



Instituto Politécnico de Tomar

Escola Superior de Tecnologia de Tomar

Sérgio Miguel da Costa Godinho

Sistemas para Autoconsumo

Relatório de estágio

Orientado por:

Professor Doutor Jorge Guilherme – Instituto Politécnico de Tomar

apresentado ao Instituto Politécnico de Tomar

para cumprimento dos requisitos necessários

à obtenção do grau de Mestre

em Engenharia Eletrotécnica – Especialização em Controlo e Eletrónica Industrial

Dedico este trabalho a todas a pessoas que acreditaram em mim

Resumo

Este relatório foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular de estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica com especialização em Controlo e Eletrónica Industrial, demonstra a atividade desenvolvida como estagiário na empresa CRITICAL KINETICS, Unip.

As energias renováveis surgiram para melhorar o ambiente pois são uma solução 100% limpa, que reduz as emissões de gases que contribuem para o efeito de estufa, reduzindo desta forma a dependência nos recursos fósseis contribuindo para a independência energética.

Neste relatório está contida toda a informação adquirida em sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico, desde a Análise Consumos, Dimensionamento, Análise Técnica dos Sistemas de Autoconsumo Fotovoltaico, Análise Técnica, Estudos Económicos-Financeiros, Orçamentação, até à Montagem destes Sistemas.

Palavras-chave: Autoconsumo Fotovoltaico, Inversores, Módulos Fotovoltaicos, Viabilidade Económica, Bombagem Solar.

Abstract

This report was developed within the Master Degree in Electrical Engineering, with specialization in Control and Industrial Electronics, and demonstrates the developed activity during a traineeship in CRITICAL KINETICS, Unip.

The renewable energies have come up to improve the environment because they are a 100% clean solution, once it reduces the gases emissions that contribute to the greenhouse effects and reduces the dependence on fossil fuels, making a major contribution the energy independence.

In this report there is all the information related to the knowledge acquired in Photovoltaic Autoconsumption system, through the analysis of customers consumption, dimensioning of the project, technical analysis of the Photovoltaic Autoconsumption Systems, economic and financial studies, budgeting and assembling of the systems.

Keywords: Autoconsumption; Photovoltaics; Inverters; Photovoltaic Modules; Economic Viability, Solar Pumping.

Agradecimentos

Ao meu orientador Professor Jorge Guilherme que me ajudou e apoiou desde o início.

Ao diretor de curso pelos conselhos que me deu.

A todos os meus professores que me auxiliaram ao longo do meu percurso académico

Ao Engenheiro Hugo Barbosa, CEO da empresa CRITICAL KINETICS pelo apoio e disponibilidade prestada.

Aos meus amigos que me ajudaram e apoiaram direta e indiretamente, principalmente aos meus colegas Ana Oliveira, Beatriz Lopes, Bruno Pereira, Carlos Pereira, Cláudio Costa, Diogo Sucena, Edgar Vieira, Fábio Moreira, Filipe Braz, Juliana Mendes, Nelson Reis, Patrícia Oliveira, Paula Marques, Ricardo Silvestre, Rui Santos e Tiago Carvalho.

E principalmente à minha família pelo apoio incondicional.

Índice

Resumo	V
Abstract.....	VII
Agradecimentos	IX
Índice	XI
Índice de Figuras	XV
Listas de abreviaturas e siglas	XXI
Listas de símbolos	XXIII
1. Introdução.....	1
2. Apresentação da Empresa.....	3
2.1- Missão	5
2.2- Visão	5
2.3- Valores	5
3- Estado da Arte	7
3.1 – História da Tecnologia Fotovoltaica	7
3.2 – Evolução da Energia Fotovoltaica.....	13
3.3 – Energia Fotovoltaica em Portugal	14
4- Autoconsumo Fotovoltaico: Abordagem Tecnológica	19
4.1 -O que é um autoconsumo fotovoltaico?	19
4.2 - UPAC (Unidades de Produção Autoconsumo) vs UPP (Unidades de Pequena Produção)	19
4.3 -UPAC enquanto sistema isolado	22
4.3.1-Com armazenamento	22
4.3.2-Sem armazenamento.....	23

4.4	-Sistemas híbridos.....	23
4.5	-UPAC com ligação à RESP.....	24
4.6	-Módulos/células solares fotovoltaicas	25
4.6.1	-Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica.....	25
4.6.2	-Tipo de células fotovoltaicas.....	31
4.6.3	-Díodos <i>by-pass</i> e díodos de fileira	39
4.6.4	-Efeitos dos sombreamentos nos módulos fotovoltaicos.....	40
4.7	-Baterias de acumuladores – constituição e princípio de funcionamento.....	42
4.7.1	-Modelo de funcionamento de uma bateria	42
4.7.2	-Acumuladores de chumbo-ácido selados (VRLA – Valve Regulated Lead Acid)	44
4.7.3	-Baterias de íões de lítio	45
4.7.4	-Características das baterias de acumuladores.....	45
4.7.5	-Precauções na instalação de baterias	47
4.7.6	-Manutenção das baterias	48
4.8	-Regulador de carga	48
4.8.1	-Tipos de reguladores	49
4.9	-Inversores DC/AC	51
4.10	-Sistemas de monitorização	52
4.11	-Software para projetar um sistema de autoconsumo	54
5	- Autoconsumo: Projeto	55
5.1	-Análise de consumos	55
5.2	-Dimensionamento	57
5.2.1	-Modelação 3D em SketchUp.....	64
5.2.2	-Dimensionamento do sistema de autoconsumo no PVsyst	66
5.3	-Estudo da viabilidade económica	73

6-Bombagem Solar.....	81
6.1-Dimensionamento bombagem solar.....	83
7-Conclusões	89
8- Referências Bibliográficas	91
9-Anexos.....	95

Índice de Figuras

Figura 1- Departamentos da Critical Kinetics	3
Figura 2 - <i>Jöns Jacob Berzelius</i> (1779-1848) [13]	7
Figura 3 – <i>Alexandre Edmond Becquerel</i> (1820-1891) [15]	8
Figura 4 - <i>Willoughby Smith</i> (1828-1891) [12]	8
Figura 5 – <i>William Adams</i> (1836-1915) [17].....	9
Figura 6 – <i>Heinrich Hertz</i> (1857-1894)[18]	9
Figura 7- <i>Wilhelm Hallwachs</i> (1859-1922) [19]	10
Figura 8 – <i>Robert Andrews Millikan</i> (1868-1953) [20].....	10
Figura 9- <i>Jan Czochralski</i> (1885-1953) [21].....	11
Figura 10 - <i>Albert Einstein</i> (1879-1955) [22].....	11
Figura 11 – VANGUARD-1 [23].....	12
Figura 12 – EXPLORER-6 [24]	12
Figura 13 – NIMBUS [25].....	13
Figura 14 – Taxa de dependência energética [27]	15
Figura 15 – Irradiação Solar na Europa [29]	16
Figura 16 - Irradiação em Portugal [30]	16
Figura 17 – Potência Instalada [31]	17
Figura 18 – Produção Anual [31]	17
Figura 19 – Central Fotovoltaica da Amareleja [32].....	18
Figura 20 – Exemplo de uma UPAC	20
Figura 21 – Processo relativo ao licenciamento de uma UPAC com potência superior a 1500W [34].....	20
Figura 22 – Exemplo de uma UPP	21
Figura 23 – Processo relativo ao licenciamento de uma UPP [34]	21
Figura 24 - Sistema fotovoltaico isolado com armazenamento.....	22
Figura 25 – Sistema fotovoltaico isolado sem armazenamento	23
Figura 26 – Sistema Híbrido Isolado [35]	24
Figura 27 – Célula fotovoltaica e modelo equivalente ideal alimentando uma carga Z [37]	25
Figura 28-Circuito Equivalente e curva característica da célula sem luz solar [37]	26

Figura 29 – Descolamento das curvas I-V de uma célula exposta à escuridão [37].....	27
Figura 30 - Circuito Equivalente e curva característica da célula irradiada [37].....	28
Figura 31 – Curvas I-V, sob condição de incidência de irradiação solar [37].....	28
Figura 32 – Circuito equivalente do modelo real de uma célula fotovoltaica [37].....	30
Figura 33 – Influência da resistência em série na célula fotovoltaica [37].....	31
Figura 34 – Influência da resistência em paralelo na célula fotovoltaica [37].....	31
Figura 35 – Células de silício monocristalino [39].....	32
Figura 36 – Células de silício policristalino [39].....	32
Figura 37 – Célula de Silício de Amorfo [39].....	33
Figura 38 – Célula fotovoltaica, Painel fotovoltaico e Instalação fotovoltaica [17].....	33
Figura 39 – Ligação das células no módulo Fotovoltaico [40].....	34
Figura 40 – Constituição de um módulo fotovoltaico [37].....	34
Figura 41 – Módulo fotovoltaico em pormenor [37].....	34
Figura 42 – Constituição do módulo fotovoltaico [37].....	35
Figura 43 – Ligação interna de um módulo fotovoltaico [37].....	35
Figura 44 – Curva característica da célula fotovoltaica [37].....	36
Figura 45 – Calculo para o fator de forma [37].....	38
Figura 46 – Calculo para o fator de forma [37].....	39
Figura 47- Díodo <i>by-pass</i> num módulo fotovoltaico [37].....	40
Figura 48 – Díodos de <i>by-pass</i> e díodos de fileira [37].....	40
Figura 49 – Fileira fotovoltaico com um módulo sombreado [37].....	41
Figura 50 – Módulo fotovoltaico sombreado com díodos de <i>by-pass</i> [37].....	42
Figura 51 – Circuito equivalente da uma bateria [43].....	43
Figura 52 – Bateria de chumbo-ácido selada [41].....	44
Figura 53-Bateria AGM [44].....	45
Figura 54 – Bateria de íões de lítio [45].....	45
Figura 55 – Regulador de Carga [46].....	49
Figura 56 – Regulador de carga em serie [41].....	50
Figura 57-Regulador de carga em paralelo [41].....	51
Figura 58 – Regulador MPPT [41].....	51
Figura 59 - Inversor Fronius® [48].....	52
Figura 60 - Sistema de monitorização Solar Log [50].....	53

Figura 61 – Telecontagem da EDP em Excel.....	56
Figura 62 – Importação dos valores da telecontagem para a folha desenvolvida pela CK .	57
Figura 63 – Excerto da folha de Excel a ser importada para o <i>software</i> PVsyst.....	57
Figura 64 – <i>Software</i> de modelação 3D em SketchUp.....	64
Figura 65 – Georreferenciação do sistema de autoconsumo fotovoltaico.....	64
Figura 66 – Modelação do edifício onde vai ser instalado o sistema de autoconsumo fotovoltaico.....	65
Figura 67 – Introdução de valores do Skelion.....	65
Figura 68 – Modelo 3D do edifício com a instalação fotovoltaico numa estrutura complanar	66
Figura 69 – Georreferenciação no PVsyst.....	67
Figura 70 – Inclinação da estrutura dos módulos fotovoltaicos	67
Figura 71 – Escolha dos módulos fotovoltaicos e inversores.....	68
Figura 72 – Gráfico do dimensionamento do <i>array</i>	69
Figura 73 – Seleção da secção dos cabos fotovoltaicos	69
Figura 74 – Esquema de ligação do sistema fotovoltaico	70
Figura 75 – Escolha das variáveis para o projeto	71
Figura 76 – Consumos e previsões da instalação fotovoltaica	72
Figura 77 – Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico	72
Figura 78 - Seleção da tarifa.....	74
Figura 79 – Gráfico com os consumos	75
Figura 80 – Representação gráfica do período de retorno de investimento	76
Figura 81 – Tabela resumo	79
Figura 82 - Bomba helicoidal e bomba centrífuga	81
Figura 83 - Disposição do sistema de bombagem solar [53].....	84
Figura 84 - Escolha do sistema de bombagem	85
Figura 85 – <i>Software</i> COMPASS 3.1 (painel introdução parâmetros)	85
Figura 86 – Caudal diário e caudal horário	87
Figura 87 – Médias diárias do sistema de bombagem.....	87
Figura 88 – Esquema elétrico de ligação dos módulos fotovoltaicos.....	88

Índice de Tabelas

Tabela 1 - UPAC vs UPP [36].....	21
Tabela 2 - Dados do módulo fotovoltaico [51]	59
Tabela 3 – Dados do inversor <i>Fronius Symo 20.0-3-M</i> de 20kW [52]	60
Tabela 4 – Input dos valores das variáveis	73
Tabela 5 – Tabela do ciclo horário (tetra-horário)	74
Tabela 6 – Considerações para o estudo económico-financeiro.....	75
Tabela 7 – Indicadores revelantes para estudo económico-financeiro	76
Tabela 8 – Valores da tarifa de energia elétrica com base no aumento percentual anual para os diferentes períodos horários	77
Tabela 9 – Valores de energia elétrica utilizados para autoconsumo e poupança mensal ..	78

Listas de abreviaturas e siglas

AC – Corrente Alternada

AGM – *Absorbent Glass Material*

AQS - Águas Quentes Sanitárias

CIAF -Curso Intensivo em Autoconsumo Fotovoltaico

CIEG – Índice Económico Geral

CK – Critical Kinetics

CNAF – Congresso Nacional de Autoconsumo Fotovoltaico

CUR – Comercializador de Último Recurso

DC – Corrente Contínua

DC/AC – Corrente Contínua para Corrente Alternada

DC/DC – Corrente Contínua para Corrente Contínua

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

DOD – *Depth of Discharge*

DSP – Processo digital de sinal

EDP – Energia de Portugal

Eng.º- Engenheiro

EPIA -*European Photovoltaic Industry Association*

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FV – Fotovoltaico

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

MPPT – *Maximum Power Point Tracking*

PRIA – *Payback* com atualização de capital

PV – *Photovoltaic*

RESP – Rede elétrica de serviço público

ROI – *Return on Investment*

ORD – Operador da Rede de Distribuição

SEN- Sistema Elétrico Nacional

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

TON – Toneladas

UPAC - Unidades de Produção Autoconsumo

UPP - Unidades de Pequena Produção

VAL – Valor Atualizado Líquido

VRLA – *Valve Regulated Lead Acid*

VBA – Visual Basic Applications

S. – São

SRUP – Sistema de Registo de Unidades Produção

STC – *Standard Test Conditions*

3D – Três Dimensões

Listas de símbolos

A – Ampere

CdS - Sulfureto de Cádmió

GaAs - Arseneito de Gálio

Ge- Germânio

GW - GigaWatt

I – Corrente

I-V – Relação entre corrente e tensão

kW- kilo Watt

kWh – kilo Watt hora

kWh/mês – kilo Watt hora por mês

kWn – kilo Watt nominal

kWp- kilo *Watt* pico

MWp – Mega *Watt* pico

m – metros

mm – milímetros

mm² – milímetros quadrados

MW-Mega *Watt*

Pn – Potência nominal

Pp – Potência de pico

Si - Silício

U – Tensão

V – Volt

Wp – Watt pico

W/m² – Watt por metro quadrado

€ - Euro

€/mês – Euro/mês

€/kWh – euro por kilo Watt hora

% -Percentagem

® - Registrado

°C – Graus Celsius

°K – Graus Kelvin

1. Introdução

Na realização deste estágio foi importante possuir conhecimentos sobre energias renováveis, em especial, sistemas fotovoltaicos. Para melhorar os conhecimentos adquiridos na disciplina de Geração e Armazenamento de Energia a empresa proporcionou-me formação, com a participação no curso CIAF que consiste no estudo em sistemas de autoconsumo com uma duração de 40 horas. Este curso foi importante, já que permitiu adquirir conhecimento dos vários sistemas de autoconsumo.

Portugal é um país com poucos recursos fósseis, nomeadamente, petróleo, gás natural e carvão mineral, o preço destes recursos oscilam em função da oferta e da procura dos mercados.

A dependência energética acentuou-se nos últimos anos, para responder a esta problemática surge a implementação de energias renováveis, como a Eólica e a Fotovoltaica.

A energia produzida é 100% limpa (no local onde está a ser produzida) e reduz as emissões de gases que contribuem para o efeito de estufa. O investimento em energias renováveis contribui para a independência energética.

A produção descentralizada de energia apresenta, como vantagem geral, o consumo nas imediações do local da produção, sendo o excedente injetado na RESP para chegar a lugares mais remotos.

Neste relatório irei descrever dois projetos que realizei na empresa, projetos de energia fotovoltaica que estão nos capítulos 5 e 6, um de autoconsumo fotovoltaico e o outro de bombagem solar. Estes dois projetos foram dois dos vários que elaborei ao longo deste estágio.

2. Apresentação da Empresa

A Critical Kinetics Unip., à frente denominada apenas por CK, é uma empresa na área das energias renováveis, apostando forte na Energia Solar.

A CK tem a sua sede localizada em Torres Novas, tem escritórios espalhados pelo país em Lisboa, Montemor-o-Velho, Matosinhos e S. Brás de Alportel.

A empresa possui vários departamentos como está demonstrado na seguinte figura 1.

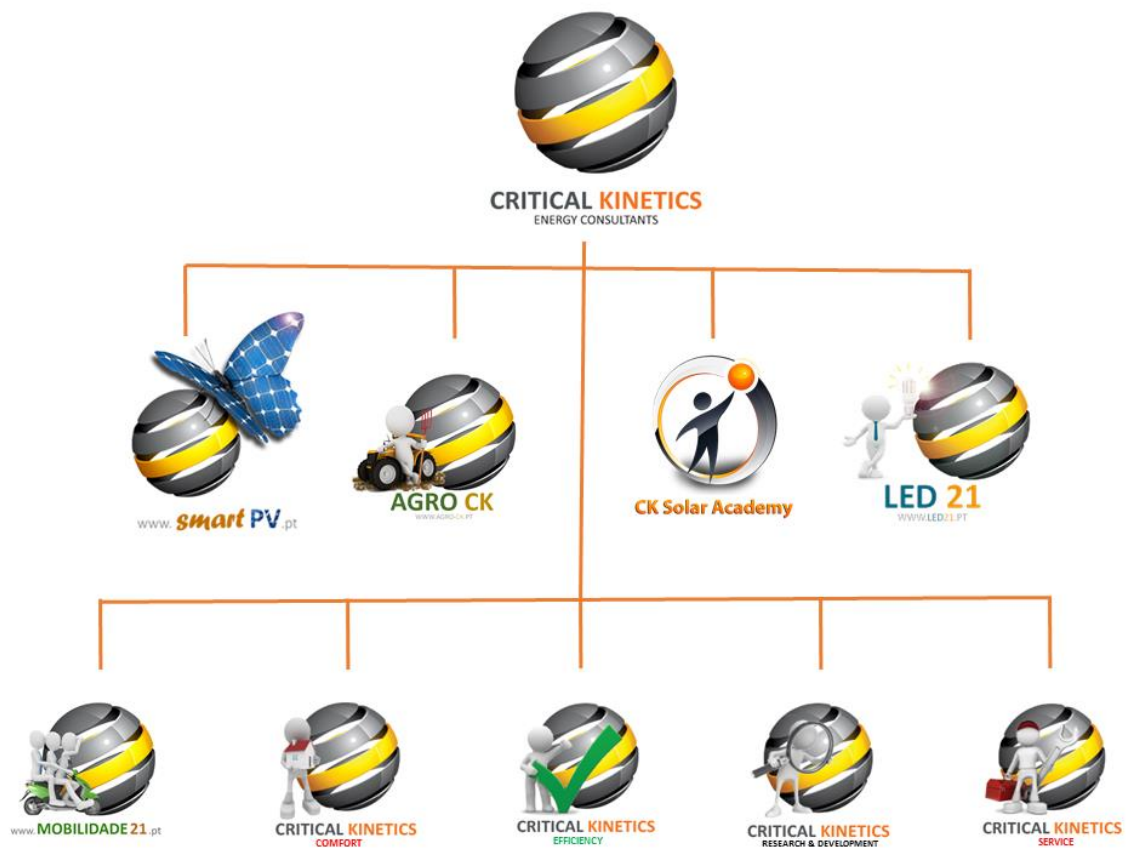


Figura 1- Departamentos da Critical Kinetics

A SMARTPV tem soluções para autoconsumo, oferece uma gama de produtos e serviços tecnológicos. Este departamento conta com um serviço personalizado que associa soluções de energia solar fotovoltaica adaptadas a cada cliente [1].

