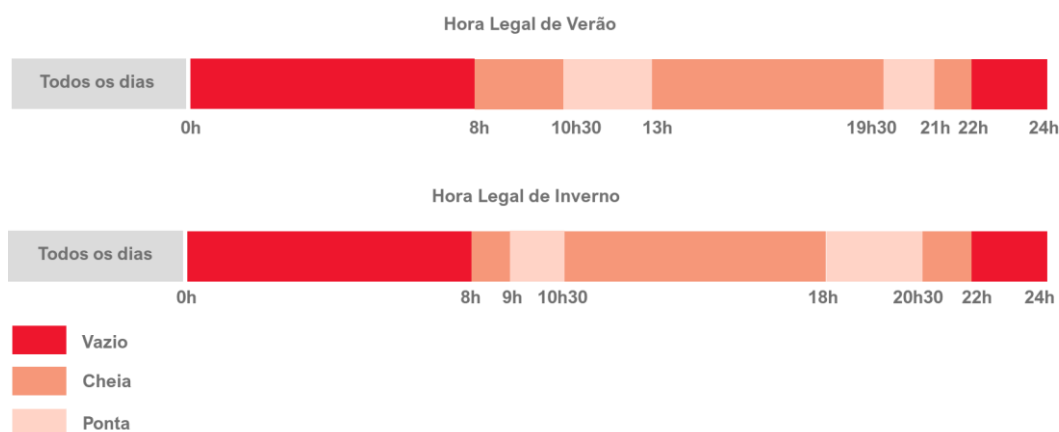


Figura 3.2 Ciclo tri-horário diário

Começou-se por analisar as faturas de eletricidade (Gráfico 3.1) de janeiro de 2017 a janeiro de 2019. Verificou-se que o consumo é constante ao longo do ano, com uma ligeira descida nos meses de agosto e setembro, e um pico de consumo no mês de novembro. Tratando-se de um escritório, não existem equipamentos de grande consumo, sendo que, o que mais influencia os consumos são os equipamentos de ar condicionado. A utilização destes equipamentos é afetada pelo número de ocupantes e condições climatéricas.

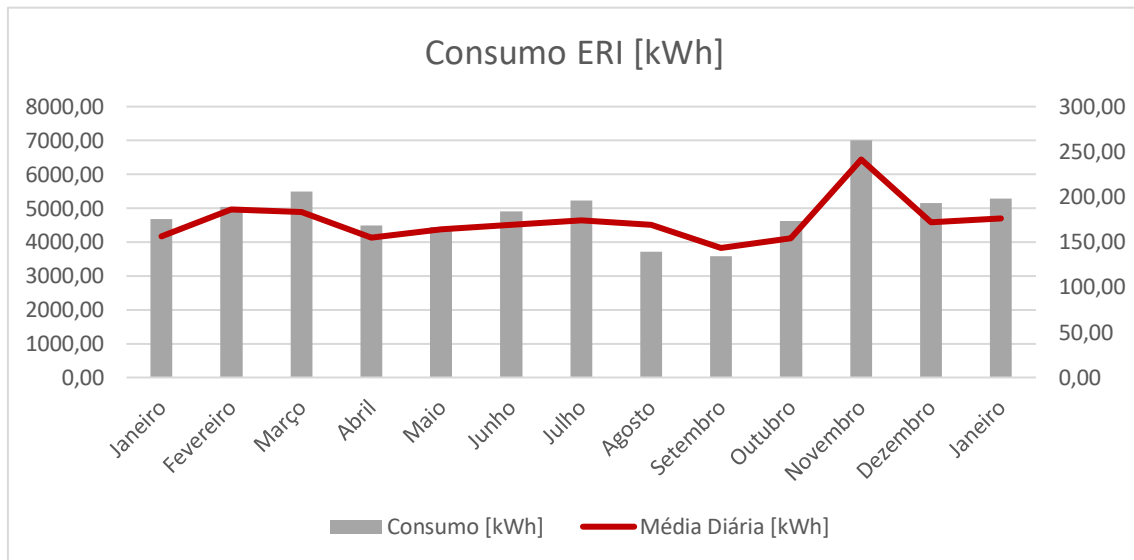


Gráfico 3.1 Consumos mensais do edifício

Posteriormente, analisou-se os consumos reais entre o mês de janeiro e maio. A partir do Gráfico 3.2, é possível verificar que, assim como o esperado, o consumo aos fins de semana é bastante mais baixo do que nos outros dias.

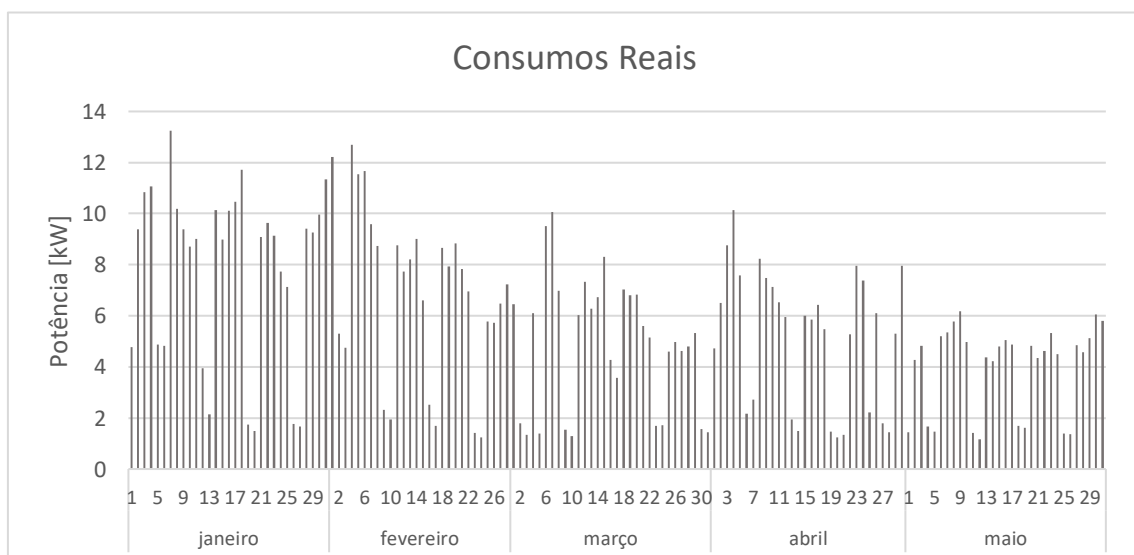


Gráfico 3.2 Consumos reais entre o mês de janeiro e maio

Relativamente aos dias úteis foram estudados vários dias durante estes meses, e conclui-se que estes seguem um perfil constante, semelhante ao que como se mostra

no Gráfico 3.3, que pode ser considerado um dia típico. Durante os dias úteis o consumo, cresce a partir das 8:30 (hora de entrada dos colaboradores), atingindo o pico entre as 11:00 e o 12:00. É de notar que o consumo diminui depois do 12:30, e volta a aumentar às 14:00. Trata-se da hora de almoço. Registou-se, na maior parte dos dias, uma diminuição do consumo durante a tarde, o que pode ser explicado pelo facto de a ERI ter uma fachada toda em envidraçado orientada a sudoeste, o que permite aquecer naturalmente os gabinetes que têm essa orientação, ou seja, alguns dos gabinetes não necessitam de ligar o ar condicionado. No entanto, prevê-se que no verão se verifique a situação oposta, ou seja, esses gabinetes aquecem bastante, sendo que há necessidade de ligar o ar condicionado, à exceção do mês de agosto e setembro devido às férias anuais dos colaboradores.

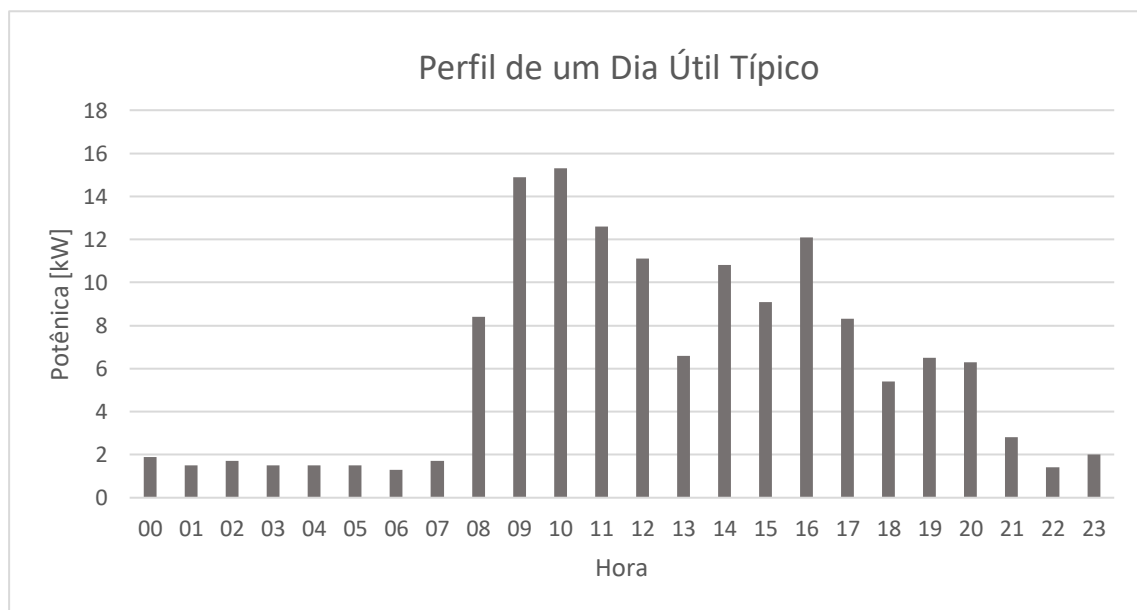


Gráfico 3.3 Perfil de um dia útil típico

Posto isto, e considerando que os dias seguem um perfil constante em função do dia da semana como demonstrado, foi possível realizar o diagrama de carga anual. Primeiro comparou-se as faturas mensais de eletricidade, e determinou-se quais os meses que tinham um consumo semelhante aos meses para os quais existia consumos horários reais (janeiro a maio), que foram considerados como meses de referência. Posteriormente calculou-se a fração de energia consumida em cada hora para os meses de referência, sendo possível determinar qual a distribuição horária de energia ao longo do mês. Por fim, fez-se o produto dos rácios pelo consumo do mês que se pretendia saber o consumo horário, obtendo-se os valores representados no Gráfico 3.4. A ERI registou um consumo anual de 56.425kWh. Estes dados foram então utilizados na realização das simulações no *PVsyst*.

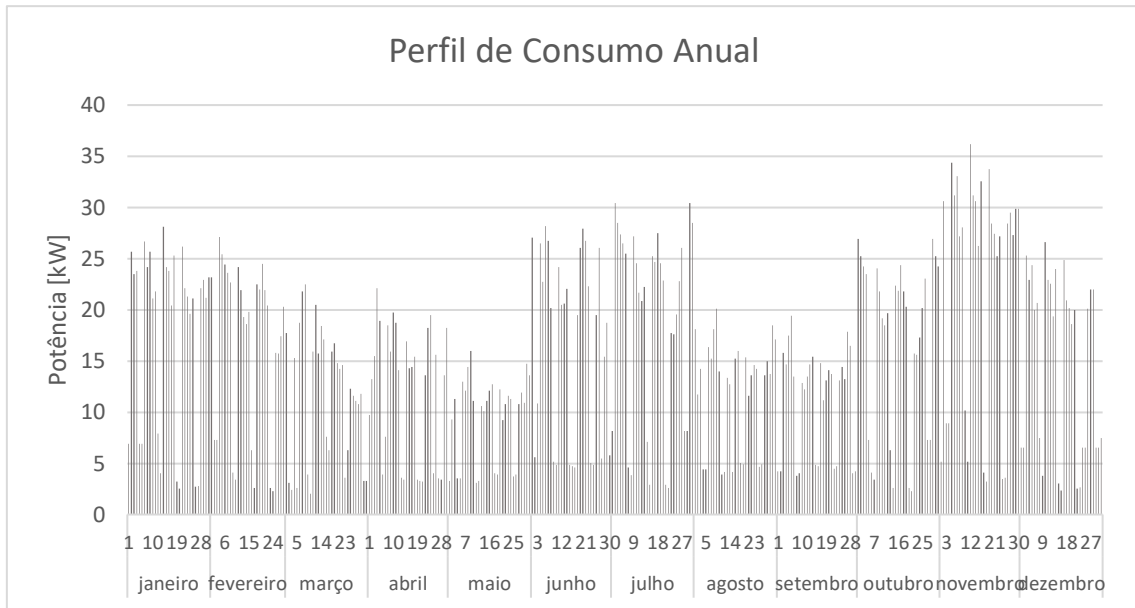


Gráfico 3.4 Perfil de consumo anual estimado

Para melhor aferir qual seria a potência necessária para cumprir os requisitos energéticos da ERI, estudou-se o consumo durante as horas em que sistema FV produz energia. Considerou-se que as horas relevantes de produção de energia são entre as 7:00 às 17:00 horas (Gráfico 3.5). O consumo médio do edifício varia entre os 15 e os 20kW durante os dias úteis, e uma potência máxima entre os 20 e 30kW.

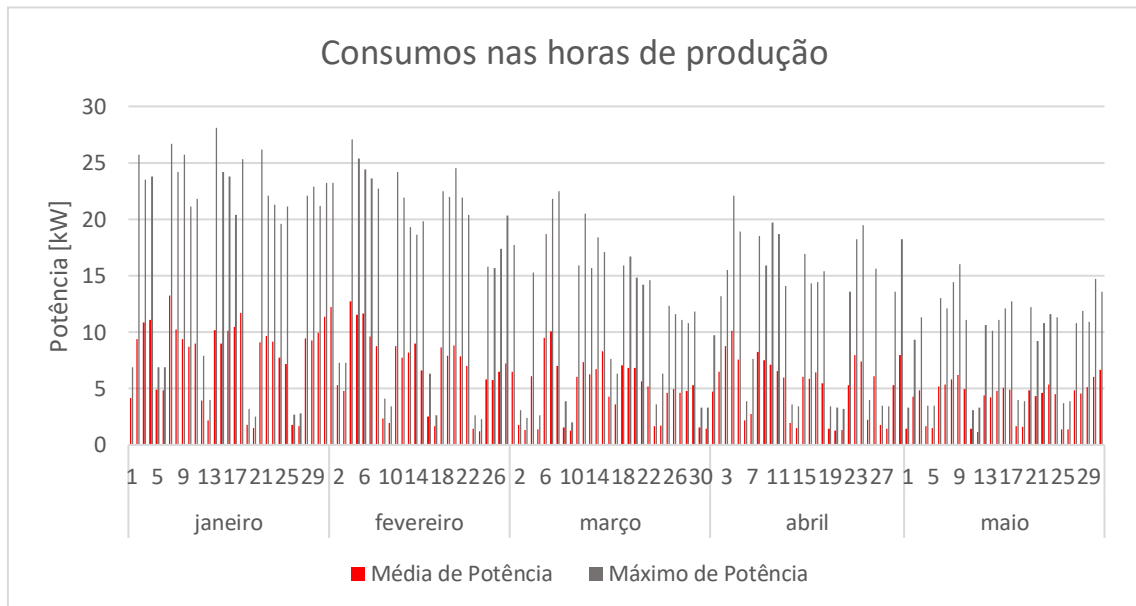


Gráfico 3.5 Consumo entre as 7:00 e as 17:00 horas

3.3 Sistema Ligado à Rede Sem Bateria

Tendo em conta o perfil de carga da do edifício, e atendendo que se pretende-se maximizar o consumo da energia produzida, pois a remuneração da energia elétrica é baixa, optou-se por uma potência de ligação próxima da potência média, de 15kW, correspondendo a uma potência instalada de 18kWp, de acordo com o exposto no capítulo 2.5.2. Porém, esta potência poderia sofrer alterações aquando da análise de resultados energéticos e económicos.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foram considerados módulos fotovoltaicos Lubi LE18M300 e inversores Huawei SUN2000-17k, cuja informação mais relevante para o dimensionamento se encontra na Tabela 3.2. No entanto, apresenta-se mais informações disponibilizadas pelo fabricante no Anexo A – Ficha Técnica dos Módulos e Anexo B – Ficha Técnica dos Inversores 17kW, respetivamente.

Tabela 3.2 Principais Características dos módulos FV e do Inversor

Módulos Fotovoltaicos		Inversor	
Marca	Lubi	Marca	Huawei
Modelo	L218M300	Modelo	SUN2000-17KTL
P_{máx} (Wp)	300,00	P_{máx} (W)	17000,00
U_{oc} (STC) (V)	38,94	η (%)	98,30
U_{mp} (V)	33,06	P_{máx}(DC) (W)	17294,00
I_{mp} (A)	9,08	U_{máx} (DC) (V)	1080,00
Coef. Temp.tensão U_{oc} (mV/°C)	-0,30	U_{mín} (V)	160,00
		I_{máx}(A)	22,00

Procedeu-se então ao dimensionamento do sistema seguindo o método explicado no subcapítulo 2.5, apresentando-se os resultados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Resultados

Nº Inversores	1,00
Nº Módulos	60,00
	U_{oc}(-10°C) 43,04
Nº Módulos por Fileira	U_{mpp} 28,58
	Nº Máx 25,00
	Nº Min 6,00
Nº Fileiras em Paralelo	3,00

Determinou-se que o sistema irá ser constituído por 60 módulos com uma potência unitária de 300Wp. Estes módulos serão integrados em três fileiras de 20 módulos, sendo utilizado um inversor de 17kW de potência nominal. A Figura 3.3 ilustra o diagrama de ligação do sistema.