A AGRO CK foi concebida para apoiar e apresentar soluções tecnológicas para os setores da agroindústria. Estes setores da atividade económica podem beneficiar de soluções tecnológicas com vista a melhorar o desempenho e eficiência dos seus negócios, com destaque para a utilização das energias renováveis, principalmente com o aproveitamento da Energia Solar [2].

A CK Solar Academy como o nome indica é uma academia de formação que tem como objetivo oferecer formação na área Energia Solar, onde se considera que a oferta de mercado é escassa ou de qualidade insuficiente. A CK Solar Academy leciona em diversos países de língua portuguesa (Angola, Brasil e Moçambique). Os cursos lecionados são certificados pela AHPTUS- Academia de Competências. Também este departamento organiza eventos anuais como o CNAF e a AGROTECNOLÓGICA [3].

O departamento LED 21 é especializado em iluminação, tem como missão satisfazer as necessidades luminotécnicas de todo o tipo de consumidores, do sector residencial, serviços ou do sector industrial de uma forma eficiente [4].

O departamento da Mobilidade 21 apresenta uma gama de veículos elétricos amigos do ambiente, que vão ao encontro das necessidades de mobilidade [5].

CK COMFORT apresenta as melhores soluções de climatização e produção de AQS de Base Renovável e Convencional [6].

A CK EFFICIENY oferece soluções de Eficiência Energética, serviços de Certificação Energética e Auditorias Energéticas [7].

A Research & Development é o departamento que aposta no trabalho dos recém-licenciados, a CK acolhe alunos finalistas, de diversas instituições, possibilitando-lhes um contacto próximo com a realidade de projeto e obra, promovendo, em simultâneo, condições para que desenvolvam os seus trabalhos de investigação. A CK tem protocolo com o Instituto Politécnico de Tomar, Instituto Politécnico de Leiria, Universidade de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Universidade Católica Portuguesa, Escola Profissional de Almada e Instituto Superior de Engenharia de Coimbra [8].

2.1- Missão

As preocupações ambientais, sociais e económicas assumem um papel fundamental numa sociedade que augura por um desenvolvimento sustentável. Considerando esta premissa, a CK trabalha diariamente com o objetivo de promover um uso tão racional quanto possível dos recursos energéticos disponíveis sejam eles finitos ou renováveis. A empresa foi criada com o objetivo de ser a primeira organização em Portugal a juntar o saber fazer ao saber ensinar numa área de conhecimento tão específica quanto a da Energia Solar [9].

2.2- Visão

A CK visa conquistar a confiança de todos os seus clientes sendo eles particulares, empresas e instituições e afirmar-se como entidade reconhecida no mercado de Energia [10].

Ao trabalhar, dia após dia, para construir uma estrutura sólida, que garanta condições dignas a todos os colaboradores e assim lhes permita alcançar a sua realização profissional e humana. Quer ser uma empresa conhecida pela vontade de fazer bem, pela disponibilidade para partilhar oportunidades com outras entidades já instaladas no mercado e crescer em conjunto com elas [10].

2.3- Valores

Os valores da empresa são a dedicação, inovação, seriedade, profissionalismo, confiança, respeito, ambição, transparência e lealdade. São estes os valores que a empresa oferece ao mercado, para criar laços com o cliente [11].

3- Estado da Arte

Nestas seções vai-se falar da história e evolução da energia fotovoltaica

3.1 – História da Tecnologia Fotovoltaica

Tudo começa com uma ideia de transformar irradiação solar em energia elétrica.

Em 1817, o químico sueco *Jöns Jacob Berzelius* descobre o elemento químico do Selênio [12].



Figura 2 - *Jöns Jacob Berzelius* (1779-1848) [13]

Em 1839, *Alexandre Edmond Becquerel*, físico experimental francês, descobriu o efeito fotovoltaico num eletrólito. Foi o primeiro a observar que placas metálicas, de platina ou prata mergulhadas num eletrólito, produzem uma diferença de potencial quando expostas à luz. Embora não reconhecido pela ciência, mesmo sendo o primeiro componente fotovoltaico criado [13] [14].



Figura 3 – *Alexandre Edmond Becquerel* (1820-1891) [15]

Em 1873, engenheiro eletrotécnico inglês *Willoughby Smith* descobriu o efeito fotovoltaico num material semiconductor, o Selênio. Este provou que este material possuía a propriedade de transformar energia luminosa em energia elétrica. [12].



Figura 4 - *Willoughby Smith* (1828-1891) [12]

Em 1877 o físico e engenheiro *William Grylls Adams* e *Richard Evans Day* construíram a primeira célula fotovoltaica baseada em dois elétrodos de selênio que produzem corrente elétrica quando expostos à irradiação [16].



Figura 5 – *William Adams* (1836-1915) [17]

Em 1883 *Charles Fritts*, um inventor americano, descreveu as primeiras células solares construídas a partir de “*wafers*” de Selênio [17].

Heinrich Hertz em 1887 descobriu que a influência da irradiação ultravioleta na descarga elétrica provoca uma faísca entre dois elétrodos do metal [17].



Figura 6 – *Heinrich Hertz* (1857-1894)[18]

Hallwachs em 1904 descobriu que uma combinação de metais eram sensíveis à luz [17].



Figura 7- *Wilhelm Hallwachs* (1859-1922) [19]

Millikan forneceu a prova experimental do efeito fotoelétrico [17].



Figura 8 – *Robert Andrews Millikan* (1868-1953) [20]

Em 1918 o cientista polaco *Czochralski* desenvolveu um processo de crescimento de cristais de Silício a partir de um único cristal [17].



Figura 9-*Jan Czochralski* (1885-1953) [21]

Em 1923 *Albert Einstein* recebeu o prêmio Nobel pelos trabalhos do efeito fotoelétrico [17].

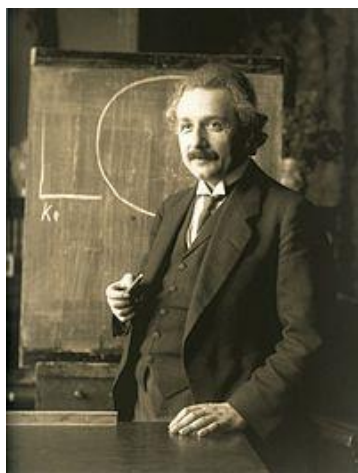


Figura 10 - *Albert Einstein* (1879-1955) [22]

Entre 1940 a 1950 desenvolve-se o método *Czochralski* para obtenção de Silício de elevado grau de pureza, sob a forma de lingote monocristalino, para fins industriais [17].

Em 1951 foi possível produzir células a partir de um único-cristal de Germânio [17].

Em 1954 *Gerald Pearson, Robert Fuller e Daryl Chapin* procederam à realização prática da primeira célula solar de Si monocristalino. Também nesse ano *Welker* fez a descoberta do efeito fotovoltaico no Arseneito de Gálio (GaAs), e em cristais de Sulfureto de Cádmiio (CdS), por *Reynolds e Leies* [17].

Em 1956 começaram-se a usar as primeiras aplicações terrestres da conversão fotovoltaica como as luzes de flash, bóias de navegação ou telecomunicações [17].

Em 1958 na história aeroespacial foi aplicado painéis fotovoltaicos no VANGUARD-1 que continuaram com o satélite EXPLORER-6, a nave espacial NIMBUS (1964) com um sistema de 470 Wp, o observatório ORBITING (1966) com 1 kWp e o satélite OVI-13 (1968), lançado com dois painéis de CdS [17].



Figura 11 – VANGUARD-1 [23]



Figura 12 – EXPLORER-6 [24]



Figura 13 – NIMBUS [25]

Em 1959 foram realizadas as primeiras células de Si multicristalino [17].

Em 1963 no Japão, foi instalado num farol um sistema com 242Wp fotovoltaicos (o maior do mundo desse tempo) [17].

Em 1976 foram fabricadas as primeiras células de Si amorfo [17].

3.2 – Evolução da Energia Fotovoltaica

O grande impulso para o desenvolvimento fotovoltaico veio do petróleo, com a crise petrolífera de 1973, e o aumento do petróleo em 400%. Com este aumento levou a um forte investimento em programas de investigação para reduzir o custo de produção das células solares. A partir daí apareceram ideias inovadoras, como a utilização de novos materiais [14].

Nos anos 80 e 90 o investimento em programas de financiamento e de demonstração continuou, para encontrar alternativas aos combustíveis fósseis, para produção de energia elétrica [14].

“Os governos da Alemanha e do Japão foram os primeiros a compreender que a criação do mercado fotovoltaico não poderia basear-se apenas no desenvolvimento tecnológico, mas também ser incentivado por meio de incentivos no sentido de criar massa crítica no mercado. Um estudo financiado pela Comissão Europeia, o MUSIC FM, mostrou recentemente que, utilizando tecnologia atual melhorada apenas por investigação focada com resultados previsíveis, uma fábrica de painéis solares com um nível de produção da ordem dos 500 MW anuais levaria a uma redução dos custos dos painéis solares para valores competitivos com a eletricidade convencional (1 euro/Wp). Estes resultados vêm confirmar que esta tecnologia não está longe de se tornar competitiva, e que as economias de escala são determinantes” [26].

“O apoio político foi aliás o catalisador de um desenvolvimento exponencial, em 1999 o total acumulado de painéis solares atingia 1 GW, para duplicar três anos depois. Como era esperado, o desenvolvimento tecnológico do fotovoltaico acompanhou esse crescimento. Em 1998 foi atingida a eficiência de conversão recorde de 24,7% (em laboratório) com células em silício monocristalino, e em 2005, cientistas do alemão *Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems* anunciaram uma eficiência superior a 20% para células em silício multicristalino. Entretanto, com células solares com configurações mais complexas, as chamadas células em cascata, que consistem na sobreposição de várias células semicondutoras otimizadas para diferentes comprimentos de onda da irradiação, permitem já atingir rendimentos de conversão superiores a 34%” [26].

3.3 – Energia Fotovoltaica em Portugal

Portugal é um país com escassos recursos energéticos fósseis, a escassez desses recursos conduz a uma elevada dependência energética do exterior, nomeadamente das importações de fontes primárias de origem fóssil. Assim houve um investimento em energias renováveis, para lutar contra a dependência energética

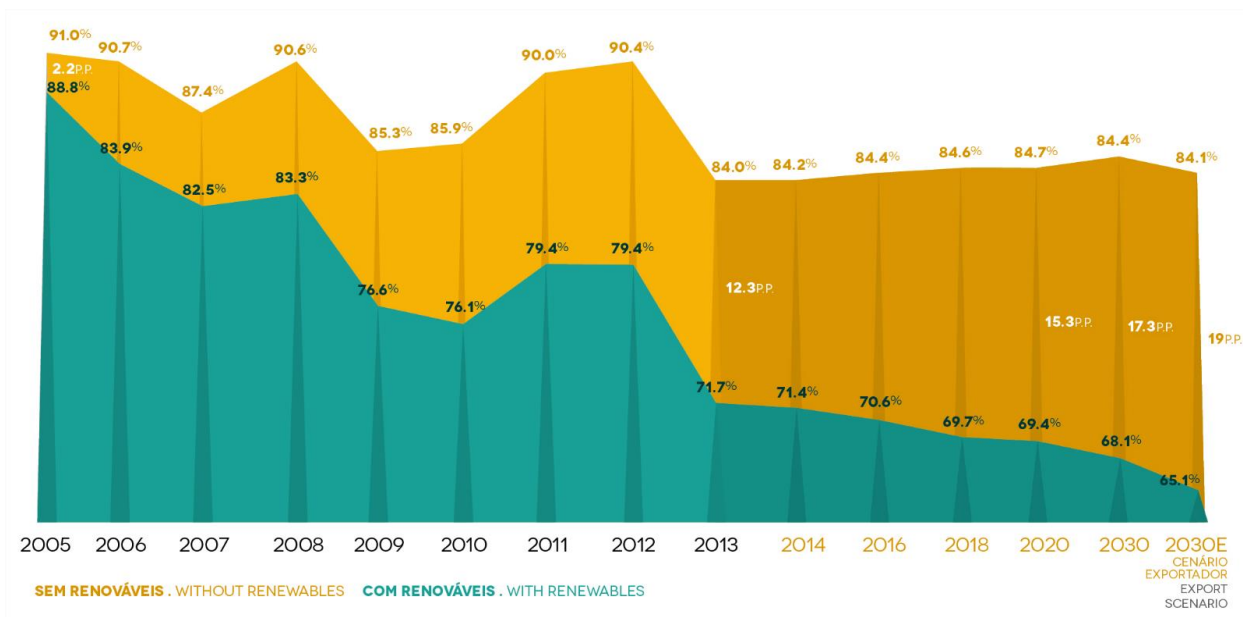


Figura 14 – Taxa de dependência energética [27]

As energias renováveis foram vistas pelo governo português como essenciais no desenvolvimento económico, energético e social do País, sendo mesmo uma das principais bandeiras do governo do Eng.º José Sócrates [28].

Hoje, a crise económica e a política de austeridade, em Portugal, retirou às energias renováveis parte da sua importância no contexto socioeconómico do País. Na verdade, e apesar de Portugal ser um dos países da Europa com maior exposição solar (como se pode ver nas figuras 15 e 16), ele é somente o 12º do ranking dos maiores produtores de energia solar na Europa, segundo a EPIA [28].

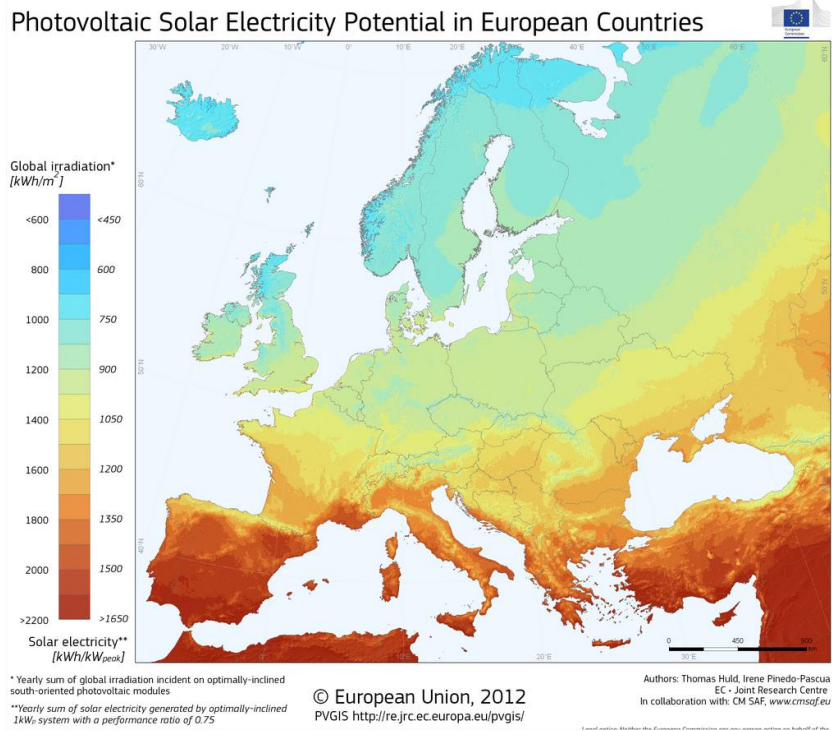


Figura 15 – Irradiação Solar na Europa [29]

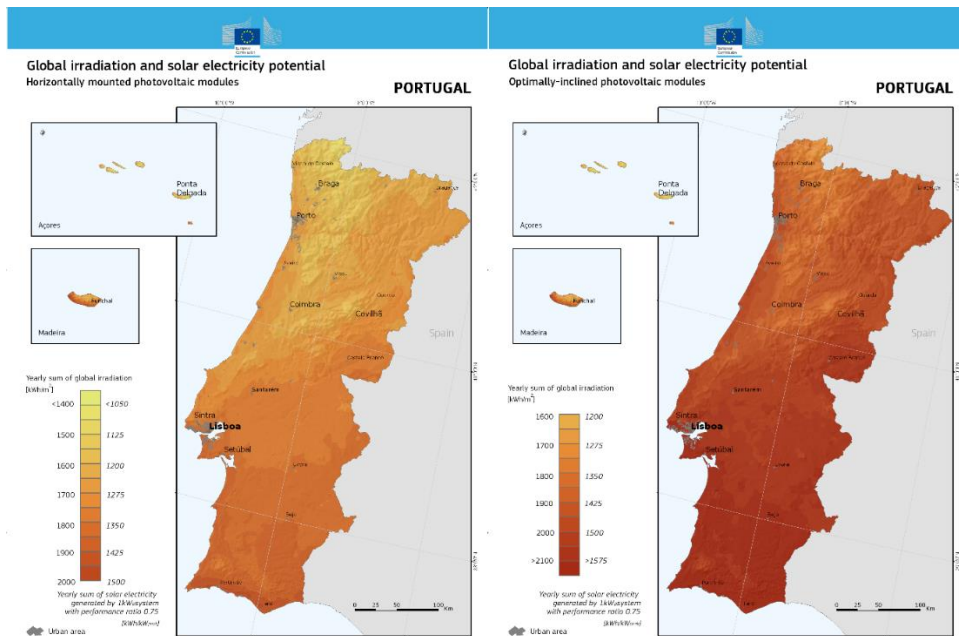


Figura 16 - Irradiação em Portugal [30]

	Renováveis										Energia elétrica	Potência
	Potência Instalada (MW)											
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 fev		
Total Renovável	7 811	8 459	9 106	9 687	10 626	11 055	11 311	11 677	12 281	12 300		
Hídrica	4 855	4 857	4 884	4 898	5 332	5 539	5 535	5 571	6 024	6 024		
Grande Hídrica (>30MW)	4 234	4 234	4 234	4 234	4 666	4 877	4 877	4 916	5 360	5 360		
PCH (>10 e ≤ 30 MW)	288	288	290	290	290	288	288	284	292	292		
PCH (≤ 10 MW)	333	335	361	374	377	374	370	371	372	372		
Eólica	2 464	3 058	3 564	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 033	5 033		
Biomassa	348	350	408	592	575	564	564	539	566	566		
c/ cogeração	323	323	323	476	459	441	441	416	443	443		
s/ cogeração	25	27	85	116	116	123	123	123	123	123		
Resíduos Sólidos Urbanos	86	86	86	86	86	86	86	86	89	89		
Biogás	15	16	24	34	51	62	68	81	85	84		
Geotérmica	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29		
Fotovoltaica	15	62	110	134	175	244	299	418	456	474		
FV de concentração	0	0	0	0	0	0	0	6	9	9		

Figura 17 – Potência Instalada [31]

	Renováveis										Energia elétrica	Produção
	Produção Anual (GWh)											
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 fev ¹		
Total Renovável²	16 593	15 140	19 016	28 754	24 692	20 411	30 610	32 404	25 356	27 798		
Hídrica	10 449	7 298	9 009	16 547	12 114	6 660	14 868	16 412	9 762	11 888		
Grande Hídrica (>30MW)	9 405	6 281	7 648	14 454	10 615	5 683	12 931	14 168	8 633	10 478		
em bombagem	422	499	724	399	578	1 038	1 138	843	1 146	1 154		
PCH (>10 e ≤ 30 MW)	500	459	619	1 005	637	411	887	1 014	482	626		
PCH (≤ 10 MW)	544	558	742	1 088	862	566	1 050	1 229	647	784		
Eólica	4 036	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 609	12 004		
Biomassa³	1 549	1 500	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 530	2 391	2 326		
c/ cogeração	1 385	1 338	1 364	1 560	1 722	1 710	1 780	1 765	1 607	1 561		
s/ cogeração	164	163	349	665	745	786	736	765	784	765		
Resíduos Sólidos Urbanos	551	561	579	577	592	490	571	481	592	594		
Fração renovável	276	281	290	289	296	245	286	240	296	297		
Biogás	58	71	83	100	161	210	250	278	297	297		
Geotérmica	201	192	184	197	210	146	197	205	204	204		
Fotovoltaica	24	41	160	215	282	393	479	627	797	783		
Total normalizado (Diretiva 2009/28/CE)	17 593	18 737	20 411	22 905	25 094	25 438	26 195	27 532	27 539	27 061		
Hídrica normalizada	11 390	11 169	10 978	11 478	12 187	11 587	11 333	11 860	11 555	11 154		
Eólica normalizada	4 096	5 482	7 003	8 401	9 492	10 361	11 135	11 791	11 999	11 999		
Produção Bruta + Saldo Importador⁴	54 319	54 901	54 259	56 316	54 697	53 470	53 310	52 861	53 272	52 956		
% de renováveis (Real)	30.5%	27.6%	35.0%	51.1%	45.1%	38.2%	57.4%	61.3%	47.6%	52.5%		
% de renováveis (Diretiva)	32.4%	34.0%	37.5%	40.7%	45.9%	47.6%	49.1%	52.1%	51.7%	51.1%		

¹ Ano-móvel: março de 2015 a fevereiro de 2016.