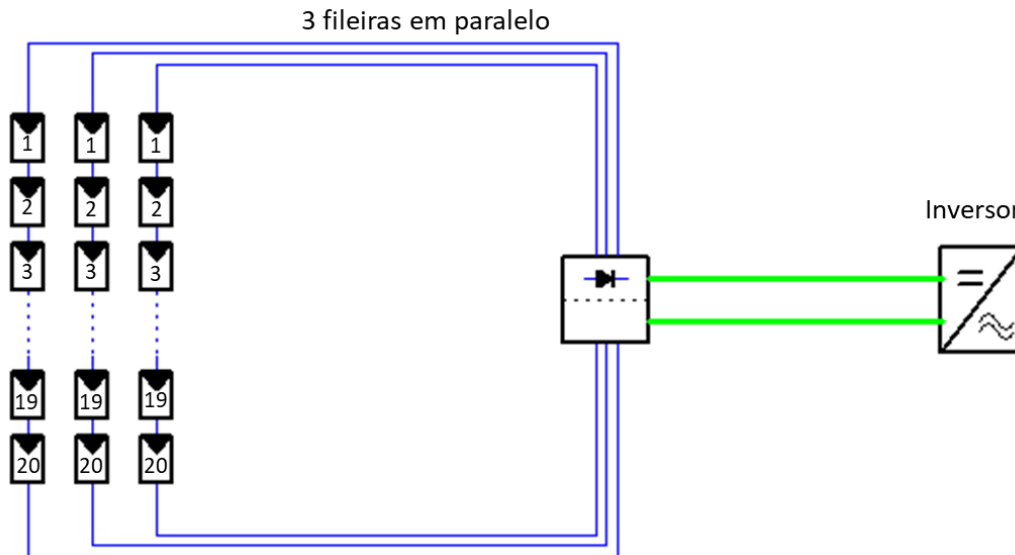


Figura 3.3 Diagrama de ligação do sistema

A estrutura de fixação será fixa num perfil H, que por sua vez estará sobre as ondas da cobertura. Na Figura 3.4, apresenta-se um modelo de como serão montados os módulos.

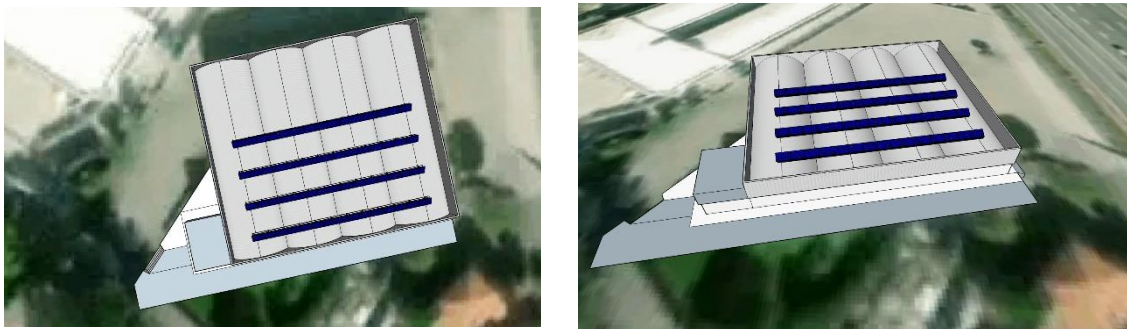


Figura 3.4 Implantação do sistema FV

3.3.1 Resultados e Análise Económica

Utilizou-se o software *PVsyst*, inserindo os parâmetros acima descritos, como a localidade onde vai ser inserido (Leça do Balio), as configurações do sistema FV, e ainda o perfil de consumo horário da empresa durante 365 dias. Posto isto, é então possível obter uma estimativa da produção anual do sistema, que se encontra representado no Gráfico 3.6. A produção totaliza 27,8MWh durante o ano. Encontra-se em anexo o relatório da simulação (Anexo C – Relatório do PVsyst 18kWp).

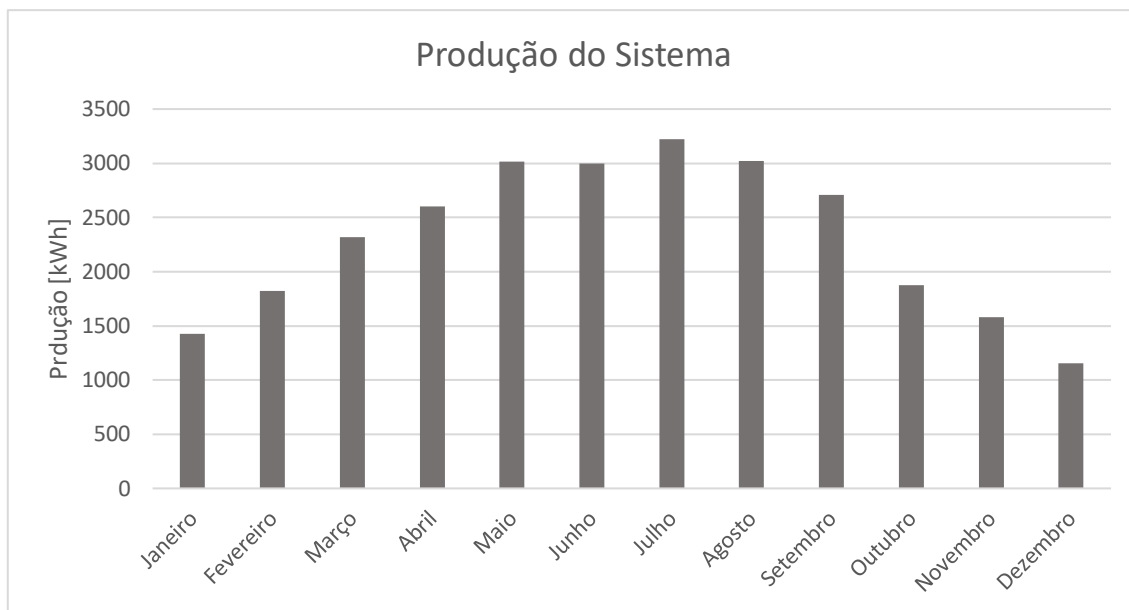


Gráfico 3.6 Produção do sistema FV durante um ano

Posteriormente analisou-se qual a energia FV acumulada por hora, durante o ano, que é diretamente consumida (Gráfico 3.7). A área vermelha corresponde à produção FV, e a área a cinzento à energia que o utilizador terá de utilizar da rede elétrica. A sobreposição das áreas é a energia consumida do FV, o que se traduz numa poupança de 19MWh/ano, num índice de autoconsumo de 69% e um índice de autossuficiência de 34%.

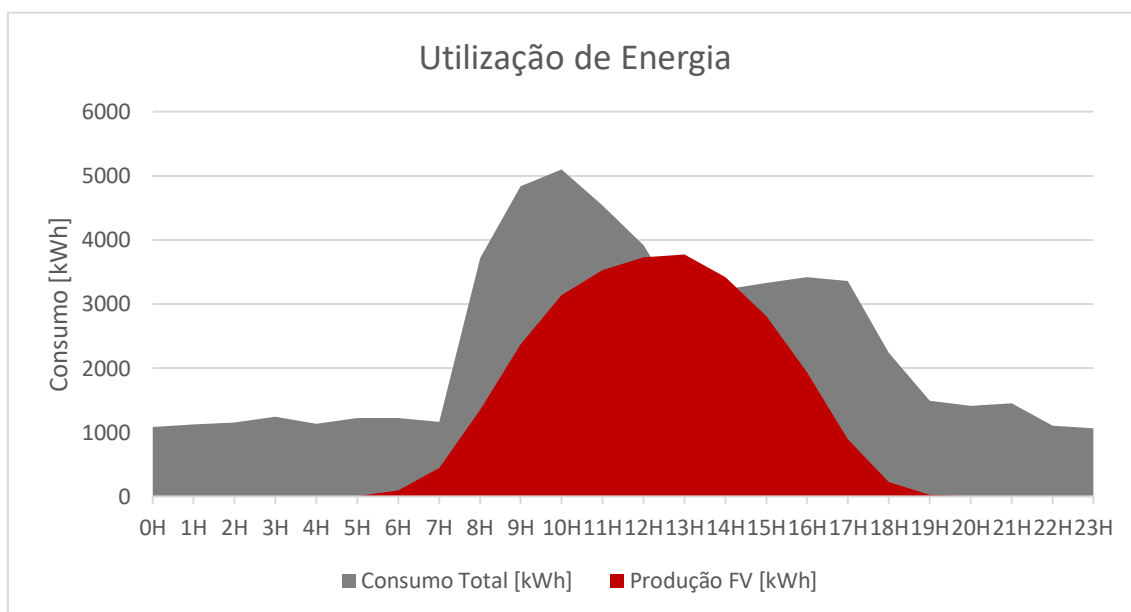


Gráfico 3.7 Energia acumulada por hora durante um ano

Como em todos os investimentos, pretende-se que este resulte numa poupança económica. Para verificar a vantagem económica de implantar uma unidade para autoconsumo é necessário aferir qual a poupança que a mesma iria gerar. Tratando-se

de uma UPAC, a poupança passa por aferir qual tarifa média evitada (€/kWh), em cada período de faturação. Para obter este valor é necessário aferir a diferença entre o valor que o cliente paga pela energia elétrica e o que pagaria no mesmo período com uma UPAC instalada, ou seja, a energia proveniente do sistema FV que é utilizada. O valor que o utilizador evita pagar é o produto entre a energia FV consumida e o valor da tarifa aplicável. Este cálculo foi efetuado para os valores de energia acumulados por horas, retirados do PVsyst, tendo em conta o tarifário da ERI (Anexo D – Cálculo da Tarifa Evitada 18kWp). A instalação deste sistema resultaria numa poupança anual de 3.414,99€, ou seja, uma tarifa média evitada de 0,179€/kWh.

É também necessária contabilizar a energia excedente, que será injetada na rede, e a sua renumeração que é calculada através da equação (2.1). Na Tabela 3.4, discrimina-se estes valores.

Tabela 3.4 Remuneração da energia injetada na rede

	Total Mês [kWh]	OMIE [€/kWh]	Renumeração €
Janeiro	305,000	0,063	17,21 €
Fevereiro	508,000	0,055	25,01 €
Março	916,000	0,049	40,56 €
Abril	872,000	0,051	39,75 €
Maiο	1196,000	0,049	52,47 €
Junho	1025,000	0,058	53,95 €
Julho	808,000	0,062	44,97 €
Agosto	894,000	0,064	51,73 €
Setembro	1048,000	0,071	67,25 €
Outubro	464,000	0,065	27,30 €
Novembro	409,000	0,062	22,83 €
Dezembro	217,000	0,062	12,08 €
Ano	8666,00		

Determinou-se que a renumeração anual seria de 455,11€, e a tarifa média anual a aplicar para a venda da energia será de 0,053€/kWh.

Posteriormente foram analisados os custos associados à instalação fotovoltaica (Tabela 3.5).

Tabela 3.5 Cálculo do investimento

Descrição	Quantidade	Valor Unitário	Total	
Potência Nominal: 15kW				
Potência Instalada: 18kWp				
Módulos FV	un	60	129,23 €	7 753,80 €
Inversores	un	1	2 744,20 €	2 744,20 €
Estrutura	vg	1	2 993,40 €	2 993,40 €
Instalação Elétrica	vg	1	2 394,93 €	2 394,93 €
Sistema de Contagem	vg	1	582,10 €	582,10 €
Construção Civil	vg	1	2 661,55 €	2 661,55 €
Mão-de-Obra	vg	1	2 394,93 €	2 394,93 €
Taxa de inscrição na SERUP	vg	1	250,00 €	250,00 €
Diversos	vg	1	1 164,20 €	1 164,20 €
Total				22 939,11 €

Ou seja, este sistema totaliza um investimento de 22.939,11€, que corresponde a 1,27€/kWp.

É então possível proceder ao estudo económico (Anexo E – Estudo Económico 18kWp). Para tal foi considerado um decréscimo da produção de 0,7% todos os anos, de acordo com os dados do fornecedor dos módulos, e uma taxa de atualização dos preços de 2,50%, de acordo com a evolução média da taxa de inflação dos últimos anos. Considerou-se ainda um valor de 100€ anuais para operações de manutenção e a vida útil da instalação de 25 anos. Dito isto, e efetuados os cálculos de acordo com o subcapítulo 2.5.9, obteve-se um VAL de 39.525,91 €, TIR de 12%, e um período de retorno de 7 anos.

3.4 Sistema Ligado à Rede Com Bateria

Embora o sistema anteriormente definido permita diminuir a fatura energética, a dependência da rede elétrica é de 66%. Com o objetivo de diminuir esta dependência, considera-se a possibilidade de colocar baterias para armazenamento da energia, e posterior utilização.

Analisando o Gráfico 3.5, é possível observar que a potência de pico, varia entre os 20 e os 30kW. Como num sistema deste tipo se pretende aumentar a produção do sistema fotovoltaico, este foi dimensionado para uma potência nominal de 25kW, ou seja, 30kWp.

Neste dimensionamento foram considerados os mesmos módulos fotovoltaicos (Lubi LE18M300), e inversores SMA Sunny Tripower 15000TL, cuja informação mais relevante

para o dimensionamento se encontra na Tabela 3.6. No entanto, apresenta-se mais informações disponibilizadas pelo fabricante no Anexo A – Ficha Técnica dos Módulos e Anexo F – Ficha Técnica Inversor 15kW, respetivamente.

Tabela 3.6 Informação técnica dos módulos FV e dos inversores

Módulos Fotovoltaicos		Inversor	
Marca	Lubi	Marca	SMA
Modelo	L218M300	Modelo	SUNNY STP 15000
$P_{m\acute{a}x}$ (Wp)	300,00	$P_{m\acute{a}x}$ (W)	15000,00
U_{oc} (STC) (V)	38,94	η (%)	98,00
U_{mp} (V)	33,06	$P_{m\acute{a}x}$ (DC) (W)	15306,12
I_{mp} (A)	9,08	$U_{m\acute{a}x}$ (DC) (V)	1000,00
Coef. Temp.tensão U_{oc} (mV/°C)	-0,30	$U_{m\acute{i}n}$ (V)	240,00
		$I_{m\acute{a}x}$ (A)	33,00

Durante os cálculos verificou-se que a área disponível não permitia a instalação dos módulos necessários esta potência. Fez-se um ajuste na potência pico em relação ao que estava inicialmente previsto, concluindo-se que uma potência pico de 27,6 kW ajustava-se melhor à realidade da ERI. Procedeu-se então ao dimensionamento do sistema seguindo método explicado no subcapítulo 2.5, apresentando-se os resultados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 Resultados do dimensionamento

Nº Inversores	2,00
Nº Módulos	92,00
	$U_{oc}(-10^{\circ}C)$ 43,04
Nº Módulos por Fileira	U_{mpp} 23,23
	Nº Máx 29,00
	Nº Min 8,00
Nº Fileiras em Paralelo	4,00

Determinou-se que o sistema seria constituído por 92 módulos com uma potência unitária de 300Wp, e 2 inversores de 15kW. Estes módulos seriam integrados em 4 fileiras de 23 módulos. A Figura 3.5 ilustra o diagrama de ligação do sistema.

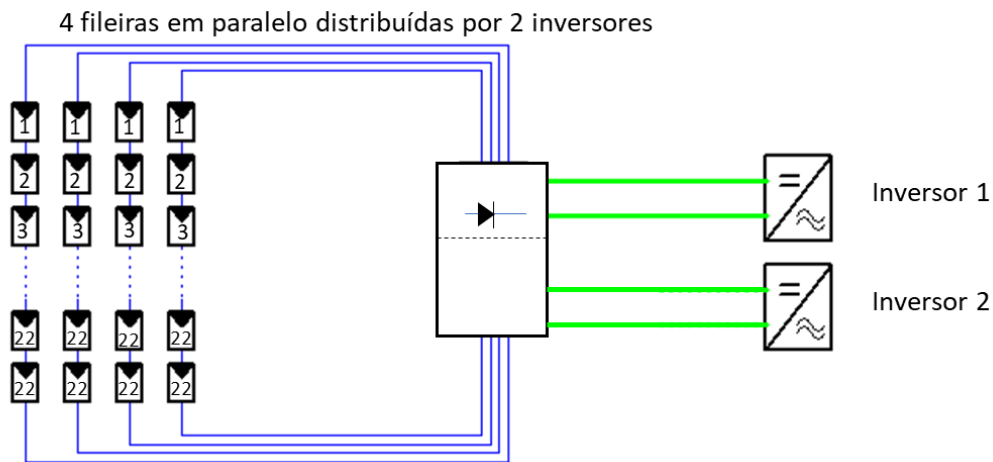


Figura 3.5 Diagrama de ligação do sistema FV

A estrutura de fixação dos módulos será fixa num perfil H, que por sua vez estará sobre as ondas da cobertura. Na Figura 3.6, apresenta-se um modelo de como serão montados os módulos.