² Exclui a fração não renovável de RSU.

³ Inclui resíduos vegetais, florestais e licres sulfíticos.

⁴ Produção Bruta + Saldo Importador é estimado para 2014 e 2015. Exclui a bombagem.

Figura 18 – Produção Anual [31]

Ao observar as figuras 17 e 18 até fevereiro de 2016 pode-se constatar que em Portugal, a potência instalada em fotovoltaico aumentou de ano para ano, como comprova a produção anual.

O maior parque de energia fotovoltaica em Portugal e o 133º maior parque do mundo, está situado na Amareleja, este parque solar tem uma potência 46 MWp [32].



Figura 19 – Central Fotovoltaica da Amareleja [32]

Este parque é composto na sua totalidade por seguidores solares. Estes seguidores seguem o movimento do sol ao longo do dia aumentando a produção dos módulos fotovoltaicos. Com este sistema a central consegue um rendimento anual 25 a 40% superior a um sistema fixo.

4- Autoconsumo Fotovoltaico: Abordagem Tecnológica

Nas próximas secções vai-se falar dos sistemas de autoconsumo, como está dividido os sistemas e a sua tecnologia.

4.1 -O que é um autoconsumo fotovoltaico?

O autoconsumo é a utilização de painéis solares fotovoltaicos para a produção de energia para consumo próprio com ou sem recurso a baterias.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três tipos:

- Sistemas isolados ou autónomos com ou sem armazenamento;
- Sistemas híbridos com ligação a mais de uma fonte de energia para além da fotovoltaica;
- Sistemas fotovoltaicos com ligação à RESP.

Toda a informação sobre a produção de energia destinada ao autoconsumo e à venda de RESP a partir de recursos renováveis está legislado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

4.2 - UPAC (Unidades de Produção Autoconsumo) vs UPP (Unidades de Pequena Produção)

As UPAC produzem para satisfazer necessidades de consumo das instalações a elas associadas. Pretende-se que uma larga percentagem da energia consumida nas instalações seja proveniente do sistema fotovoltaico, indo buscar a restante necessidade à RESP. Nas UPAC pretende-se uma adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, minimizando a injeção de energia na RESP [33].

No entanto, eventuais excedentes de produção, podem ser injetados na RESP, evitando o desperdício.

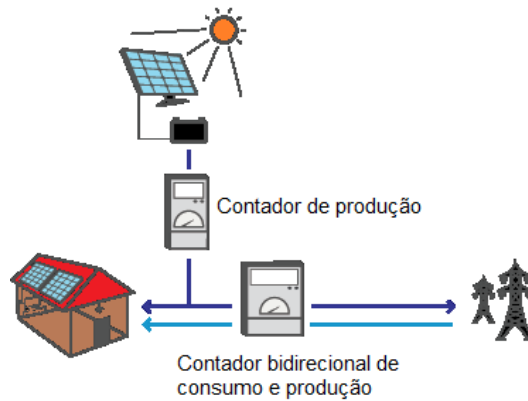


Figura 20 – Exemplo de uma UPAC

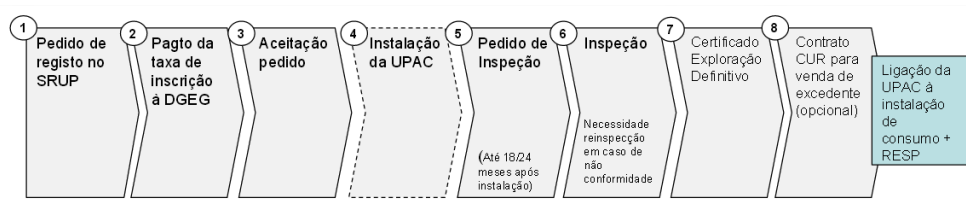


Figura 21 – Processo relativo ao licenciamento de uma UPAC com potência superior a 1500W [34]

A energia produzida por uma UPP é totalmente injetada na RESP. Neste tipo de instalação a produção proveniente do sistema fotovoltaico é injetada na totalidade na RESP. A instalação de consumo associada recebe toda a energia proveniente do respetivo comercializador. A atribuição da tarifa é baseada em leilão com desconto à tarifa base. Mantendo os requisitos de produção indexados ao consumo de eletricidade existente na instalação de consumo associada [35].

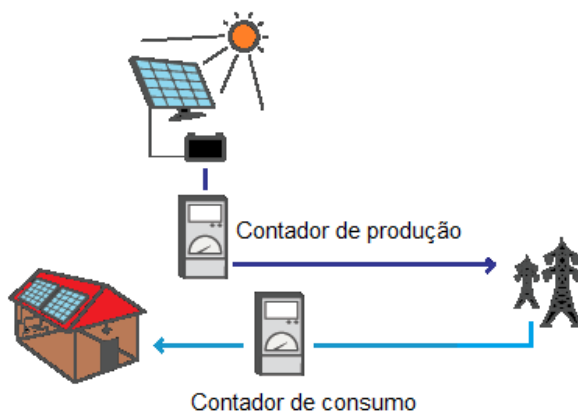


Figura 22 – Exemplo de uma UPP

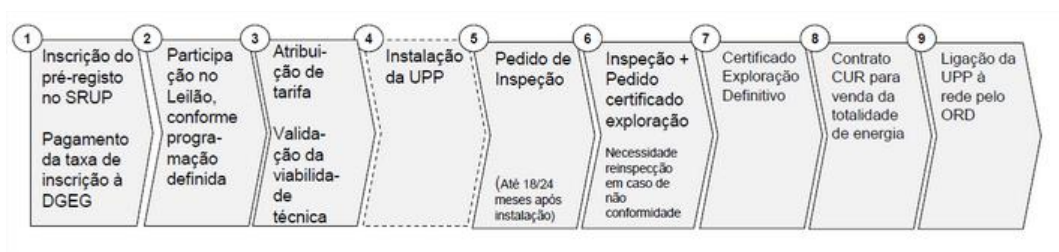


Figura 23 – Processo relativo ao licenciamento de uma UPP [34]

Tabela 1 - UPAC vs UPP [36]

	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
Fonte	<ul style="list-style-type: none"> Renovável e Não Renovável 	<ul style="list-style-type: none"> Renovável
Limite Potência	<ul style="list-style-type: none"> Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo 	<ul style="list-style-type: none"> Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo Potencia de ligação até 250 KW
Requisitos Produção	<ul style="list-style-type: none"> Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo Venda do excedente instantâneo ao CUR 	<ul style="list-style-type: none"> Produção anual < 2x consumo da instalação Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	<ul style="list-style-type: none"> Valor da "pool" para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado 	<ul style="list-style-type: none"> Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
Compensação	<ul style="list-style-type: none"> Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN 	<ul style="list-style-type: none"> n.a.
Contagem	<ul style="list-style-type: none"> Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW 	<ul style="list-style-type: none"> Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo Licenciamento	<ul style="list-style-type: none"> Processo gerido via plataforma electrónica Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW Licença de produção + exploração: >1MW 	<ul style="list-style-type: none"> Processo gerido via plataforma electrónica Registo + certificado de exploração Inspeções obrigatórias
Outros aspectos	<ul style="list-style-type: none"> Não existe quota de atribuição 	<ul style="list-style-type: none"> Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

4.3 -UPAC enquanto sistema isolado

Os sistemas isolados permitem que se tenha energia elétrica em pontos onde por exemplo não exista RESP. A energia produzida por um sistema fotovoltaico isolado vai ser utilizada para alimentar a instalação na totalidade.

As UPAC enquanto sistemas isolados, podem ser de dois tipos, com armazenamento e sem armazenamento.

4.3.1-Com armazenamento

Devido ao facto de o sistema fotovoltaico só gerar energia elétrica nas horas de sol, caso se pretenda usar energia elétrica fora destas horas tem de existir sistemas de armazenamento como é o caso das baterias, para além disso salvaguarda também os dias nublados ou chuvosos. Estes sistemas requerem um adequado dimensionamento das baterias e são muito dispendiosos. As baterias são dimensionadas de acordo com a necessidade do consumidor.

Um sistema isolado com armazenamento é constituído por um conjunto de painéis, uma ou mais baterias, um regulador de carga e/ou um inversor (o regulador de carga e o inversor podem estar no mesmo equipamento).



Figura 24 - Sistema fotovoltaico isolado com armazenamento

Nestes sistemas a utilização de inversores é imposto pelo tipo de cargas a alimentar, se por acaso as cargas forem alimentadas em DC, não existe necessidade de colocar inversor, apenas um regulador de carga, que vai gerir a carga das baterias.

Já existem no mercado, soluções em que o regulador de carga e inversor estão no mesmo equipamento, este tipo de solução está no entanto limitada pela potência da instalação.

4.3.2-Sem armazenamento

Estes sistemas são caracterizados pelo facto de só disponibilizarem energia durante as horas de sol, pelo que, a energia produzida tem de ser logo consumida.

Apesar deste facto estes sistemas podem ser bastante úteis por exemplo em sistemas de bombagem de água. Estes sistemas são mais baratos, pois não utilizam baterias.

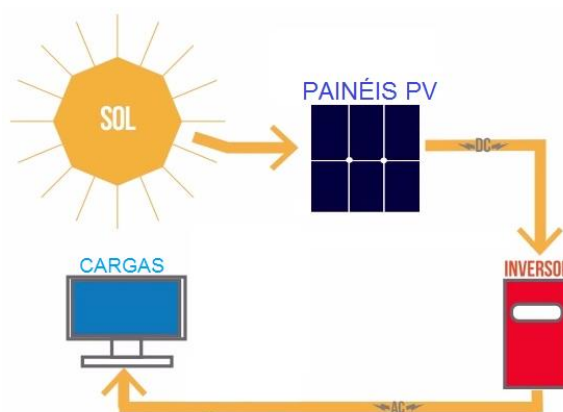


Figura 25 – Sistema fotovoltaico isolado sem armazenamento

4.4 -Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos consistem na fusão de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia. Estas podem assegurar a carga das baterias ou alimentar a própria instalação, na ausência de sol. As fontes de energia alternativas podem ser, um aerogerador ou um grupo gerador a combustível (diesel/gás), ou até com os dois, em último caso pode mesmo ser a RESP.

Estes sistemas têm de estar equipados com sistemas de controlo mais eficientes do que os isolados, já que tem a necessidade de colocar em funcionamento a “nova” fonte de energia em funcionamento quando não existe sol.

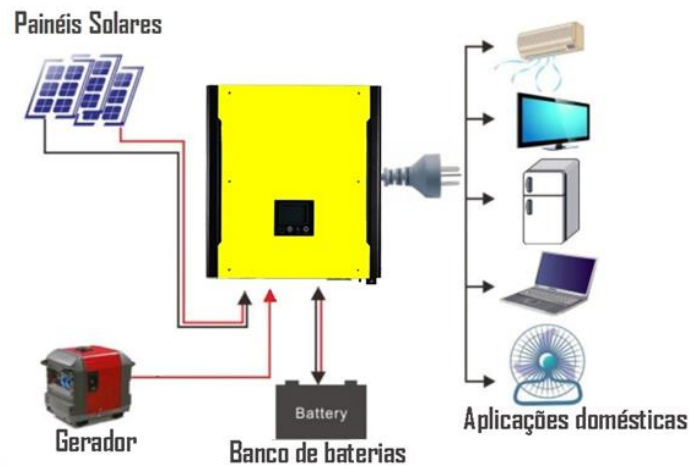


Figura 26 – Sistema Híbrido Isolado [35]

4.5- UPAC com ligação à RESP

Uma UPAC com ligação à RESP permite que a instalação tenha um sistema fotovoltaico e ao mesmo tempo esteja ligado à RESP.

Este tipo de sistemas podem dividir-se em sistemas com venda do excedente à rede ou sem venda do excedente.

No caso de o cliente optar por vender o excedente ao comercializador de energia, a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico é maioritariamente consumida na instalação sendo o excedente vendido a 0,045€ o kWh atualmente (sendo que este valor é atualizado anualmente).

No caso do cliente optar por não vender o excedente ou a instalação consegue absorver toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico ou o excedente é enviado para a RESP gratuitamente.

Este facto torna muito importante o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, já que a potência da UPAC não deve ser superior às necessidades da instalação para que não haja venda à RESP, ou o *Payback* do sistema fotovoltaico torna-o pouco atrativo.

4.6-Modulos/células solares fotovoltaicas

4.6.1-Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica

O comportamento de uma célula fotovoltaica é equivalente ao de um díodo de junção PN, na figura 27 está representado uma célula, esta tem o comportamento de uma fonte de corrente.

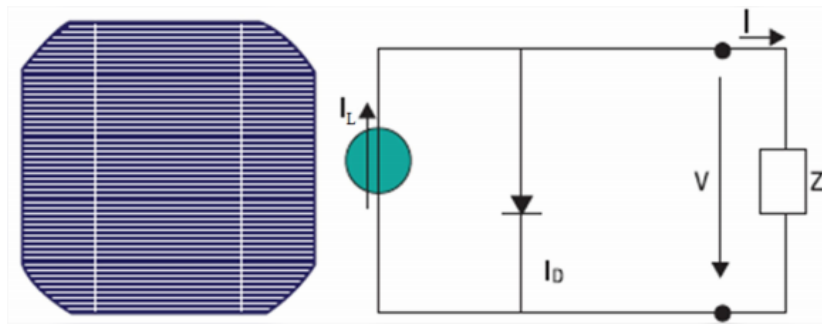


Figura 27 – Célula fotovoltaica e modelo equivalente ideal alimentando uma carga Z [37]

$$I(A) = I_L - I_D = I_L - I_D \times \left(e^{\frac{V}{m \times V_T}} - 1 \right) \quad (\text{Equação 1})$$

Em que:

I -corrente na carga

I_L - fonte de corrente , representa a corrente elétrica gerada pelo feixe de irradiação luminosa ao atingir a superfície ativa da célula

I_D -corrente através do díodo

m - representa o fator de idealidade do díodo

Z – carga

O V_T (potencial térmico) é obtido pela seguinte equação:

$$V_T(V) = \frac{k \times t}{q} \quad (\text{Equação 2})$$

Em que:

$k=1,38 \times 10^{-23}$, k é a contante de *Boltzman*

t é a temperatura da célula ($^{\circ}\text{K}$)

$q= 1,38 \times 10^{-23}\text{C}$, é a carga do eletrão

Quando não há irradiação solar incidente na célula fotovoltaica tem o comportamento representado na figura 28.

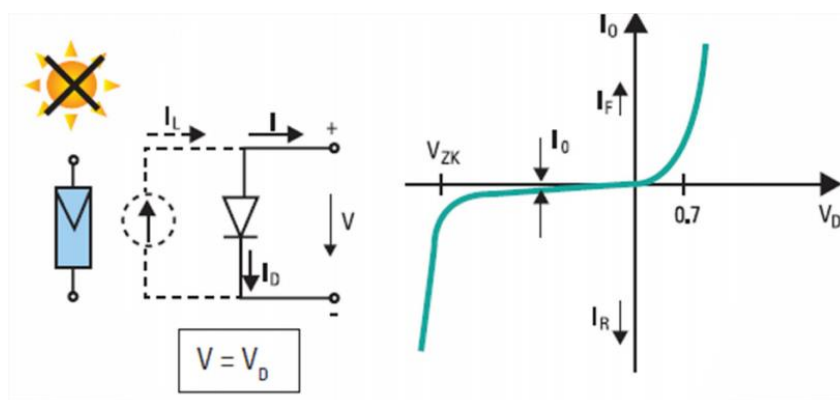


Figura 28-Circuito Equivalente e curva característica da célula sem luz solar [37]

A equação 3 diz qual a variação de intensidade da corrente I_D que se fecha através do díodo com uma diferença de potencial aos terminais, é a equação de *Shockley*:

$$I_D = I_0 \times \left(e^{\frac{v}{m \times V_T}} - 1 \right) \quad (\text{Equação 3})$$

Em que:

I_0 – É a corrente inversa máxima de saturação do díodo;

V – É a tensão aos terminais da célula;

m – É o fator de identidade do díodo (díodo ideal: $m=1$; díodo real: $m>1$);

V_t – É designado por potencial térmico

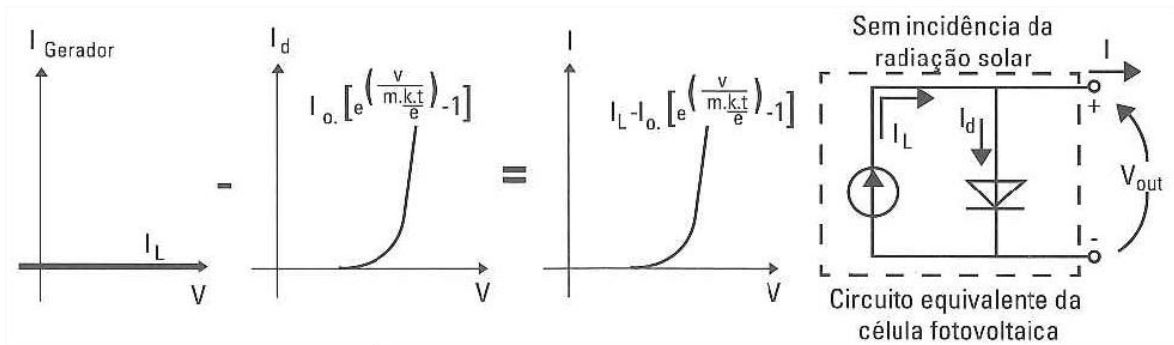


Figura 29 – Descolamento das curvas I-V de uma célula exposta à escuridão [37]

O valor da corrente de saída da célula é dado por:

$$I_D = I_0 \times \left(e^{\frac{V}{m \times V_T}} \right) \quad (\text{Equação 4})$$

Ao iluminar a célula, surgirá uma corrente elétrica (I_L), gerada pelo efeito fotoelétrico.

Quando a irradiação solar incide na célula fotovoltaica o díodo tem o comportamento que está representado na figura 30.

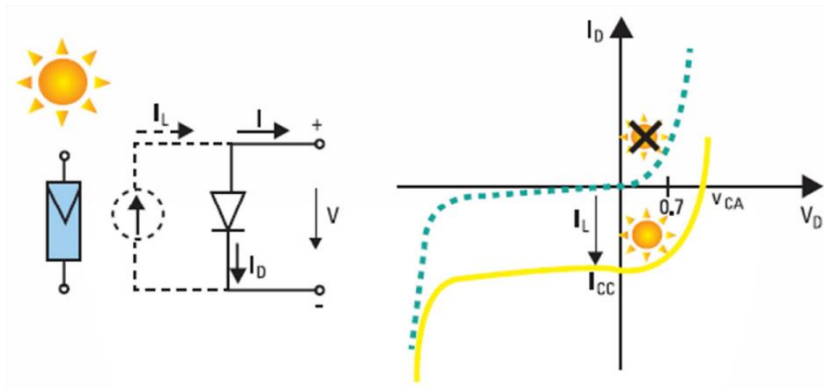


Figura 30 - Circuito Equivalente e curva característica da célula irradiada [37]

Quando há irradiação solar, a curva característica do díodo é desviada pela intensidade de corrente I_L na direção da polarização inversa como se pode ver na figura 31.

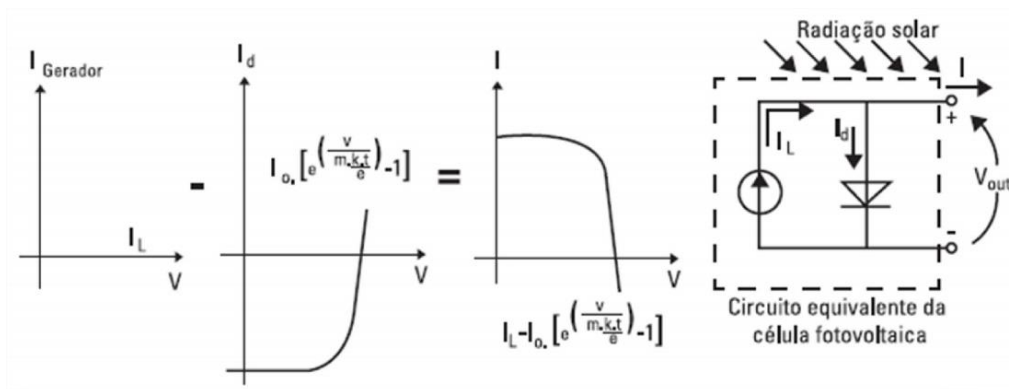


Figura 31 – Curvas I-V, sob condição de incidência de irradiação solar [37]

Quanto maior a intensidade da irradiação solar sobre a célula fotovoltaica, maior é o deslocamento da curva I-V sobre o eixo de referência.

$$I_{CC} = I_L \quad (\text{Equação 5})$$

A tensão máxima aos terminais da célula fotovoltaica em circuito aberto é V_{CA} , em que:

$$V_{CA} = m \times V_T \times \ln \left(1 + \frac{I_S}{I_0} \right) \quad (\text{Equação 6})$$

Resumindo, a célula fotovoltaica comporta-se como um díodo quando não há luz incidente nela, quando a célula está sob a irradiação solar comporta-se como uma fonte de corrente.

As condições nominais de teste STC, normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, são estipuladas com condições de referência:

$$\text{Irradiação incidente: } G^r = 1000W/m^2$$

$$\text{Temperatura: } \theta^r = 25 \text{ } ^\circ\text{C} < -> T^r = 298,16K$$

A corrente de curto-circuito é função de irradiação incidente, podendo o seu valor ser calculado da seguinte maneira:

$$I_{CC} = I_{CC}^r \times \frac{G}{G^r} \quad (\text{Equação 7})$$

O rendimento é a relação entre a potência de pico e a potência de irradiação incidente:

$$\eta^r = \frac{P_{max}^r}{A \times G^r} \quad (\text{Equação 8})$$

Em que:

A- é a área da célula.

Para outras condições de funcionamento, será:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \quad (\text{Equação 9})$$

Em que:

G – irradiação solar incidente

4.6.1.1-Modelo real de uma célula fotovoltaica

Na fig. 32 está representado o modelo real de uma célula fotovoltaica.

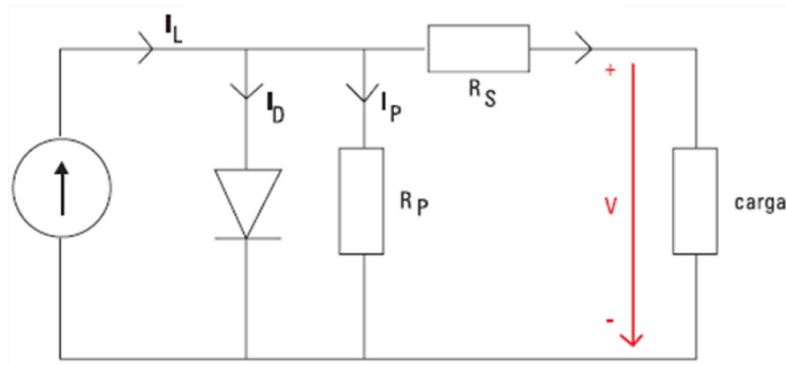


Figura 32 – Circuito equivalente do modelo real de uma célula fotovoltaica [37]

Este modelo contém as resistências R_S e R_P que estabelecem separadamente as perdas de tensão e de corrente.

A resistência em série (R_S) é a resistência da própria célula, está a representar as perdas por efeito *Joule*. Esta resistência que junta a resistência elétrica do material com a resistência dos contactos metálicos.

A resistência em paralelo (R_P) é a resistência do próprio fabrico e que caracteriza as correntes parasitas que circulam na célula devido às imperfeições da estrutura do material.

Estas duas resistências são responsáveis por baixar a curva de características da célula solar, também têm ambas influência na redução do fator de forma, assim como valores muito elevados na resistência série e valores muito baixos na resistência paralelo provocam uma redução na corrente de curto-circuito e na tensão de circuito aberto.

A corrente que chega à carga é determinada pela seguinte equação:

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \times \left(e^{\frac{V}{m \times V_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_S \times I}{R_P} \quad (\text{Equação 10})$$

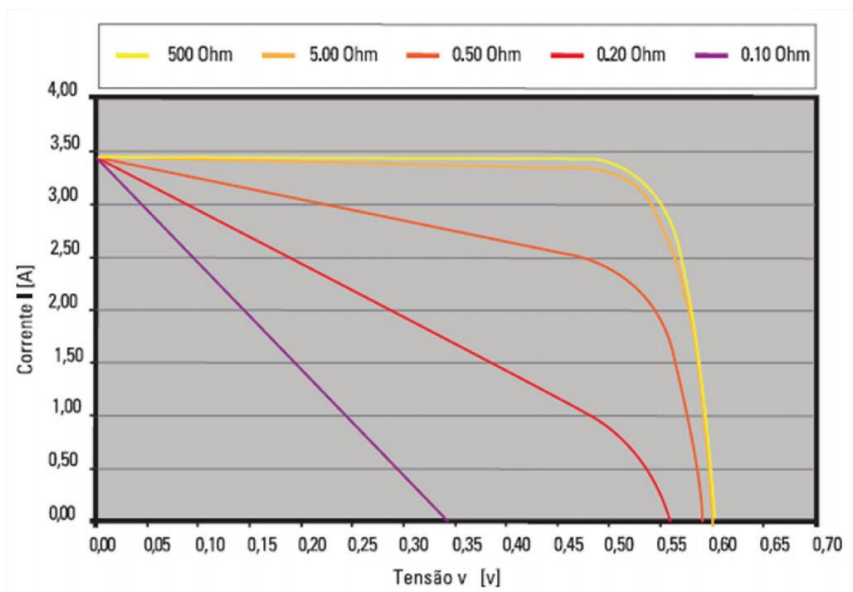


Figura 33 – Influência da resistência em série na célula fotovoltaica [37]

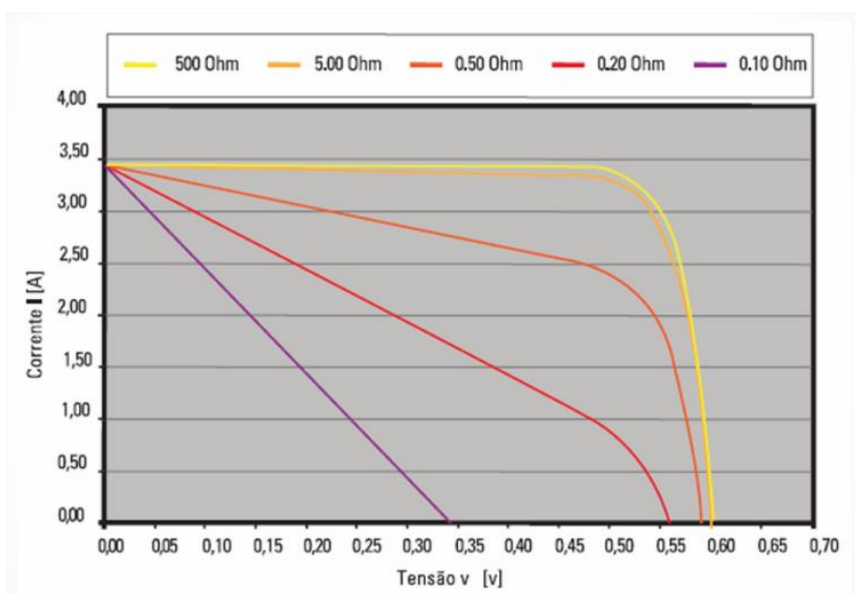


Figura 34 – Influência da resistência em paralelo na célula fotovoltaica [37]

4.6.2-Tipo de células fotovoltaicas

No mercado existem três tipos principais de células fotovoltaicas, conforme o método de fabricação:

Células de silício monocristalino: este tipo de células são feitas de material mais usado na composição das células fotovoltaicas, com cerca de 60% do mercado. Este tipo de células apresentam as maiores eficiências. O rendimento máximo atingido em laboratório ronda os 24% e na prática é cerca de 15% [38].

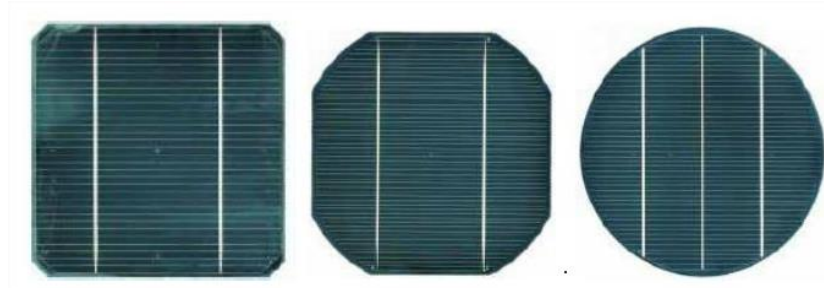


Figura 35 – Células de silício monocristalino [39]

Células silício policristalino: são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de bocados de silício puro em moldes especiais, a cota de mercado é cerca de 30%. Estas células são mais baratas que as de silício monocristalino. A eficiência, no entanto, cai um pouco em comparação as células de silício monocristalino (na ordem dos 12% podendo subir até 18% em laboratório) [38].

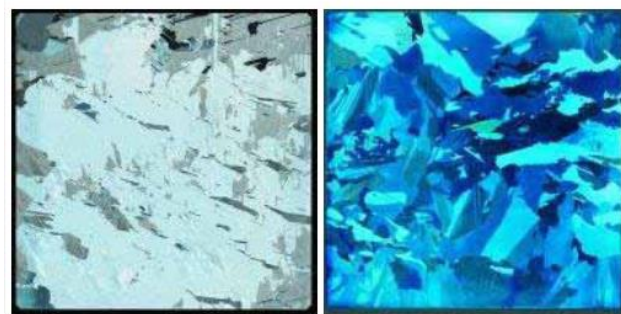


Figura 36 – Células de silício policristalino [39]

Células de Silício Amorfo: este tipo de célula difere das demais estruturas cristalinas por apresentar um alto grau de desordem na estrutura dos átomos. Estas células são obtidas por meio da deposição de camadas muito finas de silício sobre superfícies de vidro ou metal. O processo de fabricação é mais barato do que o de

silício policristalino. O uso de silício amorfo apresenta um rendimento de 13% em laboratório e na prática tem cerca de 6% [38].

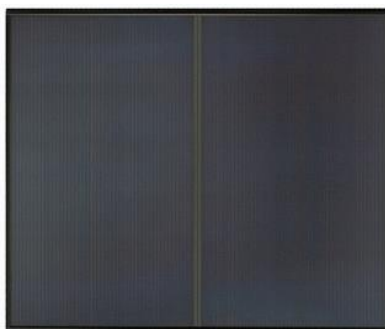


Figura 37 – Célula de Silício de Amorfo [39]

4.6.3.1- Características e constituição dos módulos fotovoltaicos

Na figura 38 temos uma célula, um módulo e uma instalação com vários módulos.

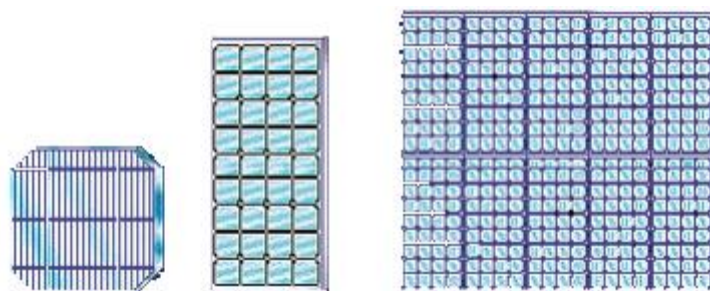


Figura 38 – Célula fotovoltaica, Painel fotovoltaico e Instalação fotovoltaica [17]

O módulo fotovoltaico é formado por uma conexão de varias células fotovoltaicas em serie e/ou em paralelo que permite adaptar aos níveis de tensão e de corrente.

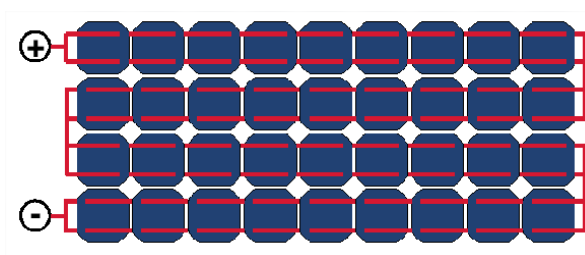


Figura 39 – Ligação das células no módulo Fotovoltaico [40]

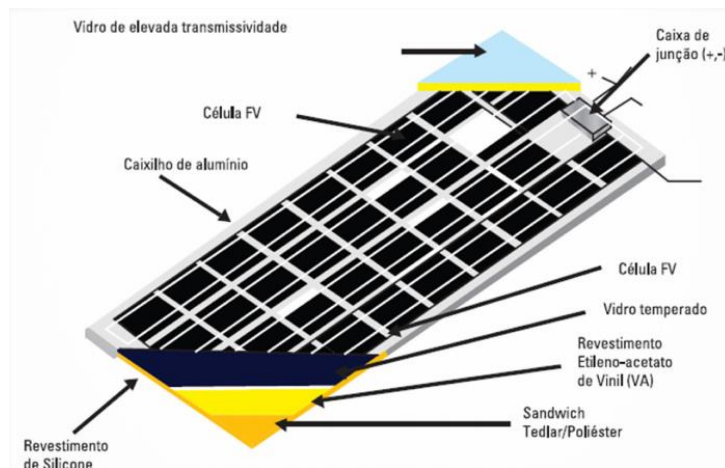


Figura 40 – Constituição de um módulo fotovoltaico [37]

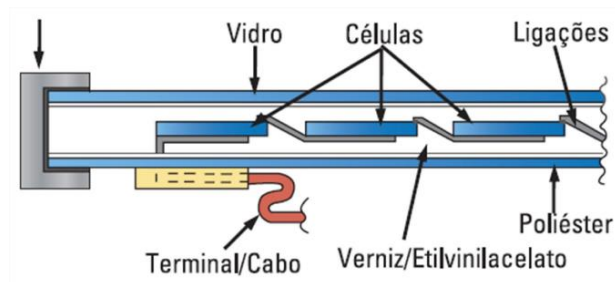


Figura 41 – Módulo fotovoltaico em pormenor [37]

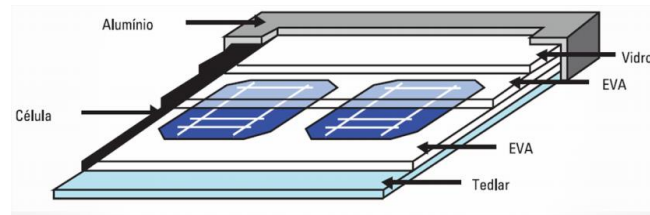


Figura 42 – Constituição do módulo fotovoltaico [37]

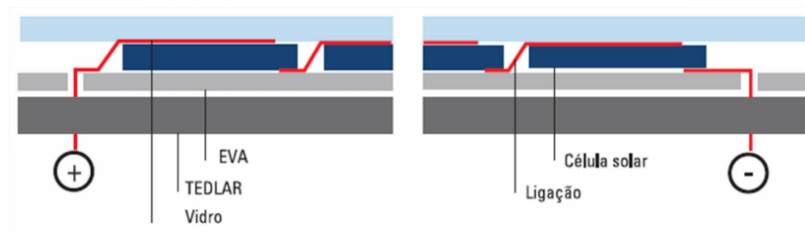


Figura 43 – Ligação interna de um módulo fotovoltaico [37]

Para calcular a intensidade de corrente há que ter o número de células em paralelo:

$$I_{CC} = I_{CC \text{ célula}} \times N_{\text{células em paralelo}} \quad (\text{Equação 11})$$

Para calcular a tensão é necessário saber o número de células em série:

$$V_{CO} = V_{CO \text{ célula}} \times N_{\text{células em série}} \quad (\text{Equação 12})$$

Para o cálculo da potência há que se ter em conta o número de células em série e em paralelo:

$$P_{\text{Máxima Módulo}} = N_{\text{células em paralelo}} \times N_{\text{células em série}} \times P_{\text{célula}} \quad (\text{Equação 13})$$

4.6.3.2-Curvas características das células e módulos fotovoltaicos

A curva característica do módulo tem a mesma forma que a das células, como se pode observar na figura 44:

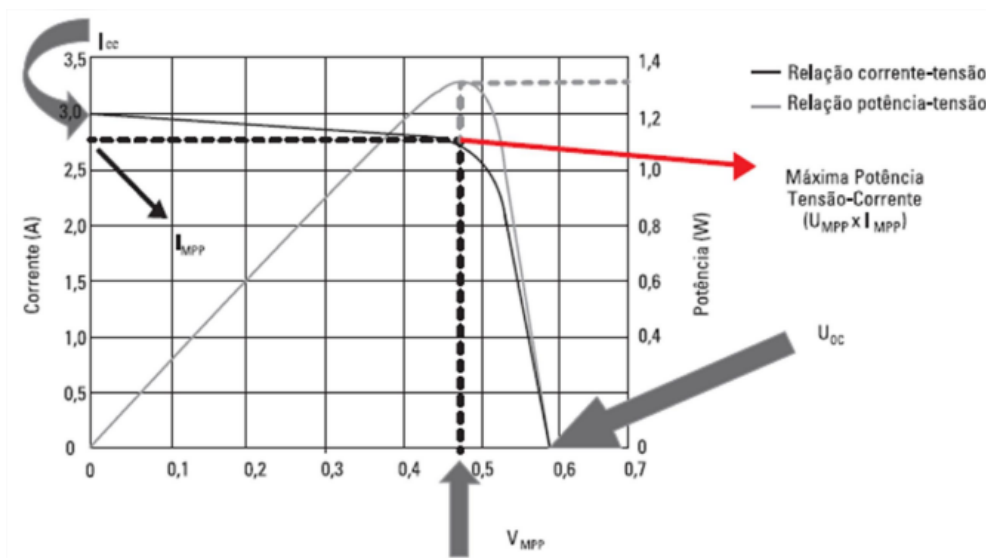


Figura 44 – Curva característica da célula fotovoltaica [37]

Ao analisar a curva, verifica-se que a corrente mantém-se constante desde o ponto 0,0 até um determinado valor da resistência da carga, diminuindo depois o valor da corrente.