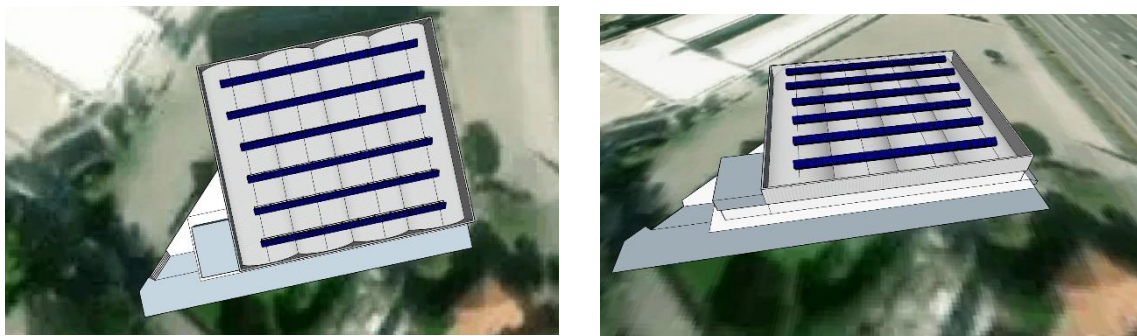


Figura 3.6 Implantação dos módulos FV

Para determinar a capacidade da bateria considerou-se teve-se como referência o mês de Maio, pois foi um mês com consumos baixos, e altas produções FV. Calculou-se a energia que seria produzida pelo sistema nesse mês por hora de acordo com a equação (2.18). Posteriormente, através da equação (2.12) determinou-se que a bateria teria de armazenar cerca de 25kWh. Foi selecionada a bateria TS25, da marca Tesvolt. Estas baterias são constituídas por módulos ligados entre si, sendo que cada módulo armazena 4,8kWh de energia e tem uma capacidade de 94Ah. Para satisfazer as necessidades de armazenamento utiliza-se 5 módulos destes, totalizando 24kWh e 470Ah, como definido pelo fabricante (Anexo G – Ficha Técnica da Bateria). De acordo com as informações pelo fabricante, utilizou-se três inversores da SMA, um para cada fase, modelo Sunny Island 6.0H (Anexo H – Ficha Técnica dos Inversores da Bateria).

3.4.1 Resultados e Análise Económica

Utilizou-se o software *PVsyst*, inserindo os parâmetros acima descritos, como a localidade onde vai ser inserido (Leça do Balio), as configurações do sistema FV, e ainda o perfil de consumo horário da empresa durante 365 dias. Posto isto, é então possível obter uma estimativa da produção anual do sistema, que seria de 42,25MWh distribuídos ao longo do ano como representado no Gráfico 3.8.

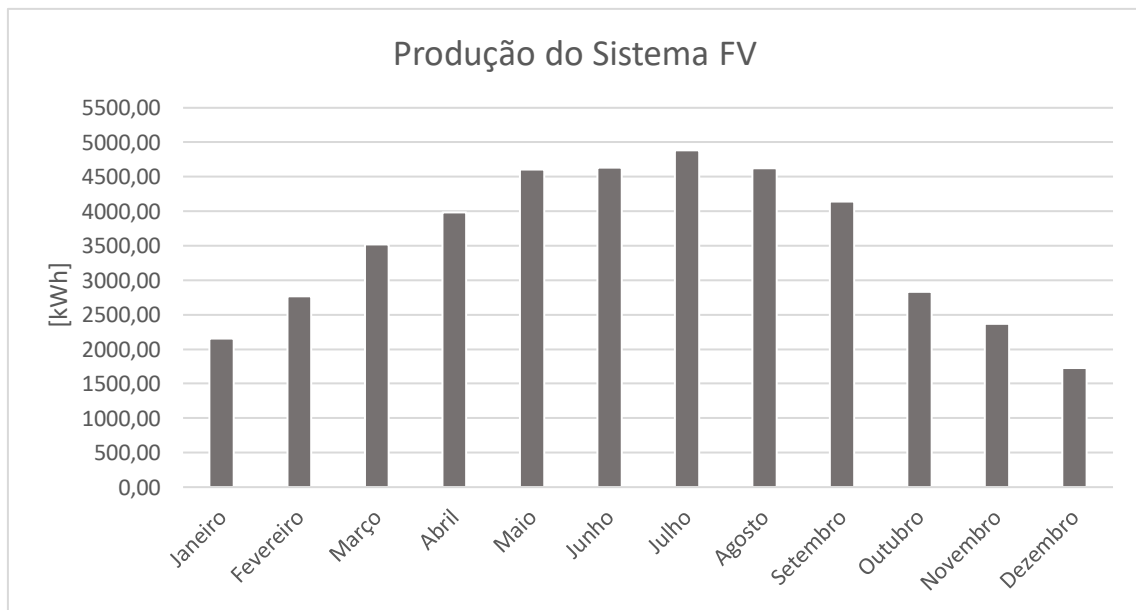


Gráfico 3.8 Produção do sistema FV (27,6 kWp)

Com a inserção do perfil de consumo horário durante 365 dias, o *software* é capaz de analisar qual a energia produzida pelo FV que é diretamente consumida e qual é armazenada, e quando esta é consumida (Gráfico 3.9).

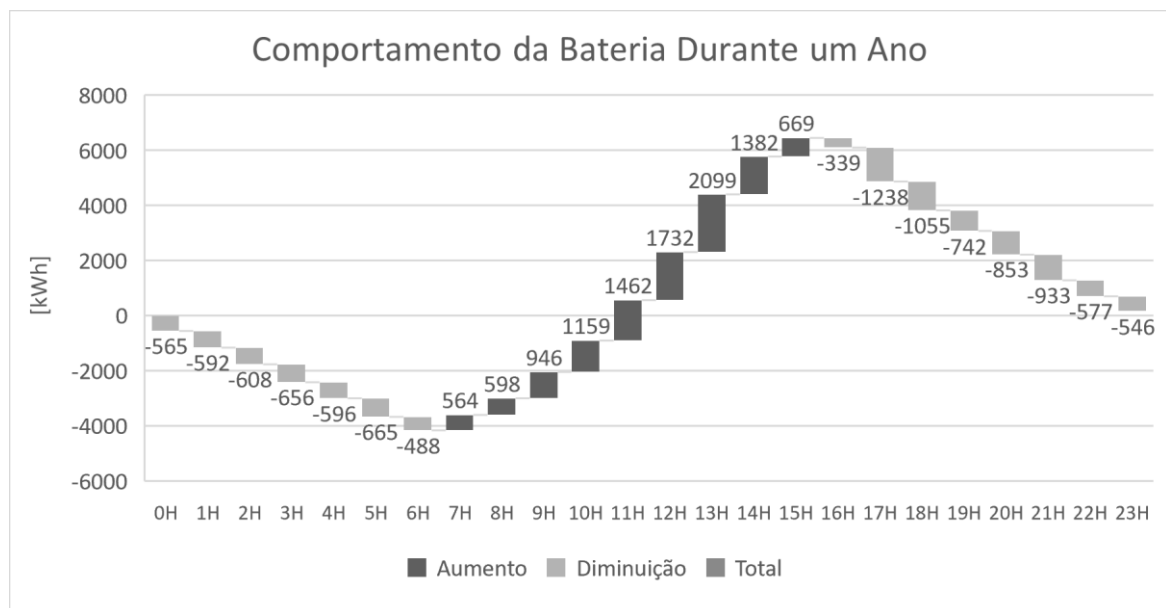


Gráfico 3.9 Comportamento da bateria durante um ano

Posteriormente analisou-se qual a energia FV acumulada por hora, durante o ano, que é diretamente consumida (Gráfico 3.10). A área vermelha corresponde à energia FV consumida, e a área a cinzento à energia que o utilizador terá de utilizar da rede elétrica. Isto traduz-se numa poupança energética de 37MWh/ano, o índice de autoconsumo seria de 88% e um índice de autossuficiência de 66%.

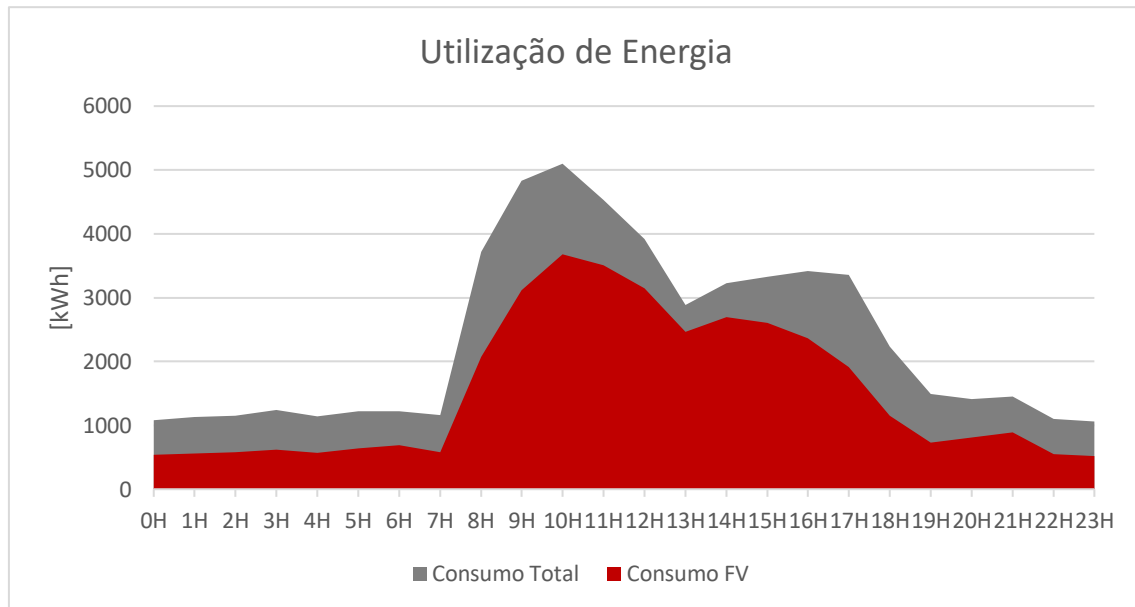


Gráfico 3.10 Utilização de energia

Tal como acima foi calculada a tarifa média evitada (€/kWh), em cada período de faturação. Para obter este valor é necessário aferir a diferença entre o valor que o cliente paga pela energia elétrica e o que pagaria no mesmo período com uma UPAC instalada, ou seja, a energia proveniente do sistema FV que é utilizada. O valor que o utilizador evita pagar é o produto entre a energia FV consumida e o valor da tarifa aplicável. Este cálculo foi efetuado para os valores de energia acumulados por horas, retirados do PVsyst, tendo em conta o tarifário da ERI (Anexo J – Cálculo da Tarifa Evitada 27,6kWp). A instalação deste sistema resultaria numa poupança anual de 6.144,66€ e uma tarifa média evitada de 0,1662€/kWh.

A energia injetada na rede elétrica é de apenas 3,78MWh, pelo que, atendendo ao baixo valor de remuneração, não se prevê a venda da energia excedente à rede.

Na Tabela 3.8 apresenta-se os custos de investimento para a instalação do sistema.

Tabela 3.8 Investimento

Descrição		Quantidade	Valor Unitário	Total
Potência Nominal: 23 kW				
Potência Instalada: 27,6 kWp				
Módulos FV	un	96,00	115,60 €	11 097,60 €
Inversores	un	2,00	3 793,87 €	7 587,74 €
Estrutura	vg	1,00	4 284,48 €	4 284,48 €
Bateria	un	1,00	25 292,44 €	25 292,44 €
Inversores	un	3,00	4 233,55 €	12 700,65 €
Instalação Elétrica	vg	1,00	4 463,37 €	4 463,37 €
Sistema de Contagem	vg	1,00	520,73 €	520,73 €
Construção Civil	vg	1,00	2 038,47 €	2 038,47 €
Mão-de-Obra	vg	1,00	5 356,05 €	5 356,05 €
Taxa de inscrição na SERUP	vg	1,00	302,40 €	302,40 €
Diversos	vg	1,00	1 041,46 €	1 041,46 €
Total				74 685,39 €

Este sistema teria um investimento de 74.685,39€, que corresponde a 2,71€/kWp.

É então possível proceder ao estudo económico (Anexo L – Estudo Económico 27,6kWp). Para tal foi considerado um decréscimo da produção de 0,7% todos os anos, e uma vida útil de 25 anos, de acordo com os dados do fornecedor dos módulos, e uma taxa de atualização dos preços de 2,50%, de acordo com a evolução média da taxa de inflação dos últimos anos. Considerou-se ainda um valor de 300€ anuais para operações de manutenção. Posto isto, e efetuados os cálculos de acordo com o subcapítulo 2.5.9, obteve-se um VAL de 21.287,90€, TIR de 2%, e um período de retorno de 17,18 anos.

CONCLUSÕES

4.1 CONCLUSÕES

4.2 PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

4 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Neste capítulo são abordadas as principais conclusões retiradas e também aspetos a ter em conta em trabalhos futuros relacionados com este tipo de projetos.

4.1 Conclusões

Analisando o consumo do edifício em causa, verifica-se que o perfil diário de consumo é constante durante os dias da semana, sendo que as horas de maior necessidade energética correspondem às horas de maior produção fotovoltaica. No entanto, verificou-se uma diminuição do consumo aos fins de semana, e durante os meses de julho, agosto e setembro. Desta forma, e de acordo com a metodologia proposta, dimensionou-se ambos os sistemas para a altura de Verão, quando as necessidades energéticas são menores, e o sistema produzirá mais energia.

Para a análise da viabilidade deste investimento, ambos os sistemas foram analisados do ponto de vista técnico e económico. Para tal foram realizadas simulações, com o intuito de aferir qual seria a produção total do sistema, a energia FV consumida e a energia excedente. Foi então possível calcular os parâmetros necessários para proceder à análise tecnológica e económica:

- Índice de autoconsumo;
- Índice de autossuficiência;
- Tarifa média evitada;
- VAL;
- TIR;
- Período de Retorno.

O primeiro sistema foi então dimensionado para 18kWp, o que resulta numa produção total anual de 27,8MWh, e uma poupança energética de 19MWh. O índice de autoconsumo seria de 69%, no entanto, o índice de autossuficiência seria apenas de 34%, sendo que continuaria a haver uma grande dependência da rede elétrica.

Foi então dimensionado um segundo sistema, de 27,6kWp, com uma bateria de 24kWh. O sistema produzia 42,25MWh/ano, sendo que destes, 36,98MWh seriam utilizados pelo consumidor, o que se traduz num aumento do autoconsumo para 88%, e apenas 33% da energia seria proveniente da rede elétrica.

Quando à avaliação económica, o primeiro sistema apresenta uma poupança económica de 0,179€/kWh. Considerou-se todos os custos de investimento e manutenção, assim como as atualizações dos preços e o decréscimo de produção, durante 25 anos. Conclui-se que o projeto apresenta um VAL de 39.526,95€, um TIR de 12% e um período de retorno de 7 anos. Visto que o VAL é positivo, e o TIR superior à taxa de atualização, pode-se concluir que o sistema é economicamente viável.

Quanto ao sistema com armazenamento apresenta um período de retorno de 17 anos e 2 meses e um VAL positivo de 21.287 €. No entanto o TIR é de apenas 2%, um valor inferior à taxa de atualização utilizada no estudo (2,5%), pelo que não pode ser considerado um investimento rentável. Quando comparado com o estudo anterior a tarifa evitada é menor, de 0,166€/kWh, ou seja, o cliente pouparia menos 0,013€/kWh. Verifica-se também que o investimento da bateria e dos respetivos inversores corresponde a 45% do total do investimento.

Enquanto que do ponto de vista do autoconsumo e autossuficiência os resultados são mais favoráveis com a introdução de baterias, este sistema não é economicamente viável, pelo que não se justifica, para já, a introdução de baterias. Prevê-se que os preços destes equipamentos baixem, pelo que poderá ser considerado no futuro. Portanto, o sistema fotovoltaico sem armazenamento continua a ser mais viável, devido ao rápido retorno do investimento, e ao mais baixo custo de investimento.

4.2 Proposta de Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros do mesmo âmbito do que o estudo apresentado, existem algumas propostas a considerar. De modo a conhecer melhor o perfil de consumo do cliente, seria melhor ter consumos de pelo menos um ano. Esses registos poderão ser úteis para conhecer de forma mais precisa a distribuição do consumo, facilitando dimensionamentos mais adequados. Seria também útil, em trabalhos futuros, a exploração de outras configurações para o sistema FV a implementar.

Torna-se também interessante acompanhar a evolução dos preços dos equipamentos, especialmente dos sistemas de armazenamento, dado que estes têm um peso significativo no investimento final.

Por fim, poderá haver também vantagens em fazer um acompanhamento do cliente depois da introdução do sistema energético, na medida em que é possível analisar se existe alguma diferença nos consumos energéticas. Pode também vir a ser viável a instalação de armazenamento se os preços baixarem.

BIBLIOGRAFIA

5 BIBLIOGRAFIA

- Abdul Aziz, N. I., Sulaiman, S. I., Shaari, S., Musirin, I., & Sopian, K. (2017). Optimal sizing of stand-alone photovoltaic system by minimizing the loss of power supply probability. *Solar Energy*, 150, 220–228. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.021>
- Aelenei, D., Lopes, R. A., & Gonçalves, H. (2019). Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system. *Renewable Energy*, 137, 189–197. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.07.140>
- Alanne, K., & Cao, S. (2019). An overview of the concept and technology of ubiquitous energy. *Applied Energy*, 238(June 2018), 284–302. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.100>
- Ali, M. M. E., & Salih, S. K. (2013). A Visual Basic-based Tool for Design of Stand-alone Solar Power Systems. *Energy Procedia*, 36, 1255–1264. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2013.07.142>
- Andrade, A. (2018). Energias Renováveis: Módulo 2 - Energia Solar Fotovoltaica Dimensionamento de Sistemas FV (L4).
- Anzalchi, A., & Sarwat, A. (2017). Overview of technical specifications for grid-connected photovoltaic systems. *Energy Conversion and Management*, 152, 312–327. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2017.09.049>
- APREN. (2018). Portugal precisa da nossa energia. *Anuário 2018*. APREN. De de <https://www.apren.pt/pt/publicacoes/apren>
- Ayadi, O., Al-Assad, R., & Al Asfar, J. (2018). Techno-economic assessment of a grid connected photovoltaic system for the University of Jordan. *Sustainable Cities and Society*, 39, 93–98. <https://doi.org/10.1016/J.SCS.2018.02.011>
- Beck, T., Kondziella, H., Huard, G., & Bruckner, T. (2016). Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems. *Applied Energy*, 173, 331–342. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.04.050>
- CARR, W. (2006). *Philosophy, Methodology and Action Research*. *Journal of Philosophy of Education* (Vol. 40). <https://doi.org/10.1111/j.1467-9752.2006.00517.x>
- de Oliveira e Silva, G., & Hendrick, P. (2016). Lead–acid batteries coupled with photovoltaics for increased electricity self-sufficiency in households. *Applied Energy*, 178, 856–867. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.06.003>
- Decreto de Lei 153/2014 de 20 de outubro. (2014). Diário da República nº202 - 1ª Série, 5298–5311.

- Denholm, P., & Margolis, R. M. (2007). Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in traditional electric power systems. *Energy Policy*, 35(5), 2852–2861. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2006.10.014>
- Dogga, R., & Pathak, M. K. (2019). Recent trends in solar PV inverter topologies. *Solar Energy*, 183, 57–73. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2019.02.065>
- Dondariya, C., Porwal, D., Awasthi, A., Shukla, A. K., Sudhakar, K., S.R., M. M., & Bhimte, A. (2018). Performance simulation of grid-connected rooftop solar PV system for small households: A case study of Ujjain, India. *Energy Reports*, 4, 546–553. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2018.08.002>
- Energia, M. do A. O. do T. e da. (2015). Portaria n.º 14/2015. *Diário Da República*, 524–531. De de http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria_n.14_2015.pdf
- Energy Informative. (n.d.). grid-tied-solar-system.png. Retirado em Abril 27, 2019, de <https://energyinformative.org/wp-content/uploads/2012/05/grid-tied-solar-system.png>
- ERI, E. (n.d.-a). Ambiente & Redes de Águas – ERI Engenharia S.A. Retirado em Abril 20, 2019, de <https://eri.pt/ambiente/>
- ERI, E. (n.d.-b). Energia – ERI Engenharia S.A. Retirado em Abril 20, 2019, de <https://eri.pt/energia/>
- ERI, E. (n.d.-c). Engenharia & Construção – ERI Engenharia S.A. Retirado em Abril 20, 2019, de <https://eri.pt/engenharia/>
- ERI, E. (n.d.-d). Facilities Management – ERI Engenharia S.A. Retirado em Abril 20, 2019, de <https://eri.pt/facilities/>
- ERI, E. (n.d.-e). Geomática & SIGs – ERI Engenharia S.A. Retirado em Abril 20, 2019, de <https://eri.pt/geomatica/>
- ERI, E. (n.d.-f). Sobre a ERI – ERI Engenharia S.A. Retirado em Abril 20, 2019, de <https://eri.pt/sobre/>
- Evola, G., & Margani, G. (2016). Renovation of apartment blocks with BIPV: Energy and economic evaluation in temperate climate. *Energy and Buildings*, 130, 794–810. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2016.08.085>
- Evola, Gianpiero, & Margani, G. (2014). Energy Retrofit Towards Net ZEB: Application of BIPV on an Apartment Block in Southern Italy. *Across: Architectural Research through to Practice: 48th International Conference of the Architectural Science Association*, (December), 505–516.
- Harjanne, A., & Korhonen, J. M. (2019). Abandoning the concept of renewable energy. *Energy Policy*, 127(September 2018), 330–340. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.029>
- Ilhami, Y., & MacEachern, C. (2018). 1.2 Historical Aspects of Energy. *Comprehensive Energy Systems*, 24–48. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00102-4>

- International Energy Agency. (2018a). CO2 Emissions From Fuel Combustion: Overview.
- International Energy Agency. (2018b). World energy balances: overview. *World Energy Balances 2018*, (c), 24. <https://doi.org/10.15713/ins.mmj.3>
- Kazem, H. A., Albadi, M. H., Al-Waeli, A. H. A., Al-Busaidi, A. H., & Chaichan, M. T. (2017). Techno-economic feasibility analysis of 1 MW photovoltaic grid connected system in Oman. *Case Studies in Thermal Engineering*, 10, 131–141. <https://doi.org/10.1016/J.CSITE.2017.05.008>
- Kebour, O., Hadj Arab, A., Hamid, A., & Abdeladim, K. (2017). Contribution to the analysis of a stand-alone photovoltaic system in a desert environment. *Solar Energy*, 151, 68–81. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.05.009>
- Li, J. (2019). Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia. *Renewable Energy*, 136, 1245–1254. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.09.099>
- Li, Y., Gao, W., & Ruan, Y. (2018). Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan. *Renewable Energy*, 127, 514–523. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2018.04.074>
- Litjens, G., Worrell, E., & van Sark, W. (2017). Influence of demand patterns on the optimal orientation of photovoltaic systems. *Solar Energy* (Vol. 155). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.07.006>
- Luque, A., & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.
- Martín-Chivelet, N., & Montero-Gómez, D. (2017). Optimizing photovoltaic self-consumption in office buildings. *Energy and Buildings*, 150, 71–80. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2017.05.073>
- McEvoy, A. J. (Augustin J., Markvart, T., & Castañer, L. (2012). *Practical handbook of photovoltaics : fundamentals and applications*. Academic Press.
- Merei, G., Moshövel, J., Magnor, D., & Sauer, D. U. (2016). Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications. *Applied Energy*, 168, 171–178. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.01.083>
- Pereira Coutinho, C., Sousa, A., Dias, A., Bessa, F., José Rodrigues Cunha Ferreira, M., & Regina Vieira, S. (2009). *Investigação-acção : metodologia preferencial nas práticas educativas*.
- Pereira, F. A. de S., & Oliveria, M. Â. S. O. (2015). *Curso técnico instalador*. (J. Guimarães & J. Moreira, Eds.) (2.º edição).
- Policies, E., & Countries, I. E. A. (2016). Portugal 2016.
- Rangarajan, S. S., Collins, E. R., & Fox, J. C. (2019). Efficacy of a Smart Photovoltaic inverter as a virtual detuner for mitigating Network Harmonic Resonance in Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, 171, 175–184.

- <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2019.02.001>
- REN21. (2016). *Renewables 2016 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
- REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
- Review and outlook of world energy development. (2019). *Non-Fossil Energy Development in China*, 1–36. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813106-0.00001-5>
- Rodrigues, R. (n.d.). Definição de Projecto de Investimento Elementos base de Elaboração de um Projecto de Investimento. ISEP.
- Schlör, H., Fischer, W., & Hake, J.-F. (2012). The meaning of energy systems for the genesis of the concept of sustainable development. *Applied Energy*, 97, 192–200. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2012.03.009>
- Susman, G. I., & Evered, R. D. (1978). An Assessment of the Scientific Merits of Action Research. *Administrative Science Quarterly*, 23(4), 582. <https://doi.org/10.2307/2392581>
- Tavares Pinho, J., & António Galdinho, M. (2014). *Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: Cepel.
- Técnico, I. S. (2004). *Energia Fotovoltaica: Manual sobre Tecnologias, projeto e instalação*. ALTENER.
- Tribioli, L., & Cozzolino, R. (2019). Techno-economic analysis of a stand-alone microgrid for a commercial building in eight different climate zones. *Energy Conversion and Management*, 179, 58–71. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2018.10.061>
- Twaha, S., Idris, M. H., Anwari, M., & Khairuddin, A. (2012). Applying grid-connected photovoltaic system as alternative source of electricity to supplement hydro power instead of using diesel in Uganda. *Energy*, 37(1), 185–194. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2011.11.051>
- Villar, C. H., Neves, D., & Silva, C. A. (2017). Solar PV self-consumption: An analysis of influencing indicators in the Portuguese context. *Energy Strategy Reviews*, 18, 224–234. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2017.10.001>

ANEXOS

- 6.1 ANEXO A – FICHA TÉCNICA DOS MÓDULOS
- 6.2 ANEXO B – FICHA TÉCNICA DOS INVERSORES 17KW
- 6.3 ANEXO C – RELATÓRIO DO PVSYST 18KWP
- 6.4 ANEXO D – CÁLCULO DA TARIFA EVITADA 18KWP
- 6.5 ANEXO E – ESTUDO ECONÓMICO 18KWP
- 6.6 ANEXO F – FICHA TÉCNICA INVERSOR 15KW
- 6.7 ANEXO G – FICHA TÉCNICA DA BATERIA
- 6.8 ANEXO H – FICHA TÉCNICA DOS INVERSORES DA BATERIA
- 6.9 ANEXO I – RELATÓRIO PVSYST 27,6KWP
- 6.10 ANEXO J – CÁLCULO DA TARIFA EVITADA 27,6KWP
- 6.11 ANEXO L – ESTUDO ECONÓMICO 27,6KWP

6 ANEXOS

6.1 Anexo A – Ficha Técnica dos Módulos



Lubi
S O L A R



Harvesting

THE POWER OF SUN

KEY FEATURES

<ul style="list-style-type: none">  5 Busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.  IP68 junction box for long-term weather endurance.  Heavy snow load up to 5400 Pa. Wind load upto 2400Pa.  Our high-transmission glass features a unique anti-reflective coating that directs more light on the solar cells, resulting in a higher energy yield.  First choice for millions of banks and investors, this size is well-suited for almost all PV applications. 	<ul style="list-style-type: none">  Higher module conversion efficiency (up to 19%) benefit from Passivated Emitter Rear Contact (PERC) technology.  Positive tolerance of up to 3% delivers higher output reliability.  100% In-House automatic manufacturing.  Certified for PID free modules.  Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
---	--

ISO9001:2015, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007 certified company
IEC61215, IEC61730, IEC62804(PID), IEC61701, IEC62716, IEC61853 certified products











PERC MONO CRYSTALLINE SOLAR PV MODULE 5BB • 60 CELLS • 295 - 315 WATT

Electrical Parameters at Standard Test Conditions STC & NOCT

Model Type	LE18M295		LE18M300		LE18M305		LE18M310		LE18M315	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Power Output Pmax (W)	295	220.66	300	224.40	305	228.14	310	231.88	315	235.62
Voltage at Pmax Vmp (V)	32.75	30.62	33.06	30.91	33.4	31.23	33.73	31.54	34.06	31.85
Current at Pmax Imp (I)	9.01	7.21	9.08	7.26	9.14	7.31	9.2	7.35	9.25	7.40
Open-circuit Voltage VOC (V)	38.42	36.11	38.94	36.60	39.23	36.88	39.6	37.22	39.85	37.46
Short-circuit Current ISC (I)	9.53	7.66	9.56	7.68	9.64	7.74	9.71	7.80	9.76	7.84
Module Efficiency % (%)	18.14	18.44	18.44	18.75	18.75	19.06	19.06	19.36	19.36	19.36

STC - 1000 W/m² irradiance, 27°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3.
NOCT - 800 W/m² irradiance, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Thermal Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	46+/-2
Temperature Coefficient of Pmax	γ	%/°C	-0.350
Temperature Coefficient of VOC	β	%/°C	-0.301
Temperature Coefficient of ISC	α	%/°C	0.05

Operating Conditions

Max. System Voltage	1500Vdc
Max. Series Fuse Rating	15A
Limiting Reverse Current	20A
Operating Temperature Range	-40°C to 85°C
Max. Static Load, Front	5400Pa
Max. Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa
Max. Hailstone Impact (diameter / velocity)	25mm / 23.3 m/s

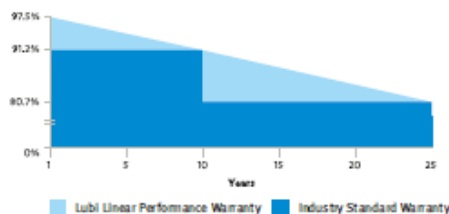
Mechanical Data

Dimensions (L / W / H)	1641mm / 992mm / 35mm
Weight	18.3kg
Front Cover (material / thickness)	AR coated high transmission low iron tempered glass / 3.2mm
Cell (qty. / material / dim./no. of busbars)	60 / PERC Monocrystalline Silicon / 156.75mm x 156.75mm / 5BB
Encapsulate (material)	Ethylenevinyl acetate (EVA)
Backsheet	UV Protected
Frame (material / color)	Anodized aluminum alloy / silver
Junction Box (protection degree)	IP68, 3 bypass diodes
Cable (length / cross-sectional area)	1200mm / 4mm ²
Plug Connector (type / protection degree)	MC4 / IP68

Packaging Specifications

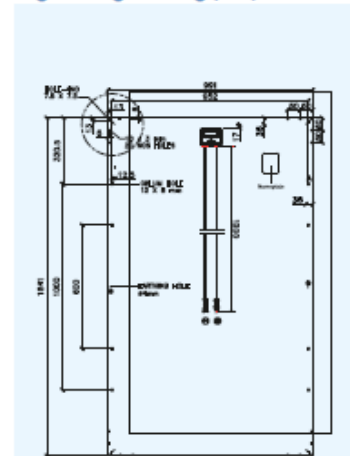
Number of Modules Per Pallet	30
Number of Pallets per 40' Container	28
Packaging Box Dimensions (L / W / H)	1685mm / 1115mm / 1150mm
Box Weight	600kg

Linear Performance Warranty

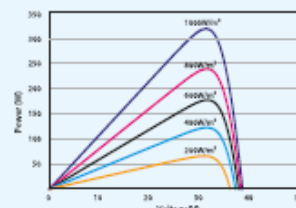
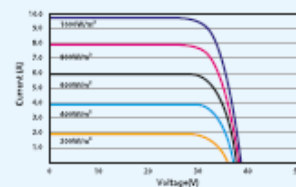


- 90% of the specified minimum output of the module for a 10 years period
- 80% of the specified minimum output of the module for a 25 years period
- 10-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

Engineering Drawing (mm)



Electrical Performance



6.2 Anexo B – Ficha Técnica dos Inversores 17kW

Smart String Inverter



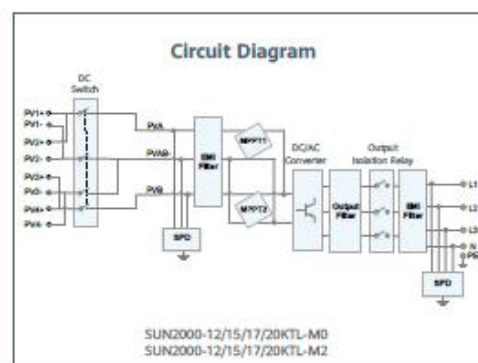
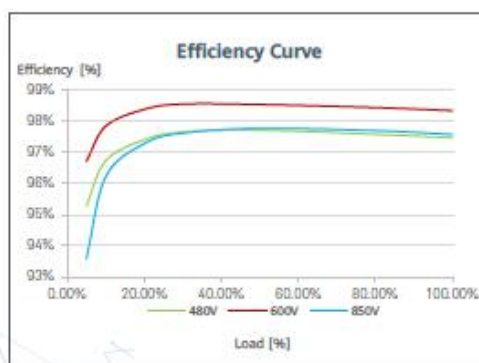
Higher Revenue
Max. efficiency 98.65%



Simple & Easy
25 kg



Safe & Reliable
Arc fault protection



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

SUN2000-12/15/17/20KTL-M0
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M0	SUN2000 -15KTL-M0	SUN2000 -17KTL-M0	SUN2000 -20KTL-M0
Efficiency				
Max. efficiency	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%
Input				
Recommended max. PV power	24,000 Wp	26,880 Wp	26,880 Wp	26,880 Wp
Max. input voltage	1,080 V			
Start voltage	200 V			
Operating voltage range	160 V – 950 V			
Rated input voltage	600 V			
Max. input current per MPPT	22 A			
Max. short-circuit current	30 A			
Number of MPP trackers	2			
Max. number of inputs	4			
Output				
Grid connection	Three phase			
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N+PE			
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %			
Features & Protections				
Input-side disconnection device	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
AC over-current protection	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
AC over-voltage protection	Yes			
DC reverse-polarity protection	Yes			
DC lightning protection	Yes			
AC lightning protection	Yes			
Residual current monitoring unit	Yes			
Arc fault protection	Yes			
Ripple receiver control	Yes			
General Data				
Operation temperature range	-25 – + 60 °C (-13 °F – 140 °F) (Derating above 45 °C @ Rated output power)			
Relative humidity	0 % RH – 100% RH			
Max. operating altitude	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)			
Cooling	Natural Convection			
Display	LED Indicators			
Communication	RS485; WLAN via Smart Dongle-WLAN; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G			
Weight (with mounting plate)	25 kg			
Dimensions (W x H x D) (Incl. mounting plate)	525 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)			
Degree of protection	IP65			
Standard Compliance (more available upon request)				
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2			
Grid connection standards	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA 2.0			