Ao incidir luz na célula que está desligada na carga, haverá uma tensão de valor aproximado de 0,6V, possível de ser medida a partir dos contactos que saem da célula. A corrente de curto-circuito pode ser vista com um *shunt* entre os contactos com um amperímetro [41].

Parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica [41]:

“-Corrente de curto-circuito (I_{CC} para $U=0$): É o valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de irradiação e temperatura correspondente a um valor de tensão nula e, conseqüentemente, potência nula;

-Tensão de circuito aberto (U_{CC} com $I=0$):É o máximo valor de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de irradiação e de temperatura, correspondentes a uma circulação de corrente com valor nulo e, conseqüentemente, potência nula;

-Potência de pico (P_{MPP}): É o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto $V \times I$ é máximo;

-Corrente a máxima potência (I_{MPP}): É o valor da corrente que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de irradiação e de temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo;

-Tensão a máxima potência (U_{MPP}): É o valor da corrente que é entregue à carga à máxima potência, sob determinadas condições de irradiação e de temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.”

4.6.3.3-Factor de forma e rendimento

O rendimento de uma célula fotovoltaica é o quociente entre a energia fornecida pela célula e a irradiação solar incidente na célula.

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \quad \text{(Equação 14)}$$

Em que:

η -rendimento em %

A-área da célula em m^2

G-irradiação solar incidente por unidade de superfície em W/m^2

Existem fatores que afetam a eficiência de uma célula fotovoltaica, tais como [41]:

“-Perdas causadas pelas resistências internas;

-Perdas de recombinação;

-Eficiência termodinâmica, isto é, no processo de conversão da energia, terá de se diminuir o valor da tensão para se obter um fluxo de corrente na célula, onde existirá a denominada perda por efeito *Joule* que reduz a energia obtida num período de tempo;

-Perdas por reflexão.”

O fator de forma indica a qualidade da célula fotovoltaica e faz comparação entre a potência máxima obtida, relacionando a tensão e a corrente máxima com a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto, tal como é indicado na seguinte equação [41].

$$F_F = \frac{I_{PPM} \times V_{PPM}}{I_{CC} \times V_{OC}} \quad (\text{Equação 15})$$

Em que:

F_F - é o fator de forma

I_{PPM} - Corrente de *Maximum Power Point*

V_{PPM} - Tensão de *Maximum Power Point*

I_{CC} -Corrente de Curto-Circuito

V_{OC} -Tensão de Circuito Aberto

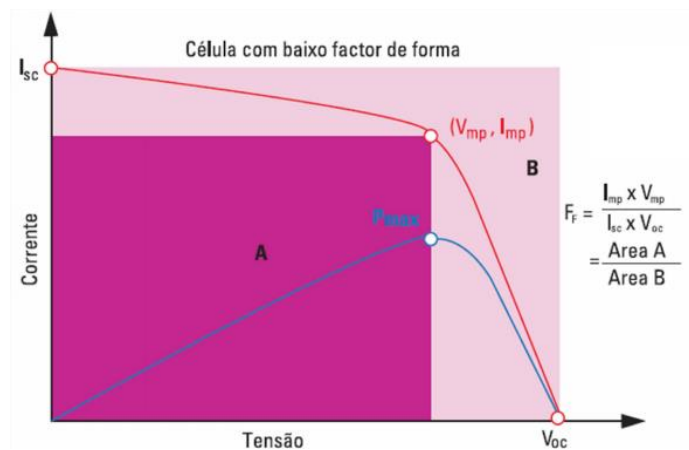


Figura 45 – Cálculo para o fator de forma [37]

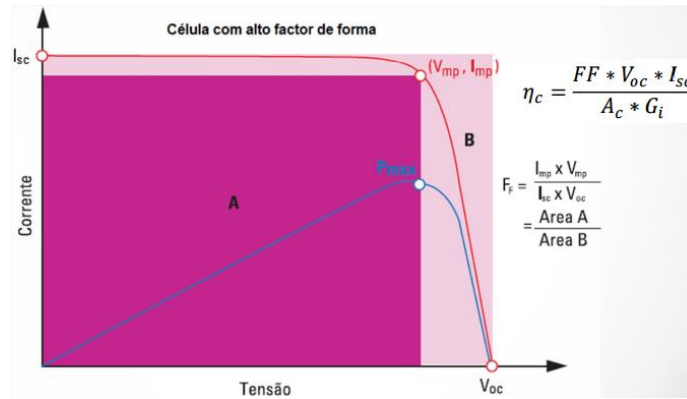


Figura 46 – Cálculo para o fator de forma [37]

4.6.3.4-Potência de uma célula fotovoltaica e potência produzida por um módulo fotovoltaico

Para determinar a potência de cada célula fotovoltaica divide-se o valor total da potência do módulo pelo número de células que constitui o módulo fotovoltaico, obtendo assim o valor de potência de cada células.

$$P_{CÉLULA} = \frac{P_{MÓDULO}}{N_{CELULAS}} \quad (\text{Equação 16})$$

A energia produzida por um módulo fotovoltaico é determinada através da equação.

$$Energia_{PRODUZIDA} = P_{PICO} \times N^{\circ} \text{ horas de radiação solar (kWh)} \quad (\text{Equação 17})$$

4.6.3-Díodos *by-pass* e díodos de fileira

O fabricante mete díodos *by-pass* nos módulos fotovoltaicos para evitar correntes em sentido contrário.

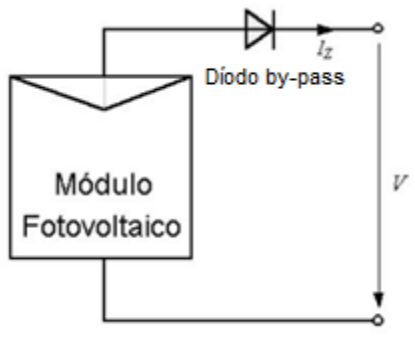


Figura 47- Diodo *by-pass* num módulo fotovoltaico [37]

Quando associados vários módulos, quando houver uma avaria num módulo, usam-se normalmente díodos *by-pass* em paralelo com o módulo. A sua função é desviar a corrente produzida para outros módulos, ficando assim inativo. Quando há módulos ligados em paralelo, são utilizados díodos de fileira para evitar curto-circuitos e correntes inversas entre fileiras [41].

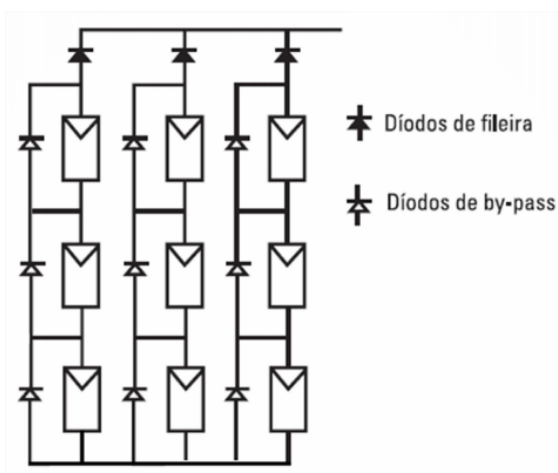


Figura 48 – Díodos de *by-pass* e díodos de fileira [37]

4.6.4-Efeitos dos sombreamentos nos módulos fotovoltaicos

As sombras que se formam sobre os painéis fotovoltaicos podem classificar-se em três categorias [41]:

“-Sombras temporárias, causadas por efeitos tais como folhas que caem, neve, excrementos de aves, poeiras e partículas de contaminação;

-Sombras causadas pela localização da instalação, são as sombras produzidas pelos edifícios circundantes e outros elementos que o rodeiam.

-Sombras causadas pelo edifício, como por exemplo, as chaminés, antenas, telecomunicações.

Estes tipos de sombreamento podem ter consequências graves, tanto na eficiência como na segurança do módulo fotovoltaico.”

Se cair uma folha no módulo fotovoltaico (como está representado na figura 49), em que uma célula fique totalmente escura, esta passará a estar inversamente polarizada, atuando como uma carga elétrica e convertendo a energia elétrica em calor. Se a corrente que atravessa o local for elevada, poderá resultar em um ponto quente. Se houver um sombreamento em algum módulo ou célula, a fonte de corrente desaparece e esta vai comportar-se como uma resistência que é atravessada por uma corrente que foi produzida nos outros módulos, podendo este ficar com um valor de tensão inversa muito elevado e provocar o aparecimento de um ponto quente no circuito, que pode originar a destruição do próprio módulo [41].

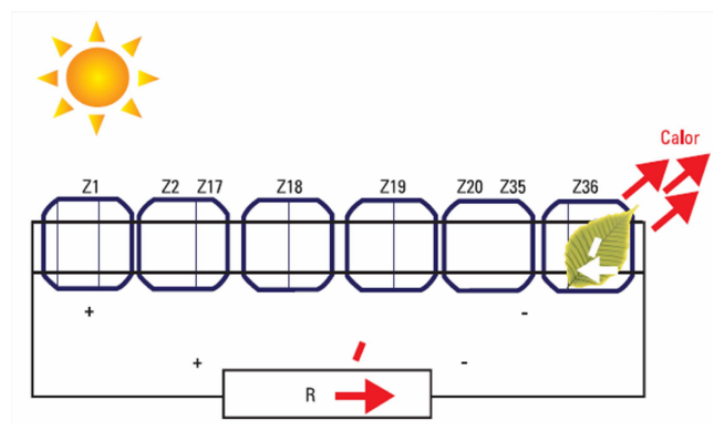


Figura 49 – Fileira fotovoltaico com um módulo sombreado [37]

Para que não haja pontos quentes, a corrente deve ser desviada da célula através de uma derivação da corrente. Esta derivação da corrente é alcançada através de um diodo de *by-pass*, ligado em anti-paralelo com as células, este impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células [41].

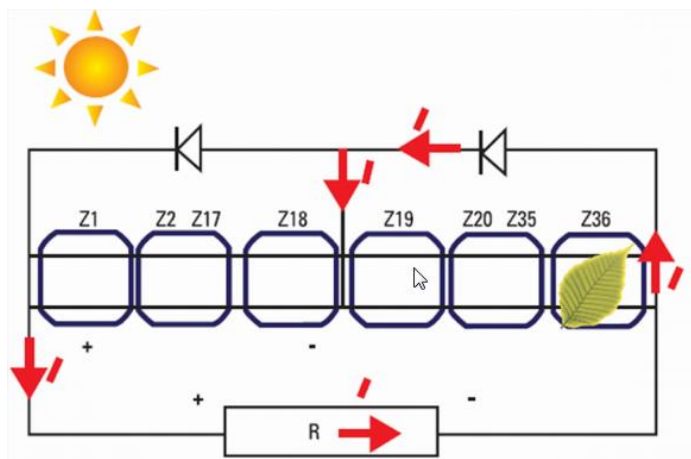


Figura 50 – Módulo fotovoltaico sombreado com díodos de *by-pass* [37]

4.7-Baterias de acumuladores – constituição e princípio de funcionamento

As baterias são um elemento importante nos sistemas fotovoltaicos. Permitindo armazenar energia elétrica.

Existem vários tipos de baterias de acumuladores. As baterias AGM, as VRLA e as de íões de lítio são utilizadas em sistemas fotovoltaicos.

Os acumuladores são constituídos por diferentes materiais com diferentes características. Para uma escolha adequada para o sistema que se pretende dimensionar é preciso conhecer as características dos diferentes tipos de baterias [42].

4.7.1-Modelo de funcionamento de uma bateria

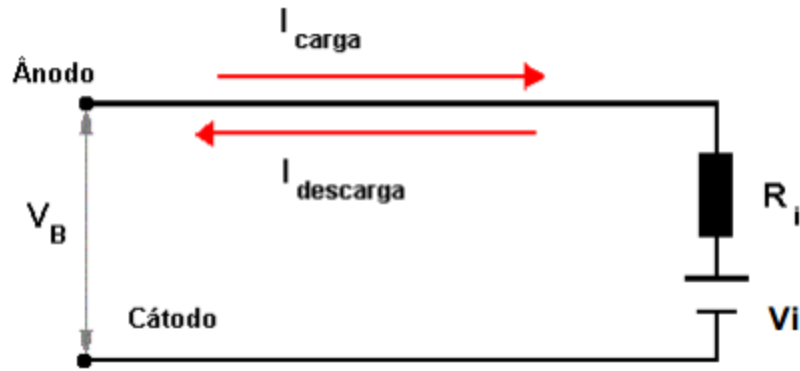


Figura 51 – Circuito equivalente de uma bateria [43]

Na figura 51 está representado o esquema elétrico de uma bateria que é composta por uma fonte de tensão ideal V_i e por uma resistência R_i , esta resistência possui um comportamento dinâmico ao longo dos processos de carga e descarga.

Durante a carga, a tensão da bateria:

$$V_B = V_i + R_i \times I_{CARGA} \quad (\text{Equação 18})$$

Sendo a corrente de carga da bateria dada por:

$$I_{CARGA} = I_{GERADA} - I_{CONSUMIDA} \quad (\text{Equação 19})$$

Para a descarga, vem:

$$V_B = V_i - R_i \times I_{DESCARGA} \quad (\text{Equação 20})$$

Sendo a corrente de descarga da bateria:

$$I_{DESCARGA} = I_{CONSUMIDA} - I_{GERADA} \quad (\text{Equação 21})$$

Ao fazer a análise das equações anteriores, pode-se analisar o processo de carga e descarga de uma bateria:

$$V_B = V_i + R_i \times (I_{GERADA} - I_{CONSUMIDA}) \quad (\text{Equação 22})$$

4.7.2-Acumuladores de chumbo-ácido selados (VRLA – Valve Regulated Lead Acid)

Este tipo de baterias é selado possuindo, no entanto, válvulas que permitem a saída de gases quando a pressão no interior da bateria atinge níveis perigosos [42].

As baterias VLRA apresentam a vantagem de permitir a recombinação dos gases produzidos durante o seu funcionamento, reduzindo as perdas de água, o que faz com que não necessitem de manutenção. Possuem maior durabilidade, maiores ciclos de vida (mais de 1000 ciclos de carga/descarga), inexistência de derrames e são sensíveis a sobrecargas, necessitando de um controlador de carga adequado [42].

Dentro das baterias VLRA existem duas tecnologias diferentes [42]:

-As baterias de gel em que o ácido se encontra misturado com sílica, conferindo ao eletrólito a consistência de um gel, o que mantém o eletrólito imóvel no interior da bateria;



Figura 52 – Bateria de chumbo-ácido selada [41]

-As baterias AGM com separador de microfibras de vidro para envolver o eletrólito. Este separador absorve o eletrólito o que evita que este se desloque livremente no interior da bateria.



Figura 53-Bateria AGM [44]

4.7.3-Baterias de íões de lítio

Estas baterias são constituídas por um cátodo de lítio, um ânodo de carbono poroso e um eletrólito composto por sais de lítio num solvente orgânico (solução não aquosa). São leves e tem um tempo de vida útil elevado. Podem ser carregadas com correntes altas, auto-descarga relativamente baixa, têm uma manutenção reduzida, requerem um circuito de proteção, estão sujeitas ao envelhecimento e suportam uma vasta amplitude de temperaturas de funcionamento [42].



Figura 54 – Bateria de íões de lítio [45]

4.7.4- Características das baterias de acumuladores

Esta secção vai-se falar das características das baterias.

4.7.4.1-Capacidade

A capacidade das baterias é expressa em ampere-hora (Ah) e representa o valor teórico de corrente que a bateria é capaz de fornecer durante uma hora de funcionamento a 25°C. Tem a designação de C_n , em que o índice n indica a hora de descarga, como se pode ver no secção seguinte (4.7.4.2) [42].

4.7.4.2-Tempo de descarga

Tempo que corresponde à duração típica do processo de descarga da bateria t_n . [42]

A relação direta entre a capacidade e o tempo de descarga da bateria, é expressa por:

$$C_n = I_n \times t_n \quad (\text{Equação 23})$$

4.7.4.3-Densidade energética

Quantidade de energia que uma bateria é capaz de fornecer por unidade de volume, para uma da taxa de descarga. A densidade energética é expressas em Watt-hora (Wh) [42].

4.7.4.4-Ciclos de vida útil

Representa o número de vezes que uma bateria pode ser carregada e descarregada até que a sua capacidade de carga não consiga ir além de 80% da capacidade de carga nominal [42].

4.7.4.5-Taxa de auto-descarga

Quantidade de carga perdida pela bateria, expressa em percentagem, mesmo quando esta não se encontra em funcionamento [42].

4.7.4.6-Profundidade de descarga (DOD – *Depth of Discharge*)

Este parâmetro é frequentemente referido por DOD e refere-se à quantidade de carga retirada da bateria num ciclo típico de funcionamento, expressa em percentagem da capacidade nominal desta [42].

4.7.4.7- Tensão

As baterias de chumbo ácido são definidas por quatro elementos importantes de tensões na sua operação [41]:

“-Tensão nominal: O valor de tensão nominal para um elemento ou para a bateria, é definido pelo seguinte eletroquímico utilizado vezes o número de unidades elementares ligadas em serie. No caso de um elemento de bateria de chumbo-ácido, este valor é de 2V e no caso de uma bateria de 6 elementos é de 12V.

- Tensão de flutuação: É a tensão aplicada ao banco de baterias para evitar a auto-descarga. As baterias submetidas à tensão de flutuação correta circula uma corrente chamada corrente de flutuação, que compensa as perdas devidas às reações da auto-descarga.

-Tensão de carga: A tensão de carga é a tensão que se aplica nos casos em que há um conjunto de baterias interligadas em série/paralelo (banco de baterias) com tensões individuais que diferem.

-Tensão final de descarga: É o menor valor de tensão que é permitido a um elemento da bateria chumbo-ácido atingir durante uma descarga. Normalmente, o valor de tensão de descarga é de 1,75V/elemento.”

4.7.5-Precauções na instalação de baterias

Quando se efetua uma instalação de baterias tem que se ter em conta as seguintes preocupações [41]:

“-Instalá-las em locais ventilados;

-Protegê-las das tempestades;

-Revestir os bornes com vaselina para evitar oxidação;

-Evitar que as baterias estejam expostas ao calor excessivo;

-Nunca deixar as baterias em locais onde se produzam faíscas ou chamas, isto porque podem originar explosões devido ao hidrogénio que libertam.”

4.7.6-Manutenção das baterias

Quando se efetua uma manutenção às baterias tem que se fazer sempre os seguintes passos [41]:

“-Manter limpos os topos das baterias para evitar possíveis curto-circuitos resultantes da acumulação de pó húmido e de sujidade;

-Conferir se os terminais dos cabos estão bem apertados;

-Conferir o nível do eletrólito. Se necessário abrir as cápsulas de ventilação e repor o nível máximo de eletrólito com água destilada;

-Medir as tensões do bloco e de cada célula, assim como a densidade do ácido das células (para a carga máxima, com uma corrente de descarga nula ou aproximadamente nula);

-Promover uma carga total e intensiva a 2,4V por célula, mantendo a gaseificação do eletrólito por várias horas (carga de equalização), de forma a misturar a solução eletrolítica (com exceção das baterias de gel).”

4.8-Regulador de carga

A função dos reguladores de carga é proteger os acumuladores contra as sobrecargas. Também impede que a bateria continue a receber carga máxima, o que previne que a bateria se venha a deteriorar por meio de gaseificação ou aquecimento. O regulador previne que a bateria esteja sujeita a descargas profundas com o objetivo de evitar que se esgote o seu excesso de carga, provocando uma diminuição da sua capacidade.



Figura 55 – Regulador de Carga [46]

Existem 4 parâmetros para os reguladores de carga que são [41]:

“-Tensão de corte de sobrecarga, V_{SC} , é a tensão máxima que o regulador permite que a bateria atinja;

-Tensão de recarregamento de carga, V_{RC} , é o valor de tensão ao qual o regulador volta a ligar o gerador fotovoltaico à bateria;

-Tensão de descarga profunda, V_{SD} , da bateria abaixo do qual se interrompe o abastecimento de eletricidade às cargas de consumo;

-Tensão de recarregamento da descarga, V_{RD} , é o valor de tensão ao qual se estabelece de novo o consumo à bateria.”

4.8.1-Tipos de reguladores

Os reguladores de carga podem ser do tipo série, paralelo ou *shunt* e MPPT. A diferença é como interrompem a corrente.

4.8.1.1-Reguladores série

A indicação de regulador série vem da posição dos interruptores eletrônicos em relação ao módulo fotovoltaico, sendo que estes se encontram em série. Este tipo de reguladores

são constituídos por interruptores de controlo eletrónicos, isolando o módulo fotovoltaico das baterias quando estas se encontram totalmente carregadas e, desligando as cargas das baterias quando, durante o processo de descarga, é atingida a profundidade máxima de descarga admissível [47].

Como se pode ver na figura 56 o interruptor S1 está em série com o módulo fotovoltaico, quando atinge a tensão de limite da carga máxima, o controlador interrompe o carregamento das baterias, evitando assim que elas entrem em sobrecarga. O interruptor S2 está entre a bateria e a carga, evitando a descarga da mesma, cortando o abastecimento de energia quando se alcança a tensão de corte por descarga profunda.

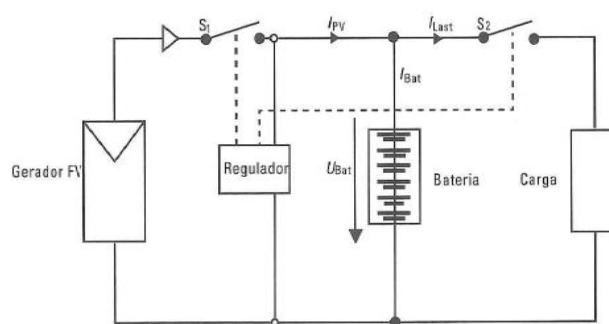


Figura 56 – Regulador de carga em série [41]

4.8.1.2-Regulador paralelo ou “shunt”

A sua constituição deste tipo de regulador é semelhante à dos reguladores série, a diferença está nos interruptores eletrónicos, o interruptor S1 está em paralelo com o módulo fotovoltaico, e daí a designação paralelo ou *shunt*. Deste modo, a carga é controlada curto-circuitando momentaneamente o módulo fotovoltaico, evitando correntes inversas do mesmo [47].

Este tipo de regulador permite ainda evitar que o módulo funcione como carga durante a noite, mantendo-o curto-circuitado durante o período noturno [47].

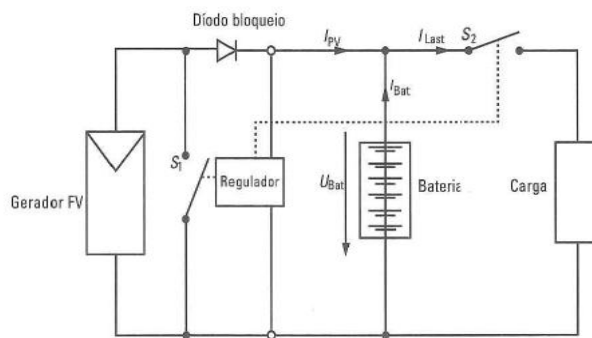


Figura 57-Regulador de carga em paralelo [41]

4.8.1.3-Regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Este regulador é o mais adequado para sistemas fotovoltaicos em que se pretende tirar o máximo partido do módulo fotovoltaico.

A função deste regulador é buscar o ponto de potência máxima e impor ao módulo a tensão correspondente a esse ponto, garantindo assim que o sistema opere sempre, pelo menos, em torno desse ponto. Estes reguladores têm um conversor DC/DC para ajustar o valor de tensão e encontre o ponto MPPT [47].

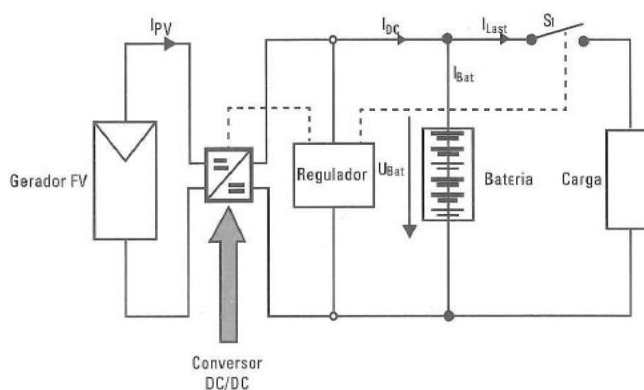


Figura 58 – Regulador MPPT [41]

4.9-Inversores DC/AC

O inversor DC/AC é o principal componente de uma instalação fotovoltaica e a sua principal função é fazer a conversão DC do gerador fotovoltaico em AC.

Estes inversores têm um arranque automático, são seguros, têm uma capacidade de resistir a picos de potência, são resistentes e podem-se ligar em paralelo com mais inversores.

Os inversores que se utilizam nas UPAC, para entrarem em funcionamento, precisam de ter a rede elétrica, já que existe uma sincronização com a frequência da rede.

Este facto funciona também como um sistema de segurança, já que no caso de ser preciso desligar a energia elétrica para, por exemplo, fazer uma manutenção, não existe o risco de o sistema fotovoltaico ficar a injetar corrente na instalação.

O rendimento de um inversor é dado pela seguinte expressão:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{(V_{MAX} \times I_{MAX})_{DC}} = \frac{\text{Potência de saída AC}}{\text{Potência de entrada DC}} \quad (\text{Equação 24})$$



Figura 59 - Inversor Fronius® [48]

4.10-Sistemas de monitorização

Os sistemas de monitorização permitem monitorizar a produção da sua instalação fotovoltaica. Pode-se comparar, analisar e visualizar todos os dados do sistema de energia solar fotovoltaica [49].

A monitorização é essencial para poder aproveitar ao máximo o rendimento do sistema fotovoltaico, bem como detetar antecipadamente eventuais falhas e/ou avarias. A maioria destes sistemas para além de permitirem visualizar a informação no local, permite

monitorizar a instalação através da Internet em qualquer momento e a partir de qualquer lugar. A informação é constantemente atualizada e visualizada de forma resumida e fácil de entender. Assim, é possível controlar a produção atual, diária, mensal ou anual, permitindo avaliar a informação e fazer comparações a longo prazo [49].

Estes sistemas permitem também analisar os consumos da própria instalação, o que faz com que seja possível saber a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico que foi consumida localmente e a quantidade de energia que foi para a RESP.

Vantagens da monitorização de energia:

- Controlar a produção do sistema fotovoltaico;
- Alertas caso o sistema deixe de produzir;
- Leitura de consumos de energia;
- Desligar e ligar os seus equipamentos elétricos onde e quando o consumidor quiser.

A maior parte destes sistemas têm contactos secos que permitem ativar cargas, ou seja, por exemplo, no caso de não existir interesse em enviar o excedente para a RESP, pode-se ativar uma determinada carga que vai fazer uso da energia excedente.



Figura 60 - Sistema de monitorização Solar Log [50]

4.11-Software para projetar um sistema de autoconsumo

Para dimensionar um sistema autoconsumo existem vários *softwares* no mercado. Com estes *softwares* podem-se dimensionar sistemas isolados, sistemas com ligação à rede e sistemas de bombagem solar.

Estes *softwares* trabalham com várias bases de dados que permitem de uma maneira mais correta e precisa, dimensionar um sistema fotovoltaico, tendo para isso que se escolher as varias variáveis que podem influenciar o dimensionamento do sistema como é o caso de:

- Características do local onde vai ser projetado o sistema fotovoltaico (desde a georreferenciação e dados meteorológicos);

- Seleção do módulo fotovoltaico;

- Seleção do inversor

- Configuração do sistema (estrutura de fixação)

- Orientação dos módulos

- Inclinação dos módulos

- Potência instalada

- número de *strings*

- número de painéis por *string*

Alguns *softwares* que permitem fazer este dimensionamento é o PVSYST, POLYSUN, PVSOL.

5- Autoconsumo: Projeto

Quando se projeta um sistema de autoconsumo normalmente são executadas 3 fases:

- Análise de consumos
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico
- Estudo da viabilidade económica do projeto

5.1-Analise de consumos

O projeto de um sistema de autoconsumo fotovoltaico começa pela análise dos consumos energéticos de determinada instalação, esta análise deve ser efetuada tendo como base um ano de consumos.

A análise dos consumos pode ser feita com base nas faturas de energia elétrica ou recorrendo à telecontagem.

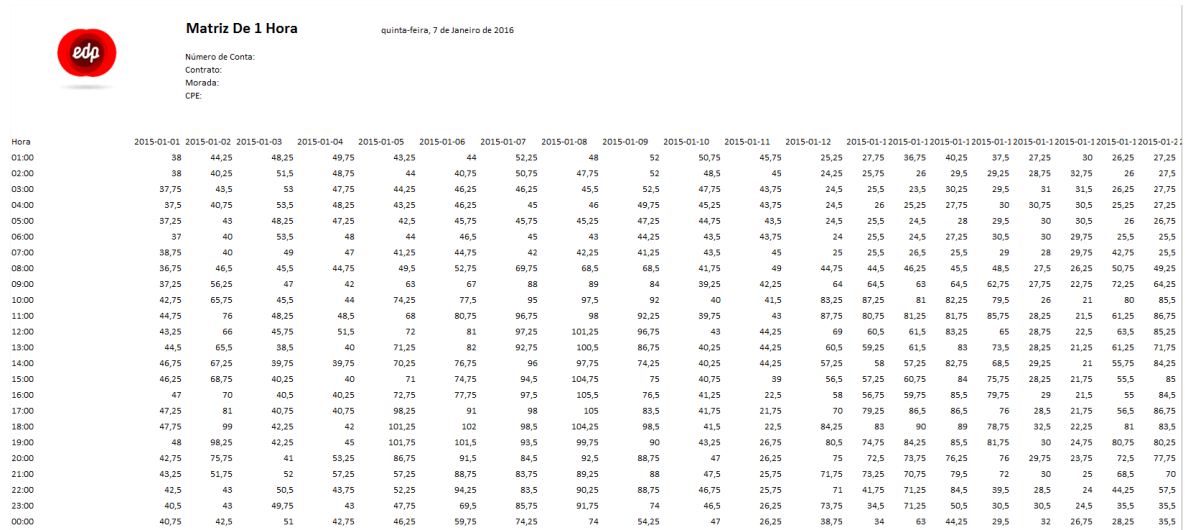
No primeiro caso a CK desenvolveu em VBA Excel, folhas para fazer a análise dos consumos. Uma dessas folhas faz a desagregação de faturas, nesta folha inserem-se os valores que estão nas faturas e automaticamente esses valores vão ser separados por horas, consoante o tempo que as cargas estão ligadas, (não sendo um método exato é mais correto do que trabalhar com valores médios).

No segundo caso a CK desenvolveu outra folha que permite importar os dados da telecontagem que já tem os consumos da instalação separados de hora a hora.

Definitivamente a telecontagem é o método mais exato, pois os consumos são os reais, de hora a hora, meia em meia hora ou de um quarto em quarto de hora, dependendo do *software* que se vai utilizar no dimensionamento do sistema fotovoltaico pode-se escolher o melhor intervalo de tempo para retirar os consumos.

Neste projeto de autoconsumo a análise vai ser feita com acesso à telecontagem.

Pode-se aceder aos dados da telecontagem *online* e fazer o *download*, para uma análise mais correta faz-se o *download* dos consumos dos últimos 12 meses.



Matriz De 1 Hora
quinta-feira, 7 de Janeiro de 2016

Número de Conta:
Contrato:
Morada:
CPE:

Hora	2015-01-01	2015-01-02	2015-01-03	2015-01-04	2015-01-05	2015-01-06	2015-01-07	2015-01-08	2015-01-09	2015-01-10	2015-01-11	2015-01-12	2015-01-13	2015-01-14	2015-01-15	2015-01-16	2015-01-17	2015-01-18	2015-01-19	2015-01-20	2015-01-21	2015-01-22	
01:00	38	44,25	48,25	49,75	43,25	44	52,25	48	52	50,75	45,75	25,25	27,75	36,75	40,25	37,5	27,25	30	26,25	27,25			
02:00	38	40,25	51,5	48,75	44	40,75	50,75	47,75	52	48,5	45	24,25	25,75	26	29,5	29,25	28,75	32,75	26	27,5			
03:00	37,75	43,5	53	47,75	44,25	46,25	46,25	45,5	52,5	47,75	43,75	24,5	25,5	23,5	30,25	29,5	31	31,5	26,25	27,75			
04:00	37,5	40,75	53,5	48,25	43,25	46,25	45	46	49,75	45,25	43,75	24,5	26	25,25	27,75	30	30,75	30,5	25,25	27,25			
05:00	37,25	43	48,25	47,25	42,5	45,75	45,75	45,25	47,25	44,75	43,5	24,5	25,5	24,5	28	29,5	30	30,5	26	26,75			
06:00	37	40	53,5	48	44	46,5	45	43	44,25	43,5	43,75	24	25,5	24,5	27,25	30,5	30	29,75	25,5	25,5			
07:00	38,75	40	49	47	41,25	44,75	42	42,25	41,25	43,5	45	25	25,5	26,5	25,5	29	28	29,75	42,75	25,5			
08:00	36,75	46,5	45,5	44,75	49,5	52,75	68,75	68,5	68,5	41,75	49	44,75	44,5	46,25	45,5	48,5	27,5	26,25	50,75	49,25			
09:00	37,25	56,25	47	42	63	67	88	89	84	39,25	42,25	64	64,5	63	64,5	62,75	27,75	22,75	72,25	64,25			
10:00	42,75	65,75	45,5	44	74,25	77,5	95	97,5	92	40	41,5	83,25	87,25	81	82,25	79,5	26	21	80	85,5			
11:00	44,75	76	48,25	48,5	68	80,75	96,75	98	92,25	39,75	43	87,75	80,75	81,25	81,75	85,75	28,25	21,5	61,25	86,75			
12:00	43,25	66	45,75	51,5	72	81	97,25	101,25	96,75	43	44,25	69	60,5	61,5	83,25	65	28,75	22,5	63,5	85,25			
13:00	44,5	65,5	38,5	40	71,25	82	92,75	100,5	86,75	40,25	44,25	60,5	59,25	61,5	83	73,5	28,25	21,25	61,25	71,75			
14:00	46,75	67,25	39,75	39,75	70,25	76,75	96	97,75	74,25	40,25	44,25	57,25	58	57,25	82,75	68,5	29,25	21	55,75	84,25			
15:00	46,25	68,75	40,25	40	71	74,75	94,5	104,75	75	40,75	39	56,5	57,25	60,75	84	75,75	28,25	21,75	55,5	85			
16:00	47	70	40,5	40,25	72,75	77,75	97,5	105,5	76,5	41,25	22,5	58	56,75	59,75	85,5	79,75	29	21,5	55	84,5			
17:00	47,25	81	40,75	40,75	98,25	91	98	105	83,5	41,75	21,75	70	79,25	86,5	86,5	76	28,5	21,75	56,5	86,75			
18:00	47,75	99	42,25	42	101,25	102	98,5	104,25	98,5	41,5	22,5	84,25	83	90	89	78,75	32,5	22,25	81	83,5			
19:00	48	98,25	42,25	45	101,75	101,5	93,5	99,75	90	43,25	26,75	80,5	74,75	84,25	85,5	81,75	30	24,75	80,75	80,25			
20:00	42,75	75,75	41	53,25	86,75	91,5	84,5	92,5	88,75	47	26,25	75	72,5	73,75	76,25	76	29,75	23,75	72,5	77,75			
21:00	43,25	51,75	52	57,25	57,25	88,75	83,75	89,25	88	47,5	25,75	71,75	73,25	70,75	79,5	72	30	25	68,5	70			
22:00	42,5	43	50,5	43,75	52,25	94,25	83,5	90,25	88,75	46,75	25,75	71	41,75	71,25	84,5	39,5	28,5	24	44,25	57,5			
23:00	40,5	43	49,75	43	47,75	69,5	85,75	91,75	74	46,5	26,25	73,75	34,5	71,25	50,5	30,5	30,5	24,5	35,5	35,5			
00:00	40,75	42,5	51	42,75	46,25	59,75	74,25	74	54,25	47	26,25	38,75	34	63	44,25	29,5	32	26,75	28,25	35,5			

Figura 61 – Telecontagem da EDP em Excel

Obtêm-se 12 ficheiros de Excel com os consumos, cada um correspondente a um mês do ano. Com estes valores importam-se para o ficheiro Excel desenvolvido pela CK, que transforma estes 12 ficheiros numa tabela de uma coluna, com 8760 linhas correspondentes a 8760 horas do ano. Esta nova folha permite-nos analisar os consumos e verificar a potência fotovoltaica a instalar. Neste caso de estudo chega-se à conclusão que o sistema a dimensionar seria um sistema de autoconsumo com 115kWp/100kWh.