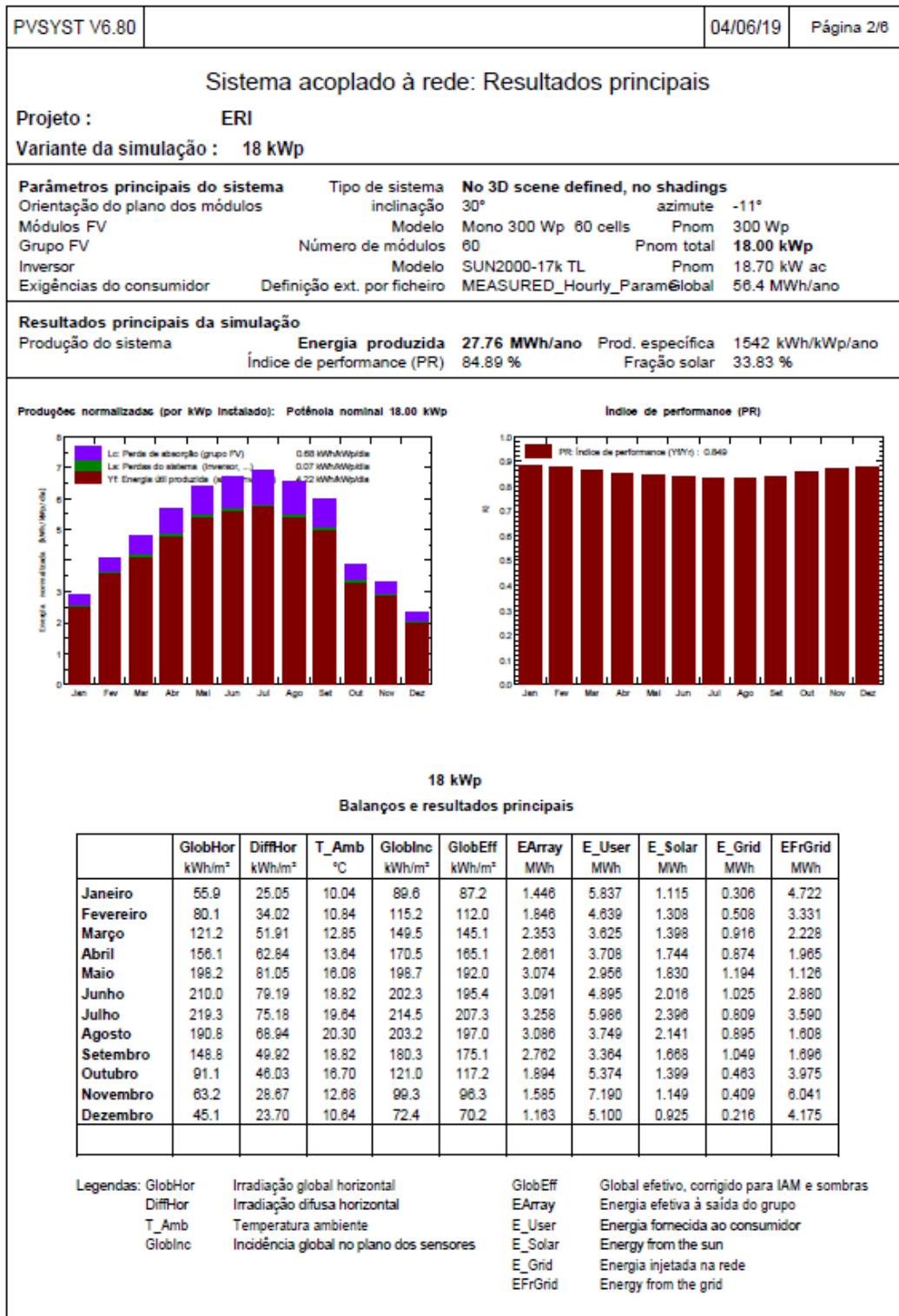
Version No.:02-(20190512)

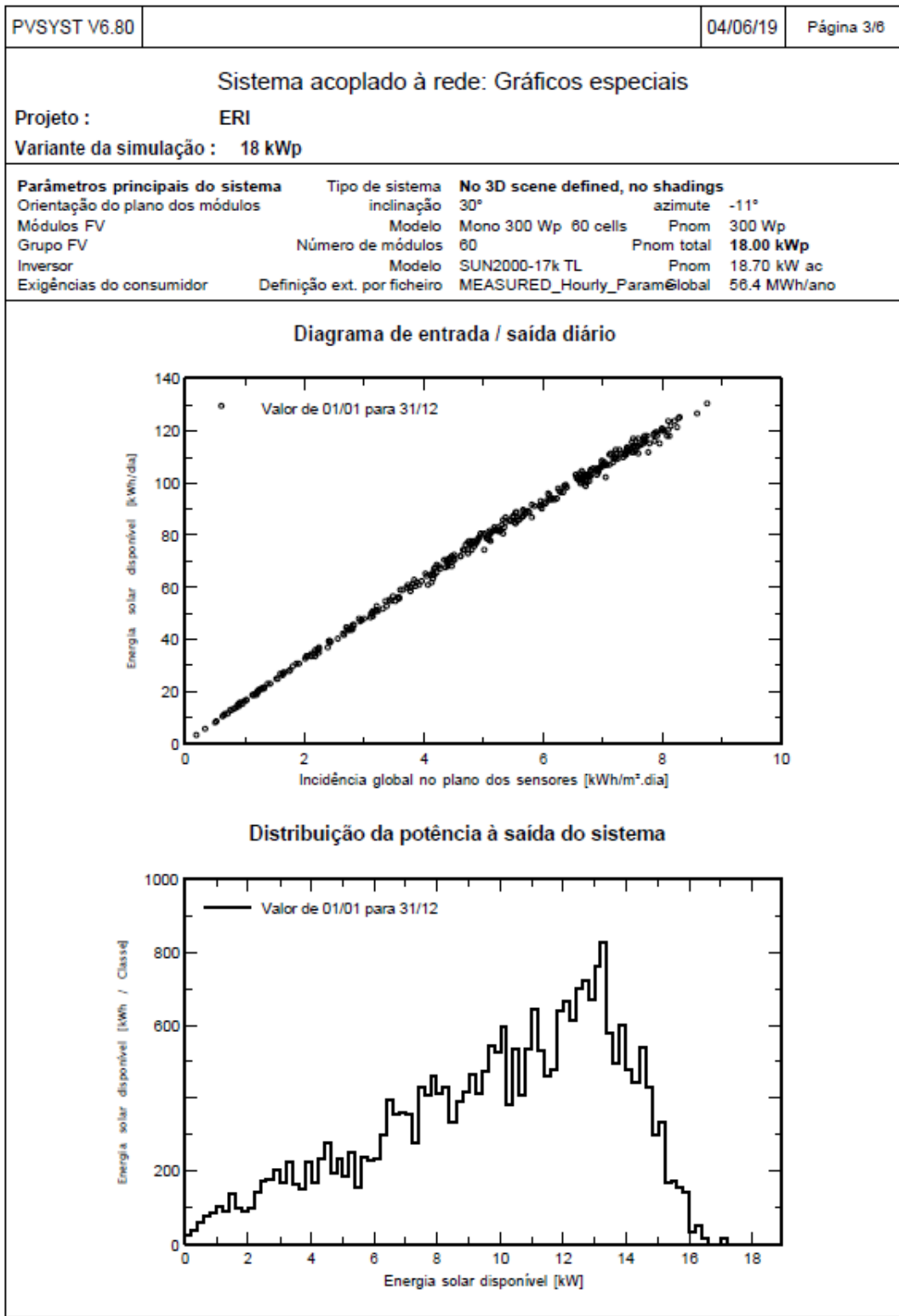
SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

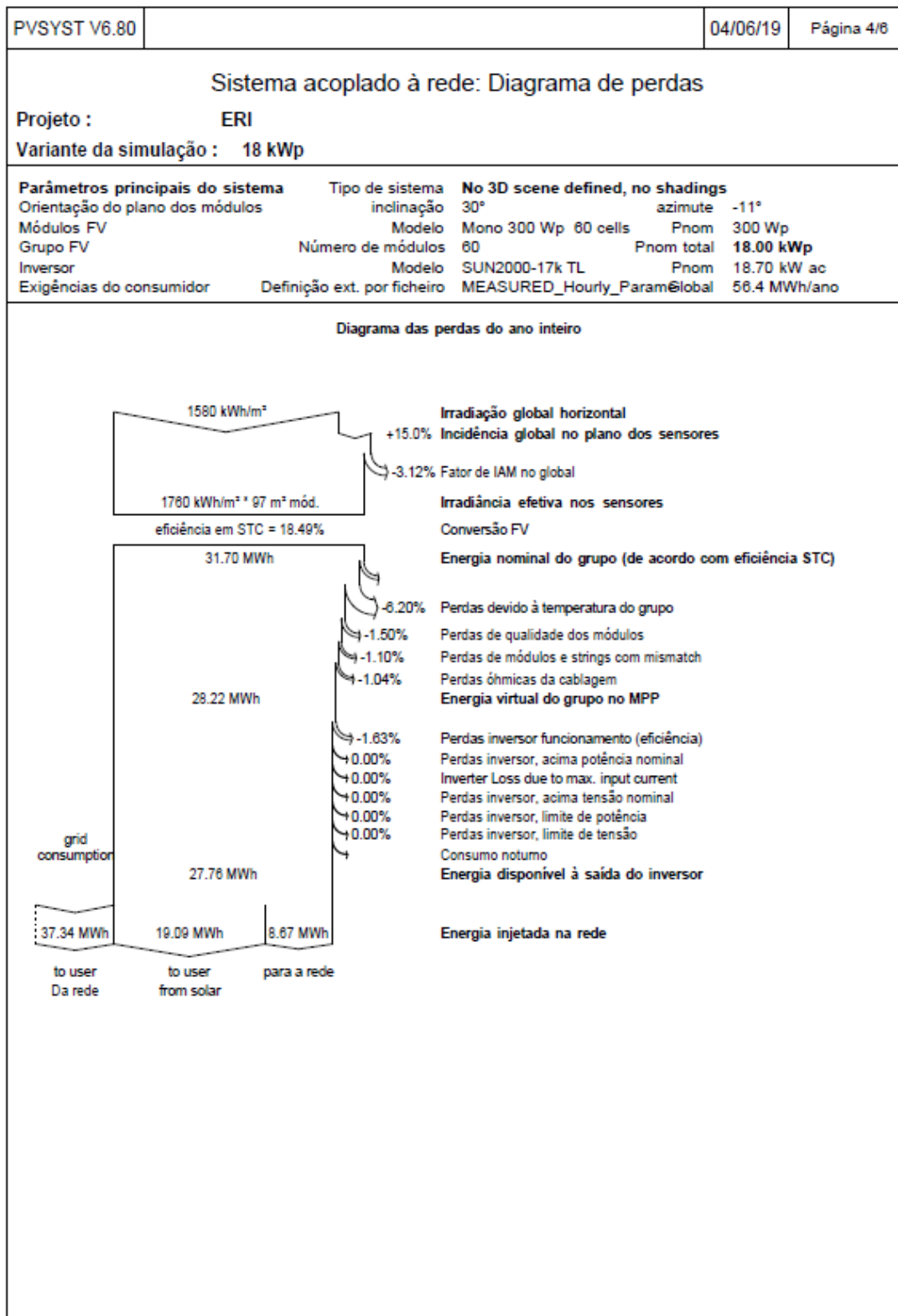
6.3 Anexo C – Relatório do PVsyst 18kWp

PVSYST V6.80		04/06/19		Página 1/8																															
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação																																			
Projeto : ERI																																			
Localização geográfica		São Tiago de Custóias		País Portugal																															
Localização		Latitude	41.20° N	Longitude	-8.63° W																														
Tempo definido como		Tempo legal	Fuso horário TU	Altitude	63 m																														
		Albedo	0.20																																
Dados meteorológicos:		São Tiago de Custóias Meteorom 7.2 (1991-2010) - Sintético																																	
Variante da simulação : 18 kWp																																			
		Data da simulação 04/06/19 20h03																																	
Parâmetros da simulação		Tipo de sistema No 3D scene defined, no shadings																																	
Orientação do plano dos módulos		Inclinação	30°	Azimute	-11°																														
Modelos utilizados		Transposição	Perez	Difuso	Perez, Meteorom																														
Horizonte		Sem horizonte																																	
Sombras próximas		Sem sombras																																	
Exigências do consumidor :		Definição ext. por ficheiro MEASURED_Hourly_Parameter_Template.csv																																	
<table border="1"> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Jun.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>5837</td><td>4839</td><td>3825</td><td>3708</td><td>2956</td><td>4895</td><td>5988</td><td>3749</td><td>3364</td><td>5374</td><td>7190</td><td>5100</td><td>56426</td><td colspan="2">kWh</td> </tr> </table>											Jun.										5837	4839	3825	3708	2956	4895	5988	3749	3364	5374	7190	5100	56426	kWh	
					Jun.																														
5837	4839	3825	3708	2956	4895	5988	3749	3364	5374	7190	5100	56426	kWh																						
Características do grupo FV																																			
Módulo FV		Si-mono	Modelo	Mono 300 Wp 60 cells																															
Original PVsyst database		Fabricante	Lubi Electronics																																
Número de módulos FV		Em série	20 módulos	Em paralelo	3 strings																														
Número total de módulos FV		Nr. módulos	60	Potência unitária	300 Wp																														
Potência global do grupo		Nominal (STC)	18.00 kWp	Em condições de func.	16.43 kWp (50°C)																														
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Umpp	600 V	I mpp	27 A																														
Superfície total		Superfície módulos	97.4 m²	Superfície célula	87.6 m²																														
Inversor		Modelo	SUN2000-17k TL																																
Original PVsyst database		Fabricante	Huawei Technologies																																
Características		Tensão de funcionamento	200-950 V	Potência unitária	18.7 kWac																														
Bateria de inversores		N.º de inversores	3 * MPPT 33 %	Potência total	18.7 kWac																														
				Rácio Pnom	0.96																														
Fatores de perda do grupo FV																																			
Fator de perdas térm.		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s																														
Perdas óhmicas nos cabos		Res. global do grupo	383 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC																														
Perdas de qualidade dos módulos				Fração perdas	1.5 %																														
Perdas de módulos com mismatch				Fração perdas	1.0 % no MPP																														
Perdas de strings com mismatch				Fração perdas	0.10 %																														
Efeito de incidência (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526																																			
<table border="1"> <tr> <td>0°</td><td>30°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>75°</td><td>80°</td><td>85°</td><td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.000</td><td>0.996</td><td>0.981</td><td>0.946</td><td>0.862</td><td>0.776</td><td>0.636</td><td>0.403</td><td>0.000</td> </tr> </table>						0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.996	0.981	0.946	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000												
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°																											
1.000	0.996	0.981	0.946	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000																											

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.







PVSYST V6.80		04/06/19	Página 5/6
Sistema acoplado à rede: Avaliação P50 – P90			
Projeto : ERI			
Variante da simulação : 18 kWp			
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined, no shadings	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	30°	azimute -11°
Módulos FV	Modelo	Mono 300 Wp 60 cells	Pnom 300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	60	Pnom total 18.00 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-17k TL	Pnom 18.70 kW ac
Exigências do consumidor	Definição ext. por ficheiro	MEASURED_Hourly_Param@lglobal	56.4 MWh/ano
Avaliação da previsão de probabilidade de produção			
A distribuição de probabilidade da produção do sistema para anos diferentes depende sobretudo dos dados de meteorologia usados na simulação, e depende das escolhas seguintes:			
Fontes de dados meteorológicos		Meteonorm 7.2 (1991-2010)	
Dados meteorológicos	Tipo	TMY, Plurianual	
Desvio especificado	Mudança climática	0.2 %	
Varição de um ano para o outro	Variância	0.5 %	
A variância da distribuição de probabilidade também depende da incerteza de certos parâmetros do sistema			
Desvio especificado	Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %	
	Incerteza eficiência do inversor	0.5 %	
	Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %	
	Incerteza acerca da degradação	1.0 %	
Varição global (meteorologia e sistema)	Variância	1.9 %	(soma quadrática)
Probabilidade de produção anual	Varição	0.16 MWh	
	P50	8.68 MWh	
	P90	8.48 MWh	
	P95	8.42 MWh	
Probability distribution			
<p>The graph displays a probability distribution curve for annual energy production. The x-axis represents energy production in kWh, ranging from 8200 to 9200. The y-axis represents probability, ranging from 0.00 to 0.50. Key data points are marked on the curve:</p> <ul style="list-style-type: none"> E_Grid simul = 8656 kWh (orange dot at the peak) P50 = 8583 kWh (green dot) P90 = 8475 kWh (green dot) P95 = 8417 kWh (green dot) 			
<small>Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.</small>			

PVSYST V6.80		04/06/19	Página 6/6
Sistema acoplado à rede: CO2 Balance			
Projeto :		ERI	
Variante da simulação :		18 kWp	
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined, no shadings	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	30°	azimute -11°
Módulos FV	Modelo	Mono 300 Wp 60 cells	Pnom 300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	60	Pnom total 18.00 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000-17k TL	Pnom 18.70 kW ac
Exigências do consumidor	Definição ext. por ficheiro	MEASURED_Hourly_ParamGlobal	56.4 MWh/ano
Produced Emissions	Total:	33.27 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total:	285.6 tCO2	
	System production:	27.76 MWh/ano	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	343 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Portugal
CO2 Emission Balance	Total:	214.5 tCO2	
System Lifecycle Emissions Details:			
LCE	1684 kgCO2/kWp		2.29 kgCO2/kg
Quantity	18.9 kWp		630 kg
Subtotal [kgCO2]	31831		1441