A potência de pico diz respeito à potência dos módulos fotovoltaicos e a potência nominal à potência do inversor

Com os dados obtidos (8760 linhas de consumos) pode-se então transformar o ficheiro Excel num ficheiro CSV para utilizar no *software PVsyst* (com se pode observar mais à frente no secção 5.2.2).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y			
	Qua	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sab	Dom		
3	00:00	01:00	38	44,25	48,25	49,75	43,25	44	52,25	48	52	50,75	45,75	25,25	27,75	36,75	40,25	37,5	27,25	30	26,25	27,25	31,5	31,75	28,25			
4	01:00	02:00	38	40,25	51,5	48,75	44	40,75	50,75	47,75	52	48,5	45	24,25	25,75	26	29,5	29,25	28,75	32,75	26	27,5	28,5	27,75	28,5			
5	02:00	03:00	37,75	43,5	53	47,75	44,25	46,25	45,5	52,5	47,75	43,75	24,5	25,5	23,5	30,25	29,5	31	31,5	26,25	27,75	28	27	27,5				
6	03:00	04:00	37,5	40,75	53,5	48,25	43,25	46,25	45	46	49,75	45,25	24,5	26	25,25	27,75	30	30,75	30,5	25,25	27,25	25,75	27	27				
7	04:00	05:00	37,25	43	48,25	47,25	42,5	45,75	45,75	45,25	47,25	44,75	43,5	24,5	25,5	24,5	28	29,5	30	30,5	26	26,75	26,75	27	27,5			
8	05:00	06:00	37	40	53,5	48	44	46,5	45	43	44,25	43,5	43,5	24	25,5	24,5	27,25	30,5	30	29,75	25,5	25,5	25,5	27,5	26,75	27,75		
9	06:00	07:00	38,75	40	49	47	41,25	44,75	42	42,25	41,25	43,5	45	25	25,5	26,5	25,5	29	28	29,75	42,75	25,5	25,5	25,5	25,5			
10	07:00	08:00	36,75	46,5	45,5	44,75	49,5	52,75	69,75	68,5	68,5	41,75	49	44,75	44,5	46,25	45,5	48,5	27,5	26,25	50,75	49,25	47,5	48,5	50,25			
11	08:00	09:00	37,25	56,25	47	42	63	67	88	89	84	39,25	42,25	64	64,5	63	64,5	62,75	27,75	22,75	72,25	64,25	61	75	62,5			
12	09:00	10:00	42,75	65,75	45,5	44	74,25	77,5	95	97,5	92	40	41,5	83,25	87,25	81	82,25	79,5	26	21	80	85,5	79,25	85,25	74,75			
13	10:00	11:00	44,75	76	48,25	48,5	68	80,75	96,75	98	92,25	39,75	43	87,75	80,75	81,25	81,75	85,75	28,25	21,5	61,25	86,75	86,5	84,5	87			
14	11:00	12:00	43,25	66	45,75	51,5	72	81	97,25	101,25	96,75	43	44,25	69	60,5	61,5	83,25	65	28,75	22,5	69,5	85,25	86	84,75	60,25			
15	12:00	13:00	44,5	65,5	38,5	40	71,25	82	92,75	100,5	86,75	40,25	44,25	60,5	59,25	61,5	83	73,5	28,25	21,25	61,25	71,75	84,5	85	57			
16	13:00	14:00	46,75	67,25	39,75	39,75	70,25	76,75	96	97,75	74,25	40,25	44,25	57,25	58	57,25	82,75	68,5	29,25	21	55,75	84,25	70	73,5	55			
17	14:00	15:00	46,25	68,75	40,25	40	71	74,75	94,5	104,75	75	40,75	39	56,5	57,25	60,75	84	75,75	28,25	21,75	55,5	85	83,75	59,5	57,5			
18	15:00	16:00	47	70	40,5	40,25	72,75	77,75	97,5	105,5	76,5	41,25	22,5	58	56,75	59,75	85,5	79,75	29	21,5	55	84,5	84,25	65	60			
19	16:00	17:00	47,25	81	40,75	40,75	98,25	91	98	105	83,5	41,75	21,75	70	79,25	86,5	86,5	76	28,5	21,75	56,5	86,75	83,25	89,5	62			
20	17:00	18:00	47,75	99	42,25	42	101,25	102	98,5	104,25	98,5	41,5	22,5	84,25	83	90	89	78,75	32,5	22,25	81	83,5	83	86,5	85,75			
21	18:00	19:00	48	98,25	42,25	45	101,75	101,5	93,5	99,75	90	43,25	26,75	80,5	74,75	84,25	85,5	81,75	30	24,75	80,75	80,25	78,5	82,75	84			
22	19:00	20:00	42,75	75,75	41	53,25	86,75	91,5	84,5	92,5	88,75	47	26,25	75	72,5	73,75	76,25	76	29,75	23,75	72,5	77,75	71,25	73	77,25			
23	20:00	21:00	43,25	51,75	52	57,25	57,25	88,75	83,75	89,25	88	47,5	25,75	71,75	73,25	70,75	79,5	72	30	25	68,5	70	71,25	67,75	72			
24	21:00	22:00	42,5	43	50,5	43,75	52,25	94,25	83,5	90,25	88,75	46,75	25,75	71	41,75	71,25	84,5	39,5	28,5	24	44,25	57,5	72,25	62,25	51,25			
25	22:00	23:00	40,5	43	49,75	43	47,75	69,5	85,75	91,75	74	46,5	26,25	73,75	34,5	71,25	50,5	30,5	24,5	35,5	35,5	55	34,75	36,25				
26	23:00	24:00:00	40,75	42,5	51	42,75	46,25	59,75	74,25	74	54,25	47	26,25	38,75	34	63	44,25	29,5	32	26,75	28,25	35,5	35,75	29,75	36			

Figura 62 – Importação dos valores da telecontagem para a folha desenvolvida pela CK

	A	B	C	D
1	Energia [kWh]	Date		CSV* W
2	38	0:00	01-jan	38000
3	38	1:00	01-jan	38000
4	38	2:00	01-jan	37750
5	38	3:00	01-jan	37500
6	37	4:00	01-jan	37250
7	37	5:00	01-jan	37000
8	39	6:00	01-jan	38750
9	37	7:00	01-jan	36750
10	37	8:00	01-jan	37250
11	43	9:00	01-jan	42750
12	45	10:00	01-jan	44750
13	43	11:00	01-jan	43250
14	45	12:00	01-jan	44500
15	47	13:00	01-jan	46750
16	46	14:00	01-jan	46250
17	47	15:00	01-jan	47000
18	47	16:00	01-jan	47250
19	48	17:00	01-jan	47750
20	48	18:00	01-jan	48000
21	43	19:00	01-jan	42750
22	43	20:00	01-jan	43250
23	43	21:00	01-jan	42500
24	41	22:00	01-jan	40500
25	41	23:00	01-jan	40750
26	44	0:00	02-jan	44250
27	40	1:00	02-jan	40250
28	44	2:00	02-jan	43500

Figura 63 – Excerto da folha de Excel a ser importada para o software PVsyst

5.2-Dimensionamento

Da análise feita na secção anterior chegou-se à potência a instalar para este sistema de autoconsumo, Pn=100kW e Pp=115kW.

A potência de pico deve ser superior em 10% à potência nominal dos inversores para se garantir que estes operam à sua potência nominal durante mais horas, durante o dia, neste caso de estudo vai-se optar por uma potência de pico de 115kWp (15% acima da potência nominal).

Antes de fazer o dimensionamento deve-se analisar as condições de instalação do local onde se vai instalar o sistema fotovoltaico. Para isso temos de ter em conta algumas condições, nomeadamente:

- A área disponível para o gerador fotovoltaico;
- Se existem obstáculos e sombreamentos;
- Qual o tipo de terreno ou edifício onde irá ser instalado;
- Se o telhado onde será instalado é plano ou inclinado;
- Se a localização da instalação tem uma boa irradiação solar.

Para ajudar a conciliar todos estes aspetos usa-se um *software* de desenho 3D, SketchUp (como se pode observar no secção 5.2.1).

Depois desta análise feita escolhem-se os vários componentes do sistema:

Módulo fotovoltaico;

Inversor;

Estrutura.

Módulo Fotovoltaico

Neste caso escolhem-se módulos de silício policristalino REC® 250PE de 250Wp de potência cada. Este painel é composto por 60 células policristalinas protegidas por vidro temperado de 3,2 mm de espessura com tratamento antirreflexo, tem como dimensões 1665 x 991 x 38 mm.

Tabela 2 - Dados do módulo fotovoltaico [51]

ELECTRICAL DATA @ STC	REC250PE
Nominal Power - P_{MPP} (Wp)	250
Watt Class Sorting - (W)	0/+5
Nominal Power Voltage - V_{MPP} (V)	30.2
Nominal Power Current - I_{MPP} (A)	8.30
Open Circuit Voltage - V_{OC} (V)	37.4
Short Circuit Current - I_{SC} (A)	8.86
Module Efficiency (%)	15.1

Para esta potência precisamos de saber o número de painéis que a instalação vai ter:

$$N^{\circ} \text{ Módulos PV} = \frac{\text{Potência de Pico}}{\text{Potência de um módulo PV}} = \frac{115 \times 10^3}{250} = 460 \quad (\text{Equação 25})$$

Como a nossa instalação é num telhado de um edifício, é preciso acomodar os módulos na superfície do telhado disponível. Para tal calcula-se a largura (L) e o comprimento (C) associados a cada um deles.

$$C_{TELHADO} \times L_{TELHADO} = 18,04 \text{ m} \times 102,61 \text{ m} \quad (\text{Equação 26})$$

$$C_{MÓDULO} \times L_{MÓDULO} = 1,665 \text{ m} \times 0,991 \text{ m}$$

Efetuando a distribuição dos módulos segundo a largura:

$$\frac{L_{TELHADO}}{L_{MÓDULO}} = \frac{102,61}{0,991} = 103,54 \cong 103 \text{ módulos} \quad (\text{Equação 27})$$

Efetuando a distribuição dos módulos segundo o comprimento:

$$\frac{C_{TELHADO}}{C_{MÓDULO}} = \frac{18,04}{1,665} = 10,83 \cong 10 \text{ módulos} \quad (\text{Equação 28})$$

Da análise das equações anteriores chega-se à quantidade de painéis que se conseguem colocar no telhado, neste caso:

$$103 \times 10 = 1030 \quad (\text{Equação 29})$$

Assim conclui-se que se tem espaço suficiente para os 460 módulos fotovoltaico necessários

Inversores

Os inversores escolhidos para este sistema de autoconsumo foram *Fronius Symo 20.0-3-M* de 20kW de potência. Estes inversores têm uma eficiência de 98.1% e uma garantia de 2 anos que se pode estender até 7 anos, mediante um registo no site da *Fronius International*.

Para determinar a potência do inversor o valor deverá estar compreendido entre:

$$0,7 \times P_{PV} < P_{INVERSOR} < 1,2 \times P_{PV} \quad (\text{Equação 30})$$

Tabela 3 – Dados do inversor *Fronius Symo 20.0-3-M* de 20kW [52]

INPUT DATA	SYMO 20.0-3-M
Max. input current ($I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$)	33.0 A / 27.0 A
Max. usable input current total ($I_{dc \max 1} + I_{dc \max 2}$)	51.0 A
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	49.5 A / 40.5 A
Min. input voltage ($U_{dc \min}$)	200 V
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)	200 V
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	600 V
Max. input voltage ($U_{dc \max}$)	1,000 V
MPP voltage range ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	420 - 800 V
Number MPP trackers	
Number of DC connections	
Max. PV generator output ($P_{dc \max}$)	30.0 kW _{peak}
OUTPUT DATA	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	20,000 W
Max. output power	20,000 VA
AC output current ($I_{ac \text{ nom}}$)	28.9 A
Grid connection (voltage range)	
Frequency (Frequency range)	
Total harmonic distortion	1.3 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.

Para o número de inversores:

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{\text{Potência Nominal}}{\text{Potência de um inversor}} = \frac{100 \times 10^3}{20 \times 10^3} = 5 \quad (\text{Equação 31})$$

Para o número máximo de *strings* ou fileiras é fixado pelo valor máximo de tensão do sistema, isto é, pelo valor de tensão DC máxima permitida para interligar os módulos fotovoltaico em série e também pelo valor máximo de tensão à entrada do inversor.

Caso haja uma falha na rede, o inversor dispara e, se estivermos perante um dia com valores de temperatura muito baixos, a tensão em circuito aberto V_{OC} nos módulos fotovoltaico pode transformar-se num valor alto, na eventualidade de haver um disparo no lado AC do sistema fotovoltaico. Para resolver este problema limitamos o número de módulos e o valor máximo de tensão em série dos módulos.

O valor de tensão no módulo fotovoltaico, com um valor de temperatura de -10°C , é calculado pela seguinte equação (no caso de faltar dados, pode-se considerar um aumento de tensão com a temperatura é aproximadamente 14%):

$$U_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 1,14 \times V_{OC(CTS)} = 1,14 \times 37,4 = 42,636 \text{ V} \quad (\text{Equação 32})$$

Ao associar módulos fotovoltaicos existem algumas limitações:

- Tensão máxima de conexão entre os módulos (1000V);
- Tensão do módulo com uma temperatura de -10°C ;
- Tensão MPP

O número máximo de módulos ligados em série é dado por:

$$n^{\circ}_{MÁX.} = \frac{U_{MÁX. INV.}}{U_{OC(MÓDULO-10^{\circ}\text{C})}} = \frac{1000}{42,636} = 23,24 \cong 23 \quad (\text{Equação 33})$$

Para calcular o número mínimo de módulos em série tem que se ver a tensão mínima de funcionamento do inversor. Neste caso $U_{MIN INV.} = 200 \text{ V}$.

A tensão mínima de funcionamento ocorre normalmente quando se atinge a temperatura máxima de funcionamento esperada para 70°C e pode ser calculada pela

seguinte equação (no caso de faltar dados, pode-se considerar que o decréscimo da tensão com a temperatura é aproximadamente 18%):

$$U_{MPP(70^{\circ}C)} = 0,82 \times U_{MPP} = 0,82 \times 30,2 = 24,764 V \quad (\text{Equação 34})$$

Desta forma o número mínimo de painéis fotovoltaico ligados em série seria de:

$$n^{\circ}_{MIN} = \frac{U_{MIN\ INV.}}{U_{MPP(70^{\circ}C)}} = \frac{200}{24,764} = 8,076 = 8 \quad (\text{Equação 35})$$

Para calcular o número de *string* em paralelo tem de se saber a corrente máxima por *string* e/ou a corrente máxima do inversor.

$$n^{\circ}_{string} = \frac{I_{MÁX\ INV.}}{I_{P\ MÁX}} = \frac{33}{8,3} = 3,976 = 3 \quad (\text{Equação 36})$$

O inversor escolhido, pode ter 3 *strings* por MPPT.

Sabendo que cada inversor tem dois MPPT, logo cada inversor pode levar 6 *strings* (3 por MPPT). Neste caso com 5 inversores permitia a ligação de 30 *strings*, no entanto da análise das tensões máximas e mínimas chega-se a um número de 20 *strings* ou seja 4 *strings* por inversor, cada uma com 23 módulos o que perfaz 460 módulos.

No gerador fotovoltaico, cada *string* de 23 módulos, pode-se calcular:

$$U_{OC}(-10^{\circ}C) = 23 \times 42,636 = 980,628 V \quad (\text{Equação 37})$$

$$U_{MPP(70^{\circ}C)} = 23 \times 24,764 = 569,572 V \quad (\text{Equação 38})$$

Analisando o *datasheet* do inversor conclui-se que estes valores de tensão estão dentro dos valores aceitáveis.

Para calcular os cabos das *strings* temos:

$$I_z \geq 1,25 \times I_{CC\ DC} \quad (\text{Equação 39})$$

$$I = I_{STRING} \times 1,25 = 8,86 \times 1,25 = 11,075 A$$

Logo vamos usar na *strings* um cabo solar de secção 4 mm^2 (Cabo solar 2xPV1-F 4mm).

Para dimensionar fusíveis para cada *string*, temos que calcular a tensão e a corrente.

Primeiro vai ser calculado a tensão

$$V = M \times 1,15 \times V_{OC} \quad (\text{Equação 40})$$

Em que:

M-Número de módulos em série em cada *string*

- V_{OC} – Tensão em circuito aberto

Depois a corrente:

$$I = 1,15 \times I_{CC} \times N_{string} \quad (\text{Equação 41})$$

Para o dimensionamento dos seccionadores temos:

$$I_{Seccionadores} \geq 1,25 \times I_{CC PV} \geq 2 \times 1,25 \times 8,86 = 22,15A \quad (\text{Equação 42})$$

Vai ser usado um disjuntor DC bipolar de 25 A.

Para calcular os cabos DC (ligação do quadro de proteção ao inversor) são dimensionados da seguinte maneira:

$$I_Z \geq 1,25 \times I_{CC DC} \quad (\text{Equação 43})$$

$$I = 2 \times I_{STRING} \times 1,25 = 2 \times 8,86 \times 1,25 = 22,15 A$$

Usamos também um cabo solar de 4 mm^2 .

Em anexo está o esquema elétrico do sistema fotovoltaico dimensionado (Anexo A).

5.2.1-Modelação 3D em SketchUp

Antes de se começar a fazer o dimensionamento é necessário saber se o cliente detém infraestruturas que permitam colocar o número de módulos que se prevê utilizar e ao mesmo tempo, analisar se vão existir sombras que influenciem a produção do sistema fotovoltaico. Um *software* que permite fazer isto é o SketchUp é um *software* de modelação 3D, uma ferramenta essencial, pois conseguimos fazer a georreferenciação, orientação do sol (luz solar) e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos, como se pode ver nas figuras 64,65,66 e 67.