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

6.4 Anexo D – Cálculo da Tarifa Evitada 18kWp

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
0H	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
1H	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
2H	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
3H	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
4H	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
5H	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	4,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00
6H	0,00	0,00	0,00	13,00	40,00	45,00	36,00	22,00	1,00	0,00	0,00	0,00	156,00
7H	0,00	0,00	28,00	44,00	40,00	69,00	96,00	51,00	47,00	37,00	0,00	0,00	411,00
8H	17,00	69,00	90,00	143,00	139,00	164,00	169,00	162,00	132,00	102,00	81,00	36,00	1303,00
9H	101,00	121,00	147,00	208,00	217,00	216,00	219,00	240,00	189,00	143,00	128,00	91,00	2021,00
10H	148,00	168,00	173,00	246,00	259,00	278,00	265,00	301,00	244,00	189,00	149,00	130,00	2550,00
11H	182,00	180,00	187,00	217,00	233,00	237,00	307,00	274,00	232,00	201,00	169,00	138,00	2556,00
12H	183,00	182,00	194,00	195,00	210,00	228,00	307,00	252,00	207,00	186,00	157,00	140,00	2440,00
13H	159,00	171,00	135,00	177,00	140,00	202,00	252,00	183,00	153,00	169,00	176,00	153,00	2070,00
14H	152,00	172,00	161,00	169,00	165,00	190,00	248,00	221,00	180,00	162,00	145,00	123,00	2086,00
15H	115,00	137,00	146,00	159,00	170,00	158,00	217,00	206,00	152,00	128,00	97,00	83,00	1770,00
16H	58,00	89,00	100,00	110,00	130,00	122,00	160,00	141,00	94,00	75,00	48,00	33,00	1159,00
17H	0,00	21,00	38,00	51,00	64,00	70,00	87,00	68,00	35,00	9,00	0,00	0,00	443,00
18H	0,00	0,00	1,00	12,00	20,00	25,00	25,00	18,00	2,00	0,00	0,00	0,00	103,00
19H	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	9,00	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,00
20H	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
21H	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

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
22H	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
23H	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
													Total 19093,00

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
0H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
1H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
2H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
3H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
4H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
5H	- €	- €	- €	- €	0,09 €	0,35 €	0,09 €	- €	- €	- €	- €	- €	0,53 €
6H	- €	- €	- €	1,14 €	3,51 €	3,95 €	3,16 €	1,93 €	0,09 €	- €	- €	- €	13,78 €
7H	- €	- €	2,46 €	3,86 €	3,51 €	6,06 €	8,43 €	4,48 €	4,13 €	3,25 €	- €	- €	36,17 €
8H	2,59 €	10,49 €	13,69 €	21,75 €	21,14 €	24,94 €	25,70 €	24,64 €	20,08 €	15,51 €	12,32 €	5,48 €	198,34 €
9H	29,62 €	35,49 €	43,12 €	31,64 €	33,01 €	32,85 €	33,31 €	36,50 €	28,75 €	21,75 €	37,54 €	26,69 €	390,27 €
10H	22,51 €	25,55 €	26,31 €	37,42 €	39,39 €	42,28 €	40,31 €	45,78 €	37,11 €	28,75 €	22,66 €	19,77 €	387,86 €
11H	27,68 €	27,38 €	28,44 €	63,65 €	68,34 €	69,51 €	90,04 €	80,36 €	68,05 €	58,95 €	25,70 €	20,99 €	629,10 €
12H	27,83 €	27,68 €	29,51 €	57,19 €	61,59 €	66,87 €	90,04 €	73,91 €	60,71 €	54,55 €	23,88 €	21,29 €	595,08 €
13H	24,18 €	26,01 €	20,53 €	26,92 €	21,29 €	30,72 €	38,33 €	27,83 €	23,27 €	25,70 €	26,77 €	23,27 €	314,85 €
14H	23,12 €	26,16 €	24,49 €	25,70 €	25,10 €	28,90 €	37,72 €	33,61 €	27,38 €	24,64 €	22,05 €	18,71 €	317,58 €
15H	17,49 €	20,84 €	22,21 €	24,18 €	25,86 €	24,03 €	33,01 €	31,33 €	23,12 €	19,47 €	14,75 €	12,62 €	268,91 €
16H	8,82 €	13,54 €	15,21 €	16,73 €	19,77 €	18,56 €	24,34 €	21,45 €	14,30 €	11,41 €	7,30 €	5,02 €	176,44 €
17H	- €	3,19 €	5,78 €	7,76 €	9,73 €	10,65 €	13,23 €	10,34 €	5,32 €	1,37 €	- €	- €	67,38 €

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
18H	- €	- €	0,15 €	1,83 €	3,04 €	3,80 €	3,80 €	2,74 €	0,30 €	- €	- €	- €	15,67 €
19H	- €	- €	- €	- €	0,30 €	1,37 €	1,37 €	- €	- €	- €	- €	- €	3,04 €
20H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
21H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
22H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
23H	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
												Total	3 414,99 €
												Tarifa Média Evitada	0,179 €/kWh

6.5 Anexo E – Estudo Económico 18kWp

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Investimento	22 939 ,11 €																									
Taxa de Inflação	2,5 0%	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taxa Atualização	100 ,00 %	97,5 6%	95,1 8%	92,8 6%	90,6 0%	88,3 9%	86,2 3%	84,1 3%	82,0 7%	80,0 7%	78,1 2%	76,2 1%	74,3 6%	72,5 4%	70,7 7%	69,0 5%	67,3 6%	65,7 2%	64,1 2%	62,5 5%	61,0 3%	59,5 4%	58,0 9%	56,6 7%	55,2 9%	53,9 4%
Perfmanormance Módulo	100 %	97,5 %	96,8 %	96,1 %	95,4 %	94,7 %	94,0 %	93,3 %	92,6 %	91,9 %	91,2 %	90,5 %	89,8 %	89,1 %	88,4 %	87,7 %	87,0 %	86,3 %	85,6 %	84,9 %	84,2 %	83,5 %	82,8 %	82,1 %	81,4 %	80,7 %
Energia Anual Produzida (kWh)		277 59,0 0	268 70,7 1	266 76,4 0	264 82,0 9	262 87,7 7	260 93,4 6	258 99,1 5	257 04,8 3	255 10,5 2	253 16,2 1	251 21,9 0	249 27,5 8	247 33,2 7	245 38,9 6	243 44,6 4	241 50,3 3	239 56,0 2	237 61,7 0	235 67,3 9	233 73,0 8	231 78,7 7	229 84,4 5	227 90,1 4	225 95,8 3	224 01,5 1
Energia Consumida (kWh)		190 93,0 0	184 82,0 2	183 48,3 7	182 14,7 2	180 81,0 7	179 47,4 2	178 13,7 7	176 80,1 2	175 46,4 7	174 12,8 2	172 79,1 7	171 45,5 1	170 11,8 6	168 78,2 1	167 44,5 6	166 10,9 1	164 77,2 6	163 43,6 1	162 09,9 6	160 76,3 1	159 42,6 6	158 09,0 0	156 75,3 5	155 41,7 0	154 08,0 5
Energia Excedente (kWh)		866 6,00	838 8,69	832 8,03	826 7,36	820 6,70	814 6,04	808 5,38	802 4,72	796 4,05	790 3,39	784 2,73	778 2,07	772 1,41	766 0,74	760 0,08	753 9,42	747 8,76	741 8,10	735 7,43	729 6,77	723 6,11	717 5,45	711 4,79	705 4,12	699 3,46
Tarifa Média	0,1 79	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9	0,17 9

6.6 Anexo F – Ficha Técnica Inversor 15kW

SUNNY TRIPower 15000TL / 20000TL / 25000TL



Rentável

- Rendimento máximo de 98,4%

Seguro

- Descarregador de sobretensões CC integrável (SPD tipo II)

Flexível

- Tensão de entrada CC até 1000 V
- Dimensionamento preciso do sistema graças ao conceito multistring
- Visor opcional

Inovador

- Funções de gestão da rede orientadas para o futuro graças ao Integrated Plant Control
- Disponibilização de potência reactiva a qualquer hora (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPower 15000TL / 20000TL / 25000TL

○ especialista flexível para grandes sistemas comerciais e centrais fotovoltaicas

O Sunny TriPower é o inversor ideal para grandes sistemas fotovoltaicos na área comercial e industrial. A sua eficiência de 98,4% permite-lhe não só assegurar rendimentos extraordinariamente elevados, como também oferecer uma elevada flexibilidade de dimensionamento e compatibilidade com muitos módulos fotovoltaicos disponíveis, graças ao seu conceito multistring aliado a um intervalo de tensão de entrada alargado.

A orientação para o futuro traduz-se na integração de novas funções de gestão da rede como, p. ex., o Integrated Plant Control, que permite ao inversor executar sozinho uma regulação da potência reactiva no ponto de ligação à rede. Com isto, deixam de ser necessárias unidades de regulação superiores, reduzindo os custos do sistema. Outra novidade é a disponibilização de potência reactiva a qualquer hora (Q on Demand 24/7).

SUNNY TRIPower 15000TL / 20000TL / 25000TL

Dados técnicos	Sunny Tripower 15000TL
Entrada (CC)	
Máx. potência do gerador fotovoltaico	27000 Wp
Potência atribuída CC	15330 W
Tensão máx. de entrada	1000 V
Intervalo de tensão MPP / tensão atribuída de entrada	240 V a 800 V / 600 V
Tensão mín. de entrada / tensão de entrada inicial	150 V / 188 V
Corrente máx. de entrada Entrada A / Entrada B	33 A / 33 A
Número de entradas MPP independentes / strings por entrada MPP	2 / A;3; B:3
Saída (CA)	
Potência atribuída (a 230 V, 50 Hz)	15000 W
Potência aparente CA máx.	15000 VA
Tensão nominal CA	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Intervalo de tensão CA	180 V a 280 V
Frequência de rede CA / intervalo	50 Hz / 44 Hz a 55 Hz 60 Hz / 54 Hz a 65 Hz
Frequência de rede atribuída / tensão de rede atribuída	50 Hz / 230 V
Corrente máx. de saída / corrente atribuída de saída	29 A / 21,7 A
Factor de potência na potência atribuída / Factor de desfasamento ajustável	1 / 0 sobrecarregado a 0 subexcitado
THD	≤ 3%
Fases de injeção / fases de ligação	3 / 3
Rendimento	
Rendimento máx. / europeu	98,4% / 98,0%
Dispositivos de proteção	
Ponto de seccionamento no lado de entrada	•
Monitorização da ligação à terra / monitorização da rede	• / •
Descarregador de sobretensões CC: SPD tipo II	○
Proteção contra inversão de polaridade CC / Resistência a curto-circuitos CA / Galvanicamente separado	• / • / -
Unidade de monitorização de corrente residual sensível a todas as correntes	•
Classe de proteção (conforme a IEC 62109-1) / categoria de sobretensão (conforme a IEC 62109-1)	I / AC; III; DC; II
Dados gerais	
Dimensões (L / A / P)	661 / 682 / 264 mm [26,0 / 26,9 / 10,4 inch]
Peso	61 kg [134,4 lb]
Gama de temperatura de serviço	-25 °C a +60 °C [-13 °F a +140 °F]
Emissões sonoras, típicas	51 dB(A)
Autoconsumo (noite)	1 W
Topologia / princípio de refrigeração	Sem transformador / OptiCool
Grav. de proteção (conforme a IEC 60529)	IP65
Classe de condições ambientais (conforme a IEC 60721-3-4)	4K4H
Valor máximo admissível da humidade relativa (sem condensação)	100%
Equipamento / função / acessórios	
Ligação CC / ligação CA	SUNCLIX / terminal de mola
Visor	○
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / •
Interface de dados: SMA Modbus / SunSpec Modbus	• / •
Relé multifunções / Power Control Module	○ / ○
OptiTrac: Global Peak / Integrated Plant Control / O on Demand 24/7	• / • / •
Capacidade off-grid / Compatível com SMA Fuel Save Controller	• / •
Garantia: 5 / 10 / 15 / 20 anos	• / ○ / ○ / ○
Homologações e certificados previstos	
* Não se aplica a todos os anexos nacionais da EN 50438	ANRE 90, AS 4777, BDFW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DFWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-4, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NBS 0975-1, FEA 2013, FCC, RD 1699/413, RD 661/2007, Rec. n°7-2013, SI4777, TOK D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE488N 4105, VFR 2014
Designação do modelo	STP 15000TL-30

WE HAVE A „THEN“ FOR ANY „WHEN“.

Our battery storage system can be optimally adapted to suit every application.

Whether it's used for emergency power, or coupled to the power grid or off-grid, whether it's in the desert or the polar circle, with the *TESVOLT TS storage system*, TESVOLT is offering power storage technology for all types of use.

The *TESVOLT TS storage system* is not only flexible, with a size and output that can be adapted to suit any need, it is also one of

the most advanced and efficient storage systems. It is extremely robust and is therefore well-suited to the hardest tasks. Thanks to high-quality battery cells from the automobile industry and innovative technologies, such as the *Active Battery Optimizer*, our *TESVOLT TS storage system* is one of the most efficient and durable products on the market.

Maximum safety

Prismatic battery cells are incredibly durable, safe and powerful – particularly in comparison to round cells. TESVOLT uses Samsung SDI cells and offers a capacity guarantee of 10 years on the battery modules.

Long lifespan

The lifespan of a battery has a huge impact on its economic efficiency. Our storage system features outstanding performance: all components are designed to last 8,000 cycles or offer a 30-year lifespan.

High-performance without compromise

TESVOLT TS storage systems can store energy very quickly, and release it again just as quickly. With a continuous power rating of 1C – and even 4C for short periods – the storage system is optimized for professional use in commercial applications, agriculture and industry.

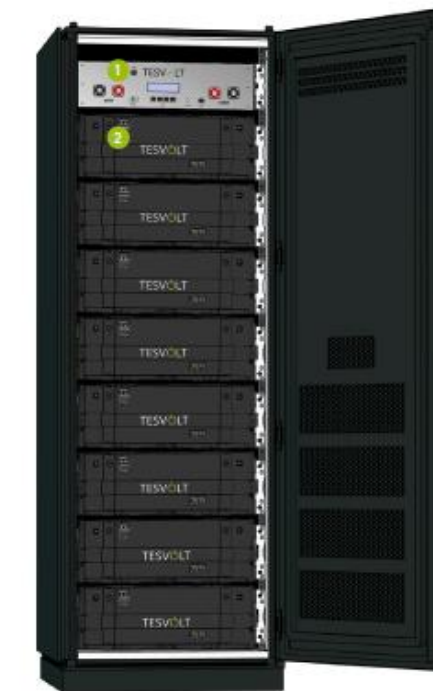
Flexibility now and in the future

Our *TESVOLT TS storage systems* do not only offer flexible configuration options at the moment of purchase – thanks to the innovative *Active Battery Optimizer* technology, the capacity can also be expanded years later.

Samsung SDI cells



Prismatic cells from Samsung SDI are extremely safe. For example, the *NSD (Nail Safety Device)* ensures that even when penetrated with a metal nail, the cell will not catch fire.



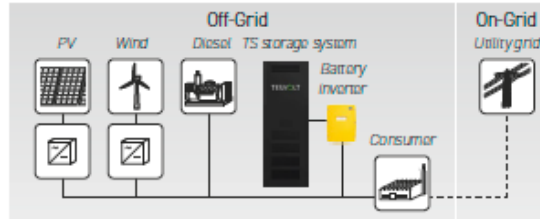
Battery module



Every battery module has its own *Active Battery Optimizer (ABO)* which can be separated from the module in a few easy steps, for example, for servicing.

OFF-GRID OR ON-GRID

TESVOLT TS storage systems can be integrated into stand-alone grids and can also be connected to the utility grid. They can be flexibly combined with any sort of energy generator, including photovoltaics, bioenergy, wind power and diesel generators.



Technical specifications TESVOLT battery module	
Module energy	4.8 kWh
C-rate	1C
Cells	Lithium NMC prismatic (Samsung SDI)
Max. charging, discharging current (max. 3 sec.)	900A
Cell balancing	Active Battery Optimizer
Cycles @ 100% DoD 70% EoL 23°C +/-5°C 1C/1C	6000
Cycles @ 100% DoD 70% EoL 23°C +/-5°C 0.5C/0.5C	8000
Efficiency (battery)	up to 98%
Operating voltage	47.6 to 58.1V DC
Operating temperature	-10 to 50°C
Humidity	0 to 95% (non condensing)
Altitude of the installation site	<2000 m above sea level
Weight	36 kg
Dimensions (HxWxD)	163x490x480 mm
Certificates/Norms	Cells: IEC 62619, UL 1642, UN 38.3 Product: CE, UN 38.3, IEC 61000-6-1/2/3/4, BattG 2006/66/EG
Warranty	10-year capacity guarantee, 5-year system guarantee
Recycling	TESVOLT offers free return of batteries from Germany

Complete system		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Number of battery modules										
TS 25 (2 – 5 modules)	1300x600x600 mm (HxWxD)	-	-	-	-					
TS 40 (6 – 8 modules)	1900x600x600 mm (HxWxD)					-	-	-		
TS 50 (9 – 10 modules)	2300x600x600 mm (HxWxD)								-	-
TS Flex (energy as required)		Flexibly configure your system according to your requirements.								
Energy (kWh)		9.6	14.4	19.2	24.0	28.8	33.6	38.4	43.2	48.0
Capacity (Ah)		188	282	376	470	564	658	752	846	940
Maximum output power		1C								
Selfconsumption (standby)		3 watt (without battery inverter)								
Weight [kg]		192	228	264	300	386	422	458	514	550
System		1-phase, 3-phase								
Protection class		IP 20 (indoor use)								
System compatibility		SMA Sunny Island (SMA Solar Technology AG)								

Your certified TESVOLT partner

TESVOLT GmbH

Am Alten Bahnhof 10
06886 Lutherstadt Wittenberg
Deutschland | Germany

TEL +49 (0) 3491 87 97-100
info@tesvolt.com
www.tesvolt.com



© TESVOLT GmbH, Version EDBTSENGA_22

6.8 Anexo H – Ficha Técnica dos Inversores da Bateria

SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H FOR ON-GRID AND OFF-GRID APPLICATIONS



S14.4M12 / S16.0H12 / S18.0H12

WLAN communication is now included

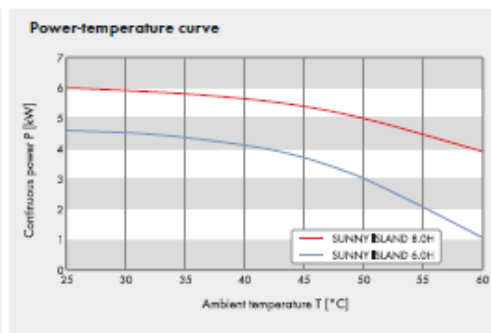
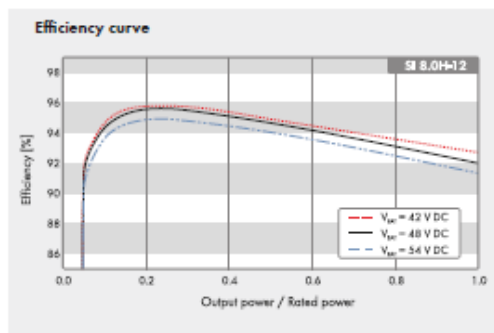
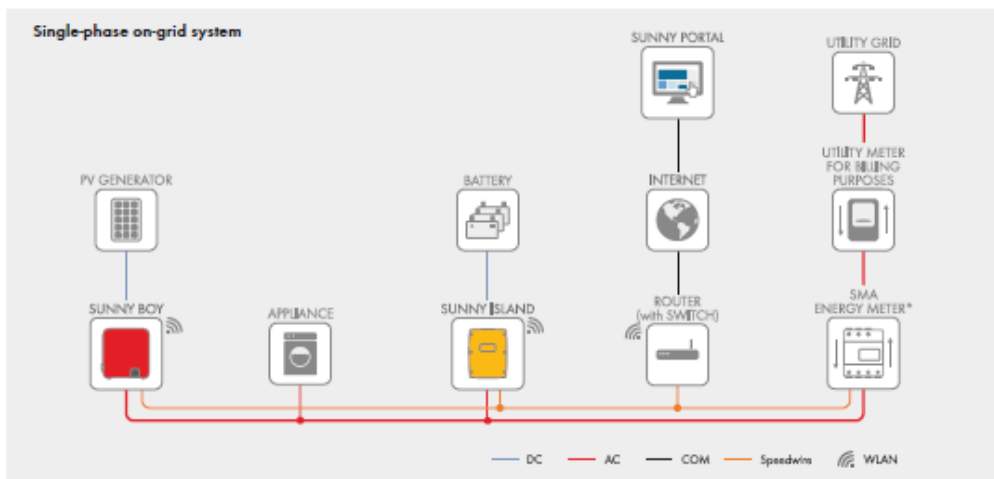
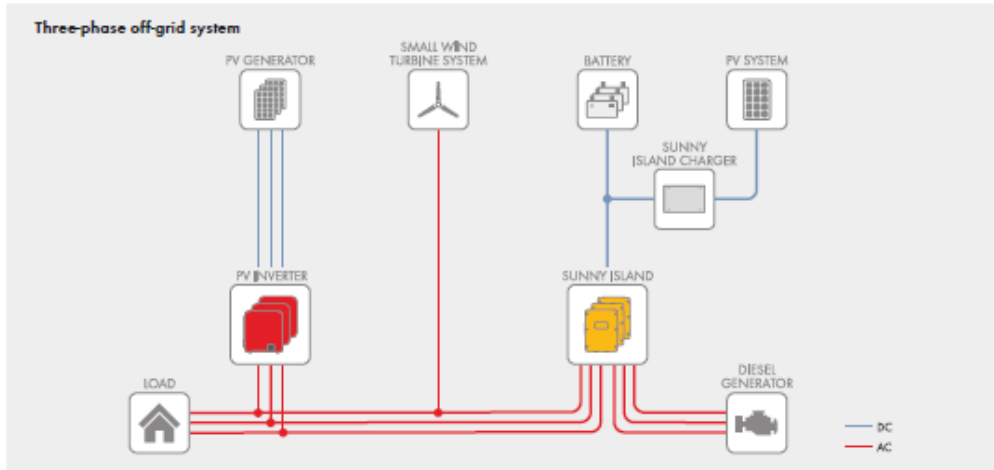
<p>Communicative</p> <ul style="list-style-type: none"> • Communication via Ethernet and WLAN • Webconnect • Optimized data logging 	<p>Reliable</p> <ul style="list-style-type: none"> • 10-year warranty • Particularly high overload capability • IP54 for reliable operation in extreme environments 	<p>Flexible</p> <ul style="list-style-type: none"> • Works with self-consumption systems, battery backup systems and off-grid systems • Ideal for retrofits or modular expansions of single-phase and three-phase systems 	<ul style="list-style-type: none"> • All lead-acid batteries and over 20 different lithium-ion batteries can be used
---	---	--	---

SUNNY ISLAND 4.4M / 6.0H / 8.0H

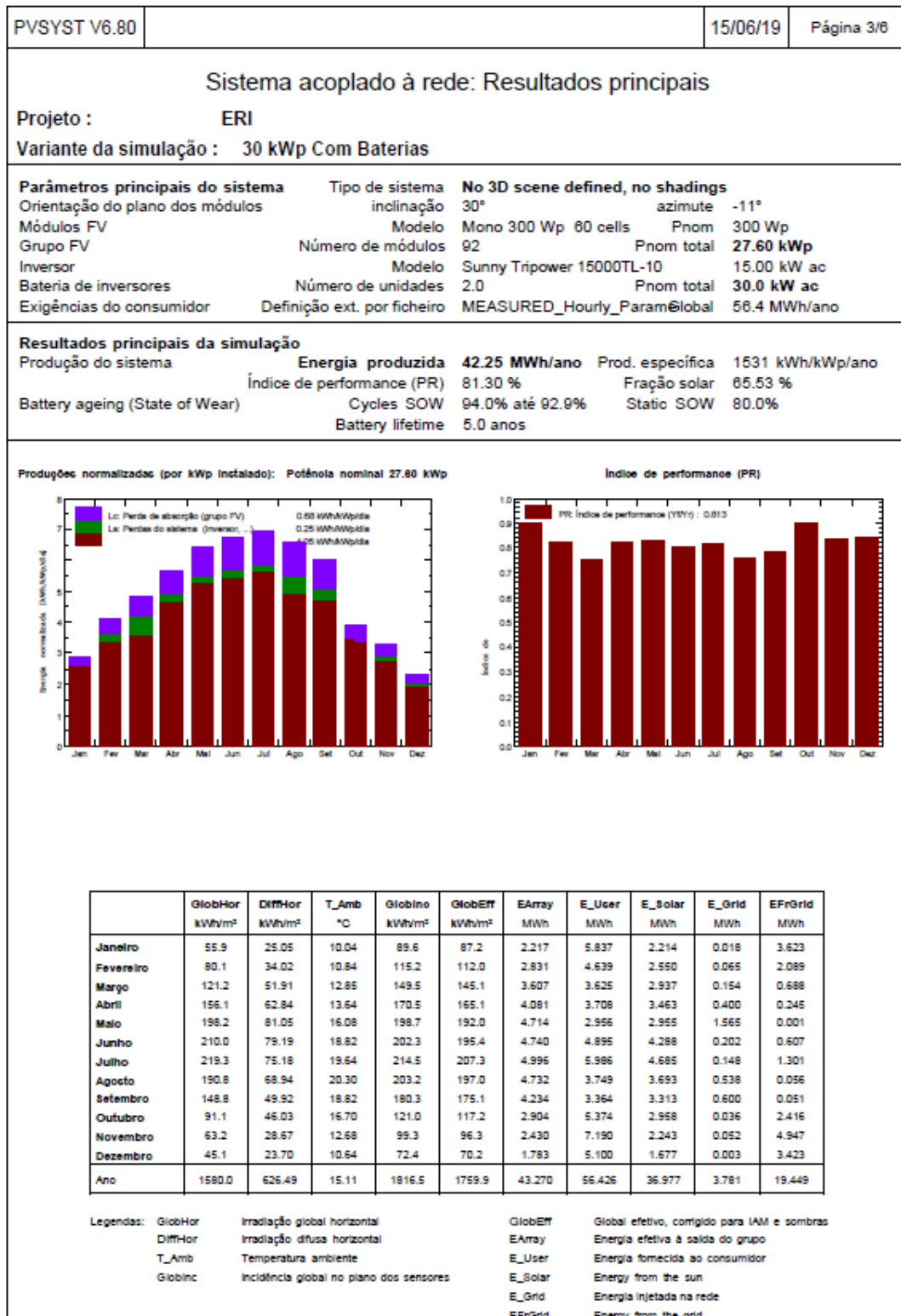
The most reliable all-purpose solution—easier than ever

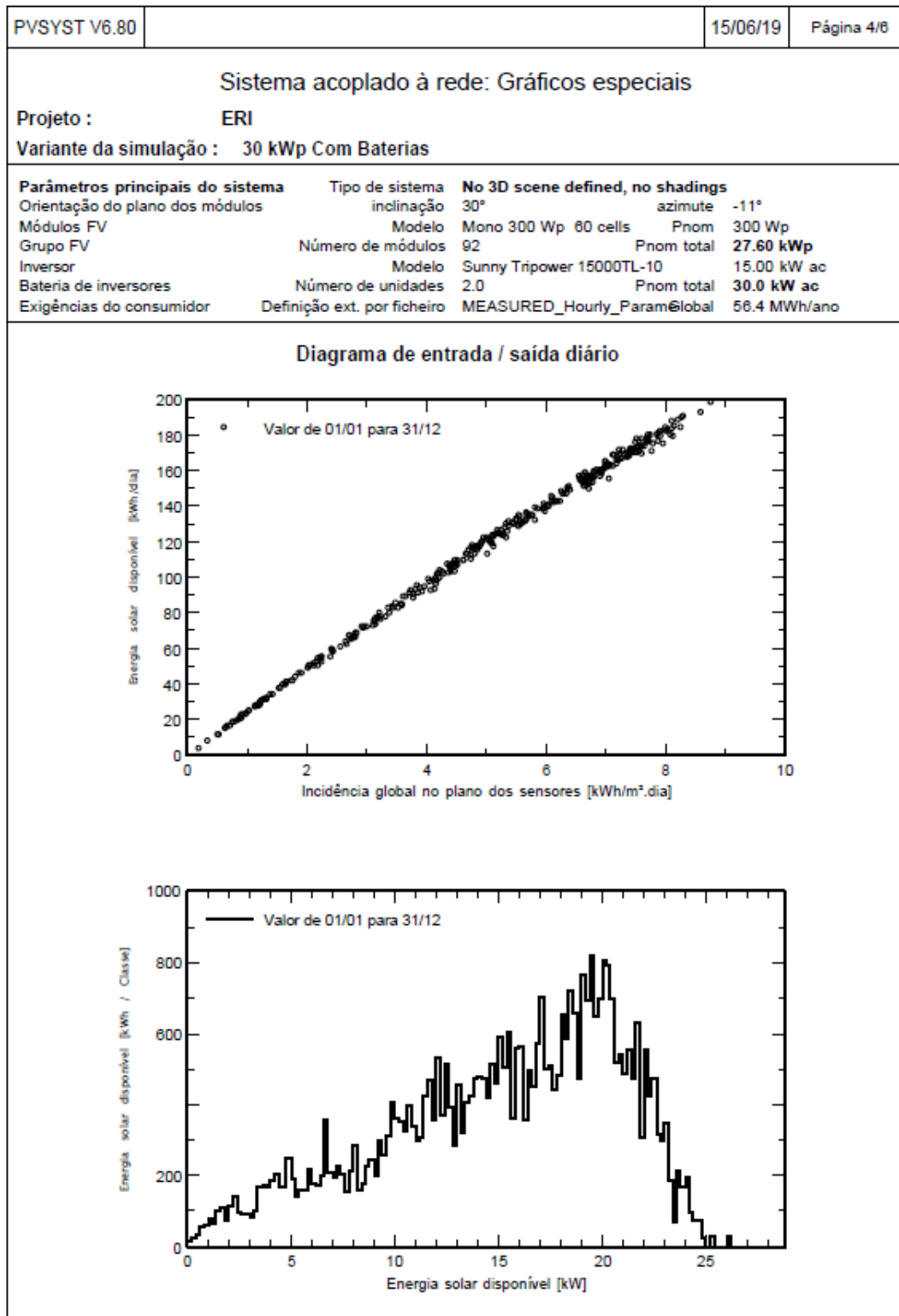
The Sunny Island battery inverter supports a wide range of on- and off-grid installations with compelling product features—from operation in off-grid areas to home energy management. Users can benefit from SMA's experience in having more than 70,000 Sunny Island inverters installed worldwide. Thanks to its integrated web interface and standard interfaces WLAN and Ethernet, the Sunny Island 4.4M/6.0H/8.0H can be easily configured and monitored via smartphone or tablet. And being a core element in the SMA Flexible Storage System, the Sunny Island temporarily stores self-generated power thus making it possible to use solar power around-the-clock.

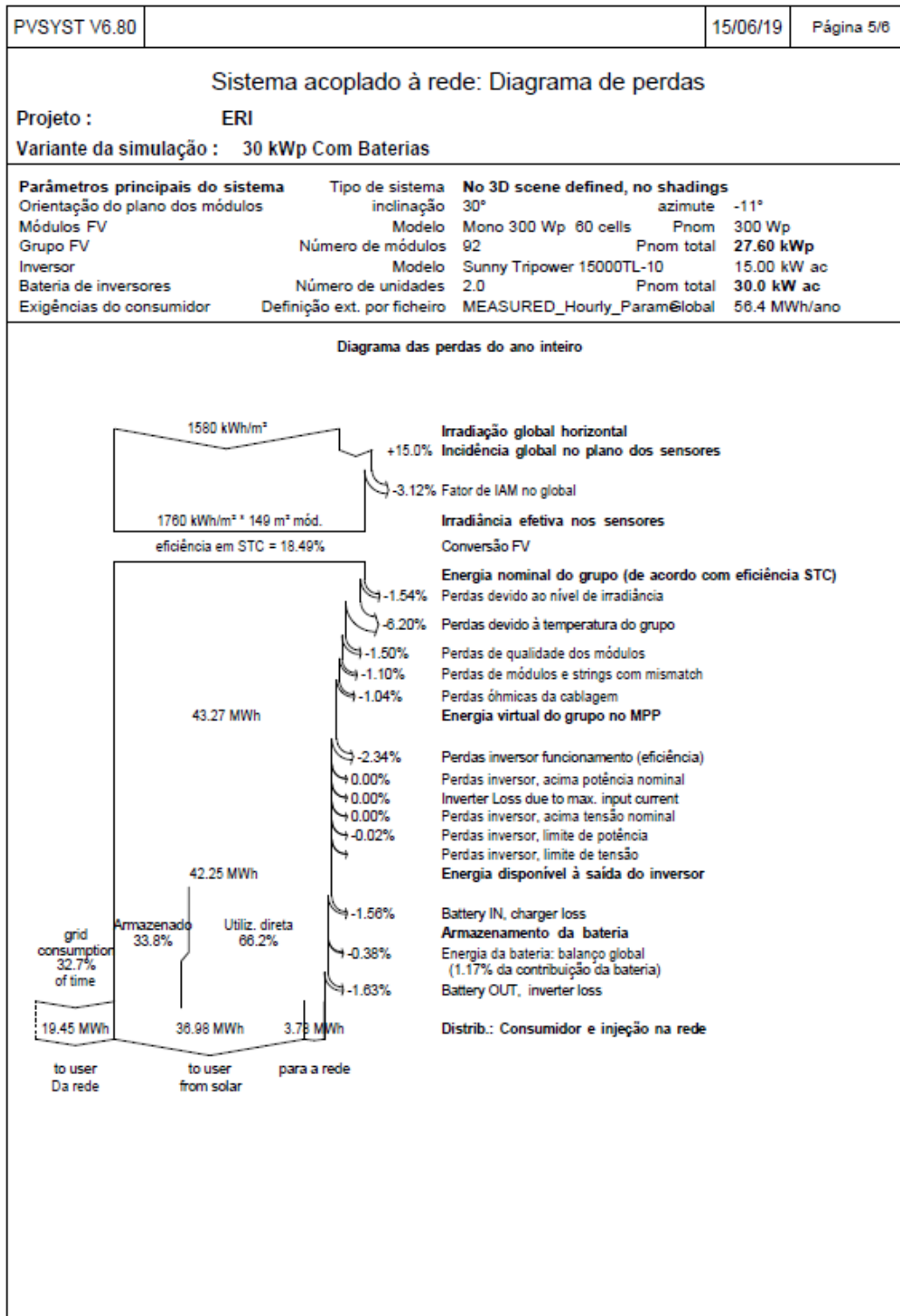
Its high protection class, wide temperature range and exceptional overload capacity always provide the kind of reliability needed for off-grid use. Intelligent load and energy management keeps the system running even in critical situations. The Sunny Island is the ultimate all-purpose solution—and includes a 10-year warranty.



Technical Data	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Operation on the utility grid or generator			
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V		
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz		
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	14.5 A	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	3.3 kVA	4.6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A	50 A
Maximum AC input power	11500 W	11500 W	11500 W
Stand-alone or emergency power operation			
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V		
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz		
Rated power (at Unom, from / 25°C / cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
AC power at 25°C for 30 min / 5 min / 3 sec	4400 W / 4600 W / 5500 W	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
AC power at 45°C continuously	3000 W	3700 W	5430 W
Rated current / maximum output current (peak)	14.5 A / 60 A	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1	< 1.5% / -1 to +1
Battery DC input			
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	75 A / 63 A / 75 A	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-Ion ¹⁾ , FLA, VRLA / 100 Ah to 10000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10000 Ah (Li-Ion)		
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge		
Efficiency / self-consumption of the device			
Maximum efficiency	95.5%	95.8%	95.8%
No-load consumption / standby	18 W / 6.8 W	25.8 W / 6.5 W	25.8 W / 6.5 W
Protective devices (equipment)			
AC short-circuit / AC overload	● / ●		
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -		
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●		
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18.4 inches / 21.1 inches / 9.5 inches)		
Weight	44 kg (97 lbs)	63 kg (138.9 lbs)	63 kg (138.9 lbs)
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)		
Protection class in accordance with IEC 62103	I		
Climatic category as per IEC 60721	3K6		
Degree of protection according to IEC 60529	IP54		
Features/function			
WLAN, Speedwire / Webconnect / SIKSYSCAN (Multicluster)	● / ● / -	● / ● / ○	● / ● / ○
Micro SD memory card for extended data logging	○		
Display via smartphone, tablet, laptop / multifunction relay	● / 2		
Three-phase systems (including rotating magnetic field) / battery-backup function	● / ●		
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●		
Battery temperature sensor / data cables	○ / ●		
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com		
Cover color yellow / aluminum white	○ / ○		
Warranty 5/10 years	● / ● ¹⁾		
For off-grid applications			
Automatic rotating magnetic field detection / generator support	● / ●		
Parallel connection / Multicluster	- / -	● / ●	● / ●
Integrated soft start	●		
Accessory			
For off-grid applications			
Battery fuse ²⁾	○		
Sunny Island Charger SIC50-MPT ³⁾ / SMA Cluster Controller	○ / ○		
For on-grid applications			
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / automatic transfer switch for battery backup ³⁾	○ / ○ / ○		
● Standard feature ○ Optional feature - Not available			
1) see "List of Approved Batteries" at www.SMA-Solar.com			
2) Procurement via external supplier			
3) with registration via the information sheet provided			
All specifications, last updated: July 2017			
Type designation	SI4.4M-12	SI6.0H-12	SI8.0H-12







PVSYST V6.80		15/06/19	Página 6/8
Sistema acoplado à rede: Avaliação P50 – P90			
Projeto : ERI			
Variante da simulação : 30 kWp Com Baterias			
Parâmetros principais do sistema			
Orientação do plano dos módulos	Tipo de sistema	No 3D scene defined, no shadings	
	inclinação	30°	azimute -11°
Módulos FV	Modelo	Mono 300 Wp 60 cells	Pnom 300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	92	Pnom total 27.60 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 15000TL-10	15.00 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades	2.0	Pnom total 30.0 kW ac
Exigências do consumidor	Definição ext. por ficheiro	MEASURED_Hourly_Param@Global	56.4 MWh/ano
Avaliação da previsão de probabilidade de produção			
A distribuição de probabilidade da produção do sistema para anos diferentes depende sobretudo dos dados de meteorologia usados na simulação, e depende das escolhas seguintes:			
Fontes de dados meteorológicos		Meteonorm 7.2 (1991-2010)	
Dados meteorológicos	Tipo	TMY, Plurianual	
Desvio especificado	Mudança climática	0.2 %	
Varição de um ano para o outro	Variância	0.5 %	
A variância da distribuição de probabilidade também depende da incerteza de certos parâmetros do sistema			
Desvio especificado	Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %	
	Incerteza eficiência do inversor	0.5 %	
	Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %	
	Incerteza acerca da degradação	1.0 %	
Varição global (meteorologia e sistema)	Variância	1.9 % (soma quadrática)	
Probabilidade de produção anual	Varição	0.07 MWh	
	P50	3.79 MWh	
	P90	3.70 MWh	
	P95	3.67 MWh	

Tradução sem garantias. A referência é o texto inglês.

6.10 Anexo J – Cálculo da Tarifa Evitada 27,6kWp

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
0H	26,00	34,00	61,00	56,00	45,00	57,00	65,00	53,00	51,00	48,00	21,00	20,00	535,00
1H	30,00	29,00	67,00	56,00	47,00	53,00	70,00	55,00	53,00	54,00	21,00	25,00	561,00
2H	28,00	25,00	66,00	57,00	55,00	64,00	66,00	65,00	62,00	46,00	22,00	22,00	577,00
3H	30,00	18,00	57,00	69,00	64,00	81,00	65,00	76,00	74,00	45,00	24,00	21,00	623,00
4H	20,00	17,00	58,00	69,00	54,00	83,00	60,00	64,00	62,00	43,00	19,00	15,00	566,00
5H	22,00	21,00	59,00	73,00	68,00	84,00	68,00	81,00	78,00	43,00	24,00	17,00	636,00
6H	16,00	17,00	40,00	89,00	80,00	122,00	84,00	97,00	90,00	31,00	17,00	9,00	692,00
7H	20,00	23,00	46,00	50,00	42,00	69,00	130,00	52,00	49,00	64,00	25,00	9,00	578,00
8H	66,00	149,00	158,00	210,00	141,00	257,00	320,00	175,00	158,00	205,00	153,00	79,00	2070,00
9H	181,00	225,00	252,00	297,00	229,00	363,00	401,00	290,00	259,00	266,00	224,00	134,00	3121,00
10H	243,00	273,00	252,00	337,00	273,00	441,00	455,00	347,00	309,00	317,00	244,00	188,00	3679,00
11H	284,00	265,00	235,00	291,00	241,00	380,00	460,00	307,00	269,00	321,00	261,00	192,00	3508,00
12H	261,00	240,00	230,00	249,00	215,00	338,00	394,00	276,00	240,00	275,00	236,00	189,00	3146,00
13H	207,00	199,00	154,00	202,00	148,00	272,00	276,00	191,00	169,00	206,00	245,00	192,00	2460,00
14H	216,00	215,00	188,00	219,00	184,00	291,00	310,00	232,00	208,00	233,00	222,00	178,00	2697,00
15H	188,00	191,00	192,00	226,00	210,00	291,00	310,00	269,00	237,00	211,00	144,00	139,00	2609,00
16H	126,00	188,00	199,00	226,00	204,00	279,00	323,00	257,00	230,00	175,00	81,00	72,00	2361,00
17H	54,00	141,00	176,00	198,00	209,00	222,00	289,00	259,00	220,00	78,00	36,00	33,00	1914,00
18H	50,00	75,00	119,00	104,00	111,00	115,00	182,00	136,00	115,00	62,00	49,00	35,00	1153,00
19H	32,00	59,00	94,00	59,00	48,00	68,00	128,00	59,00	50,00	55,00	48,00	27,00	727,00
20H	29,00	36,00	72,00	95,00	86,00	108,00	68,00	106,00	98,00	45,00	47,00	22,00	812,00
21H	30,00	35,00	54,00	108,00	112,00	124,00	57,00	136,00	128,00	46,00	35,00	23,00	889,00

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
22H	29,00	34,00	52,00	63,00	50,00	62,00	49,00	61,00	58,00	43,00	26,00	21,00	547,00
23H	24,00	38,00	58,00	60,00	40,00	65,00	56,00	49,00	44,00	46,00	19,00	18,00	516,00

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
0H	2,28 €	2,99 €	5,36 €	4,92 €	3,95 €	5,00 €	5,71 €	4,65 €	4,48 €	4,21 €	1,84 €	1,76 €	47,15 €
1H	2,63 €	2,55 €	5,88 €	4,92 €	4,13 €	4,65 €	6,15 €	4,83 €	4,65 €	4,74 €	1,84 €	2,20 €	49,17 €
2H	2,46 €	2,20 €	5,79 €	5,00 €	4,83 €	5,62 €	5,79 €	5,71 €	5,44 €	4,04 €	1,93 €	1,93 €	50,75 €
3H	2,63 €	1,58 €	5,00 €	6,06 €	5,62 €	7,11 €	5,71 €	6,67 €	6,50 €	3,95 €	2,11 €	1,84 €	54,79 €
4H	1,76 €	1,49 €	5,09 €	6,06 €	4,74 €	7,29 €	5,27 €	5,62 €	5,44 €	3,78 €	1,67 €	1,32 €	49,52 €
5H	1,93 €	1,84 €	5,18 €	6,41 €	5,97 €	7,38 €	5,97 €	7,11 €	6,85 €	3,78 €	2,11 €	1,49 €	56,02 €
6H	1,40 €	1,49 €	3,51 €	7,81 €	7,02 €	10,71 €	7,38 €	8,52 €	7,90 €	2,72 €	1,49 €	0,79 €	60,76 €
7H	1,76 €	2,02 €	4,04 €	4,39 €	3,69 €	6,06 €	11,41 €	4,57 €	4,30 €	5,62 €	2,20 €	0,79 €	50,84 €
8H	10,04 €	22,66 €	24,03 €	31,94 €	21,45 €	39,09 €	48,67 €	26,62 €	24,03 €	31,18 €	23,27 €	12,02 €	315,00 €
9H	53,09 €	65,99 €	73,91 €	45,17 €	34,83 €	55,21 €	60,99 €	44,11 €	39,39 €	40,46 €	65,70 €	39,30 €	618,16 €
10H	36,96 €	41,52 €	38,33 €	51,26 €	41,52 €	67,08 €	69,21 €	52,78 €	47,00 €	48,22 €	37,11 €	28,59 €	559,58 €
11H	43,20 €	40,31 €	35,74 €	85,35 €	70,69 €	111,45 €	134,92 €	90,04 €	78,90 €	94,15 €	39,70 €	29,20 €	853,65 €
12H	39,70 €	36,50 €	34,98 €	73,03 €	63,06 €	99,14 €	115,56 €	80,95 €	70,39 €	80,66 €	35,90 €	28,75 €	758,61 €
13H	31,48 €	30,27 €	23,42 €	30,72 €	22,51 €	41,37 €	41,98 €	29,05 €	25,70 €	31,33 €	37,26 €	29,20 €	374,32 €
14H	32,85 €	32,70 €	28,59 €	33,31 €	27,99 €	44,26 €	47,15 €	35,29 €	31,64 €	35,44 €	33,77 €	27,07 €	410,06 €
15H	28,59 €	29,05 €	29,20 €	34,37 €	31,94 €	44,26 €	47,15 €	40,91 €	36,05 €	32,09 €	21,90 €	21,14 €	396,68 €
16H	19,16 €	28,59 €	30,27 €	34,37 €	31,03 €	42,44 €	49,13 €	39,09 €	34,98 €	26,62 €	12,32 €	10,95 €	358,96 €
17H	8,21 €	21,45 €	26,77 €	30,12 €	31,79 €	33,77 €	43,96 €	39,39 €	33,46 €	11,86 €	5,48 €	5,02 €	291,27 €
18H	7,61 €	11,41 €	18,10 €	15,82 €	16,88 €	17,49 €	27,68 €	20,69 €	17,49 €	9,43 €	7,45 €	5,32 €	175,37 €
19H	9,39 €	17,30 €	27,57 €	8,97 €	7,30 €	10,34 €	19,47 €	8,97 €	7,61 €	8,37 €	14,08 €	7,92 €	147,29 €

	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Ano
20H	8,51 €	10,56 €	21,12 €	27,86 €	25,22 €	31,68 €	19,94 €	31,09 €	28,74 €	13,20 €	13,79 €	6,45 €	238,16 €
21H	4,56 €	5,32 €	8,21 €	16,43 €	17,04 €	18,86 €	8,67 €	20,69 €	19,47 €	7,00 €	5,32 €	3,50 €	135,06 €
22H	2,55 €	2,99 €	4,57 €	5,53 €	4,39 €	5,44 €	4,30 €	5,36 €	5,09 €	3,78 €	2,28 €	1,84 €	48,11 €
23H	2,11 €	3,34 €	5,09 €	5,27 €	3,51 €	5,71 €	4,92 €	4,30 €	3,86 €	4,04 €	1,67 €	1,58 €	45,39 €
												Total	6 144,66 €
												Tarifa Média Evitada	0,166 €/kWh

6.11 Anexo L – Estudo Económico 27,6kWp

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Investimento	74 685,00 €																									
Taxa de Inflação	2,5 0%	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taxa Atualização	100,00 %	97,5 6%	95,1 8%	92,8 6%	90,6 0%	88,3 9%	86,2 3%	84,1 3%	82,0 7%	80,0 7%	78,1 2%	76,2 1%	74,3 6%	72,5 4%	70,7 7%	69,0 5%	67,3 6%	65,7 2%	64,1 2%	62,5 5%	61,0 3%	59,5 4%	58,0 9%	56,6 7%	55,2 9%	53,9 4%
Perfomance Módulo	100 %	97,5 %	96,8 %	96,1 %	95,4 %	94,7 %	94,0 %	93,3 %	92,6 %	91,9 %	91,2 %	90,5 %	89,8 %	89,1 %	88,4 %	87,7 %	87,0 %	86,3 %	85,6 %	84,9 %	84,2 %	83,5 %	82,8 %	82,1 %	81,4 %	80,7 %
Energia Anual Produzida (kWh)		422 51,0 0	408 98,9 7	406 03,2 1	403 07,4 5	400 11,7 0	397 15,9 4	394 20,1 8	391 24,4 3	388 28,6 7	385 32,9 1	382 37,1 6	379 41,4 0	376 45,6 4	373 49,8 8	370 54,1 3	367 58,3 7	364 62,6 1	361 66,8 6	358 71,1 0	355 75,3 4	352 79,5 9	349 83,8 3	346 88,0 7	343 92,3 1	340 96,5 6
Energia Consumida (kWh)		369 77,0 0	357 93,7 4	355 34,9 0	352 76,0 6	350 17,2 2	347 58,3 8	344 99,5 4	342 40,7 0	339 81,8 6	337 23,0 2	334 64,1 9	332 05,3 5	329 46,5 1	326 87,6 7	324 28,8 3	321 69,9 9	319 11,1 5	316 52,3 1	313 93,4 7	311 34,6 3	308 75,8 0	306 16,9 6	303 58,1 2	300 99,2 8	298 40,4 4
Energia Excedente (kWh)		221 2,00	214 1,22	212 5,73	211 0,25	209 4,76	207 9,28	206 3,80	204 8,31	203 2,83	201 7,34	200 1,86	198 6,38	197 0,89	195 5,41	193 9,92	192 4,44	190 8,96	189 3,47	187 7,99	186 2,50	184 7,02	183 1,54	181 6,05	180 0,57	178 5,08
Tarifa Média Evitada	0,1 662	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €	0,16 62 €

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
a (€/kWh)																											
Energia Consumida (€)	66 €	948,03 €	905,01 €	862,00 €	818,99 €	775,98 €	732,96 €	689,95 €	646,94 €	603,93 €	560,91 €	517,90 €	474,89 €	431,88 €	388,86 €	345,85 €	302,84 €	259,83 €	216,81 €	173,80 €	130,79 €	87,77 €	44,76 €	1,001,75 €	958,74 €		
Energia Excedente (€)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	
Manutenção Anual (€)	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	300,00 €	
Cash Flow (€)	- 74,685,00 €	5,844,66 €	5,648,03 €	5,605,01 €	5,562,00 €	5,518,99 €	5,475,98 €	5,432,96 €	5,389,95 €	5,346,94 €	5,303,93 €	5,260,91 €	5,217,89 €	5,174,88 €	5,131,86 €	5,088,85 €	5,045,84 €	5,002,83 €	4,959,81 €	4,916,80 €	4,873,79 €	4,830,77 €	4,787,76 €	4,744,75 €	4,701,74 €	4,658,74 €	
Cash Flow Atualizado (€)	- 74,685,00 €	5,702,10 €	5,375,87 €	5,204,81 €	5,038,90 €	4,877,98 €	4,721,92 €	4,570,85 €	4,423,78 €	4,281,71 €	4,143,64 €	4,009,58 €	3,879,52 €	3,753,47 €	3,631,43 €	3,513,39 €	3,399,35 €	3,287,31 €	3,180,27 €	3,075,23 €	2,974,19 €	2,876,15 €	2,781,11 €	2,688,07 €	2,599,03 €	2,512,88 €	
Cash Flow Atualizado Acumulado (€)	- 74,685,00 €	- 68,982,90 €	- 63,607,02 €	- 58,402,21 €	- 53,485,31 €	- 48,763,41 €	- 43,192,85 €	- 39,769,07 €	- 34,487,62 €	- 30,344,20 €	- 26,334,63 €	- 22,454,83 €	- 18,700,86 €	- 14,068,89 €	- 7,555,20 €	- 4,156,19 €	- 868,35 €	2,311,72 €	5,387,32 €	8,361,66 €	11,237,84 €	14,018,89 €	16,707,74 €	19,307,22 €	21,820,10 €		
VAL																											21 287,90 €
TIR																											2%
Payback																											17,18