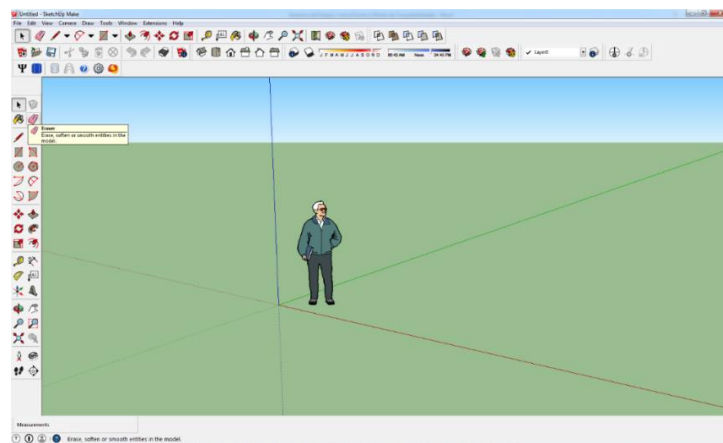


Figura 64 – *Software* de modelação 3D em SketchUp

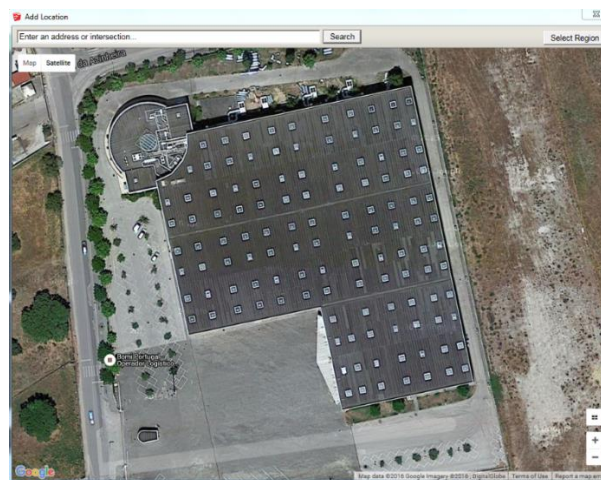


Figura 65 – Georreferenciação do sistema de autoconsumo fotovoltaico



Figura 66 – Modelação do edifício onde vai ser instalado o sistema de autoconsumo fotovoltaico

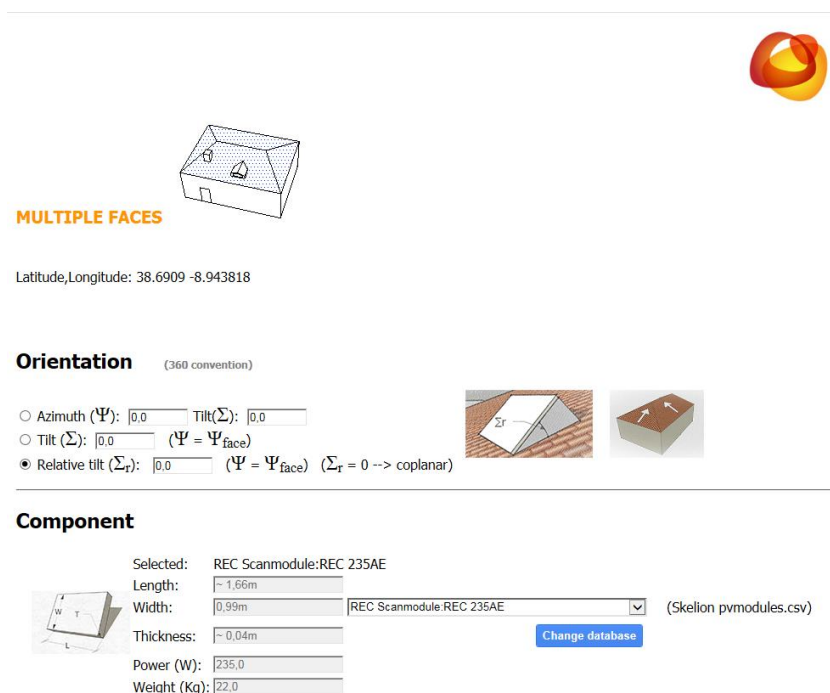


Figura 67 – Introdução de valores do Skelion

Usando uma extensão para o SketchUp, o Skelion, permite escolher o painel que se vai usar, o ângulo, seleccionar a estrutura (triangular ou coplanar). Neste caso vai-se seleccionar um módulo fotovoltaico REC 235AE (que apresenta as dimensões do módulos que se vai utilizar na instalação), numa estrutura coplanar.

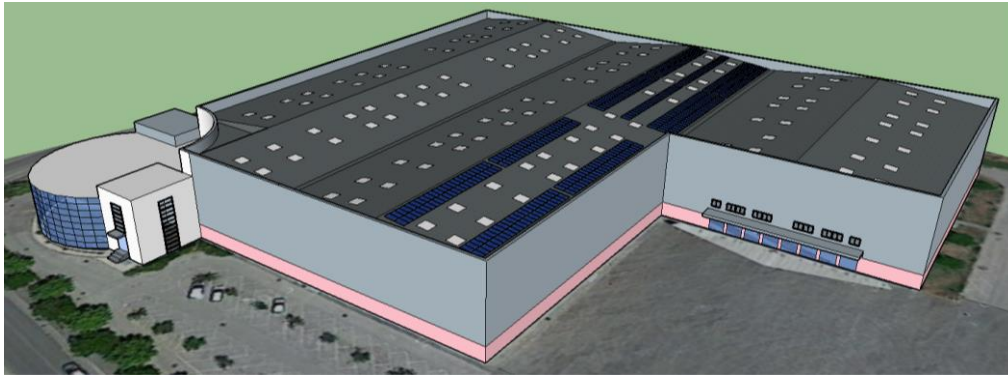


Figura 68 – Modelo 3D do edifício com a instalação fotovoltaico numa estrutura complanar

Depois do modelo 3D estar desenvolvido, verifica-se que existe espaço suficiente para uma instalação de 115kWp.

5.2.2-Dimensionamento do sistema de autoconsumo no PVsyst

Uma vez que se sabe a potência que se pretende instalar (100kWn/115kWp), assim como a área que é necessária, a orientação e inclinação, usa-se o *software* PVsyst para dimensionar o projeto.

A primeira fase é fazer a georreferenciação. Este passo é importante, pois obtém-se os dados meteorológicos de um ano de referência (o ano de 1990) que permite fazer uma simulação o mais próxima da realidade possível.



Figura 69 – Georreferenciação no PVsyst

Depois ajusta-se o ângulo de inclinação (*tilt*) e o ângulo azimute (*azimuth*) dos módulos fotovoltaicos. O ângulo azimute é composto entre a direção do módulo fotovoltaico e o norte geográfico

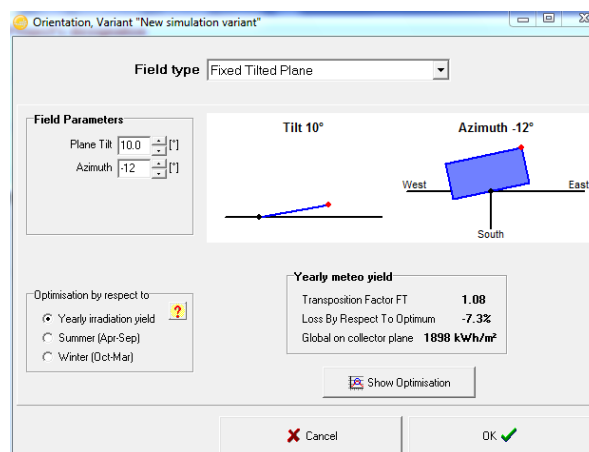


Figura 70 – Inclinação da estrutura dos módulos fotovoltaicos

O passo seguinte é escolher os módulos fotovoltaicos e os inversores. Neste menu é possível limitar a potência máxima instalada. Escolher o número de módulos em série e o número de *strings*.

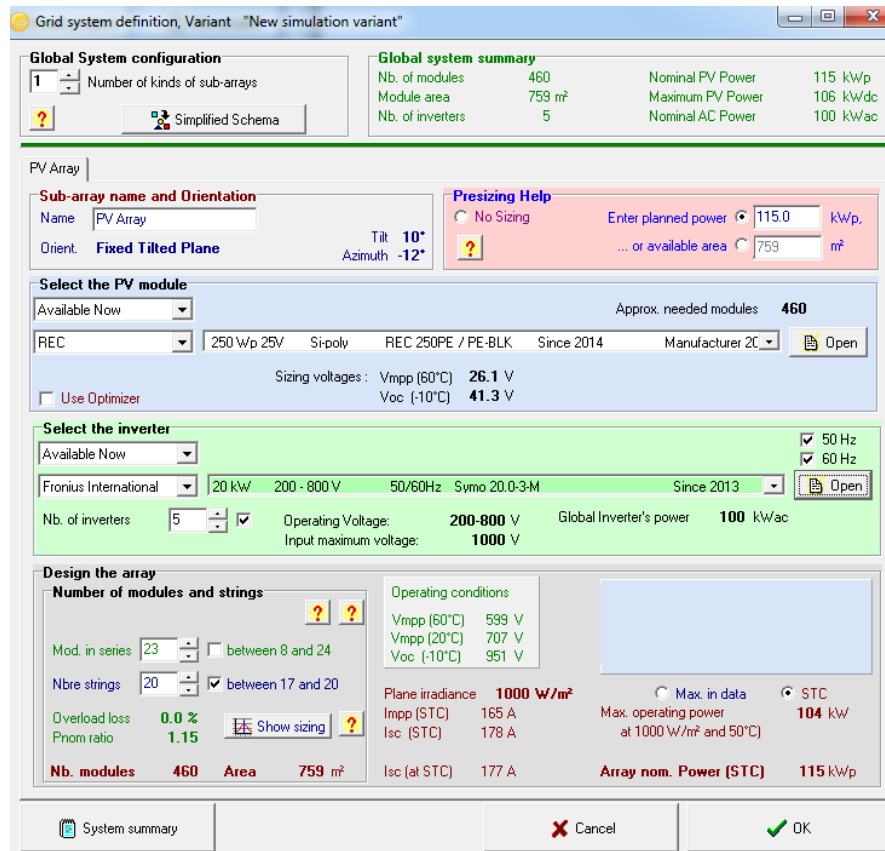


Figura 71 – Escolha dos módulos fotovoltaicos e inversores

Depois de selecionar o número de painéis e inversores pode-se observar todos os valores de tensão dos inversores, máximos e mínimos são respeitados, assim como a variação da tensão do arranjo dos módulos, para diferentes correntes e temperaturas. Neste caso e se comparando com os cálculos que se efetuaram, verifica-se que os mesmos estão coerentes.

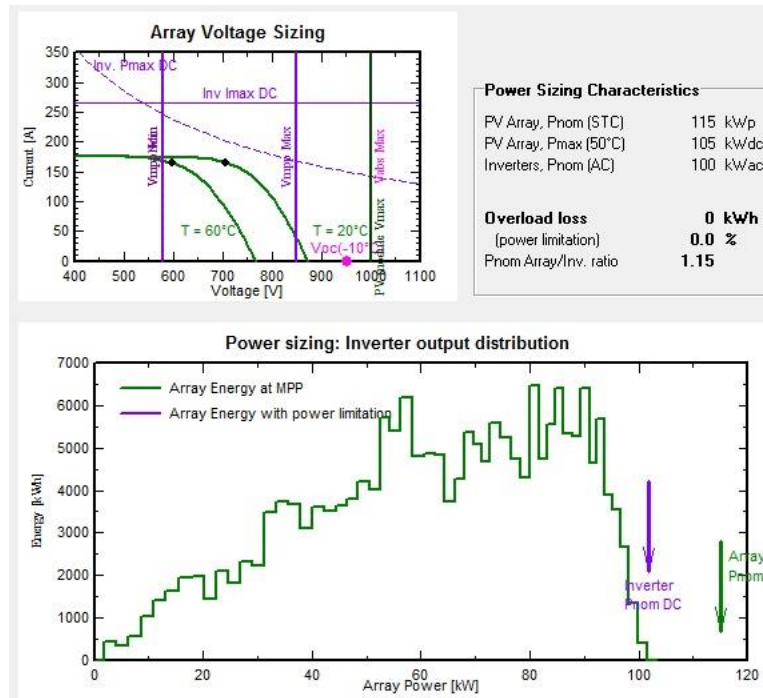


Figura 72 – Gráfico do dimensionamento do array

Para o PVsyst fazer a simulação mais precisa, e calcular as perdas ao longo dos condutores, tem de se seleccionar o tipo de condutor a utilizar na instalação, que neste caso vai ser o alumínio e a secção do condutor para as strings de 4mm^2 .

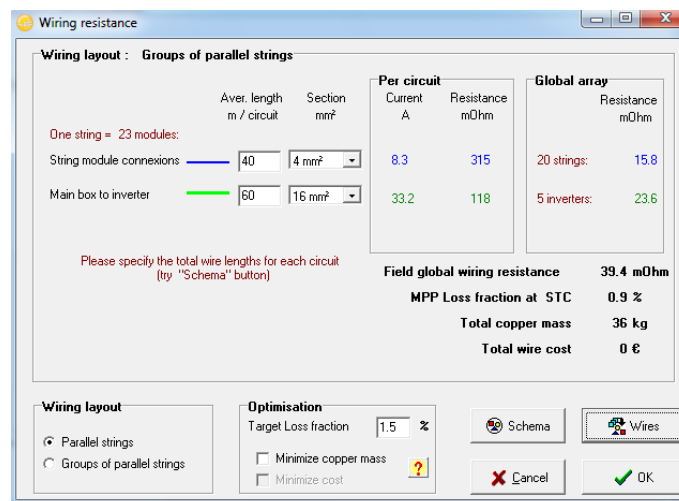


Figura 73 – Seleção da secção dos cabos fotovoltaicos

A figura seguinte mostra a distribuição dos módulos pelas respectivas *strings* e pelos inversores.

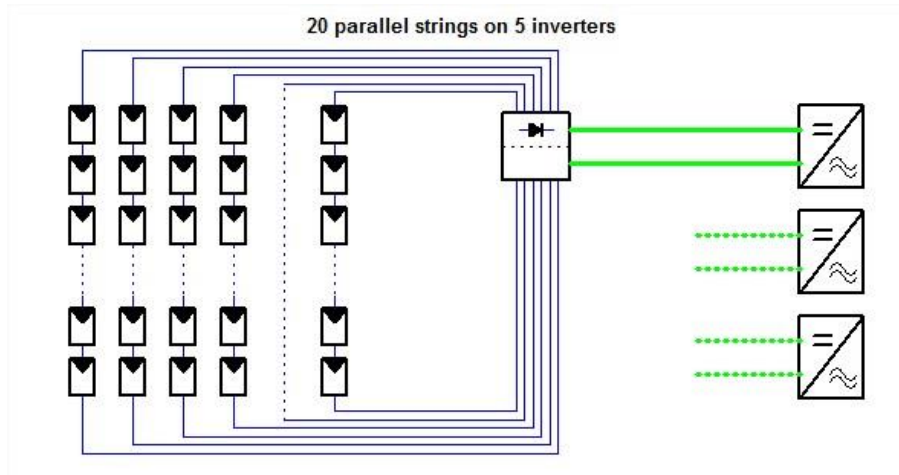


Figura 74 – Esquema de ligação do sistema fotovoltaico

Com o sistema devidamente dimensionado e os equipamentos escolhidos, importa-se o ficheiro Excel csv criado na secção 5.1, este ficheiro contém o consumo energético do cliente ao longo do ano (8760h do ano).

Com estas escolhas efetuadas e todas as variáveis definidas pode-se simular o sistema.

O *software* vai fornecer vários outputs que no caso de se pretender realizar uma análise financeira utilizando as folhas de Excel desenvolvidas pela CK, é necessário retirar as seguintes variáveis:

- Necessidades energéticas do consumidor (Load);
- Energia fornecida ao consumidor;
- Energia disponível na saída do inversor;
- Energia injetada na rede;
- Fração solar (E_{Used}/E_{Load});

- Performance de relação
- Sistema de produção normalizada;
- Referencia à Energia incidente.

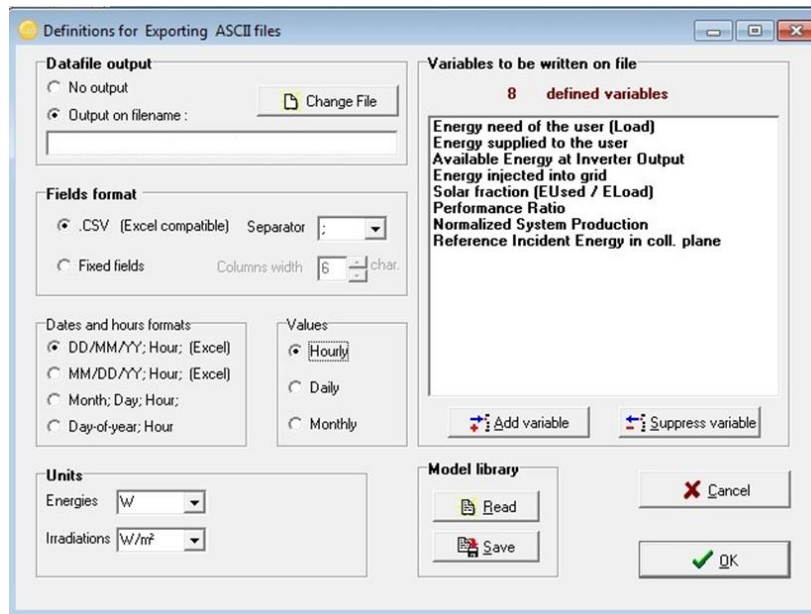


Figura 75 – Escolha das variáveis para o projeto

E por fim o *PVsyst* faz o relatório, onde se pode verificar todas as variáveis que definimos ao longo do projeto, desde a inclinação dos módulos fotovoltaicos, as características dos módulos, características dos inversores, as perdas dos módulos fotovoltaicos, as necessidades energéticas do consumidor, produção estimada do sistema como se pode ver na figura seguinte, para além disso devolve um ficheiro excel com os valores, ao longo de um ano, das variáveis escolhidas.

New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E Load kWh	E User kWh	E_Grid kWh
January	72.3	10.92	89.7	85.4	9471	38652	8188	1066
February	87.8	12.25	102.2	98.0	10706	28980	8798	1671
March	137.0	14.54	149.8	144.6	15435	25359	9752	5353
April	173.2	15.71	182.8	176.9	18537	28341	12051	6097
May	214.6	18.84	219.0	212.2	21820	60501	18900	2475
June	228.8	22.05	230.2	223.6	22526	87989	21769	304
July	239.7	23.59	243.1	236.2	23532	123895	23054	12
August	214.7	23.96	224.0	217.3	21676	126808	21246	0
September	159.8	21.70	173.8	168.2	17193	99919	16844	0
October	114.9	18.81	131.4	126.3	13329	89004	13043	2
November	74.6	14.02	89.5	85.4	9354	90468	9033	110
December	61.0	11.67	76.2	72.2	8056	64097	7770	97
Year	1778.3	17.37	1911.7	1846.3	191635	864013	170448	17188

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E Load Energy need of the user (Load)
GlobInc Global incident in coll. plane E User Energy supplied to the user
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E_Grid Energy injected into grid

Figura 76 – Consumos e previsões da instalação fotovoltaica

A figura 77 mostra-nos um diagrama de fluxo de energia:

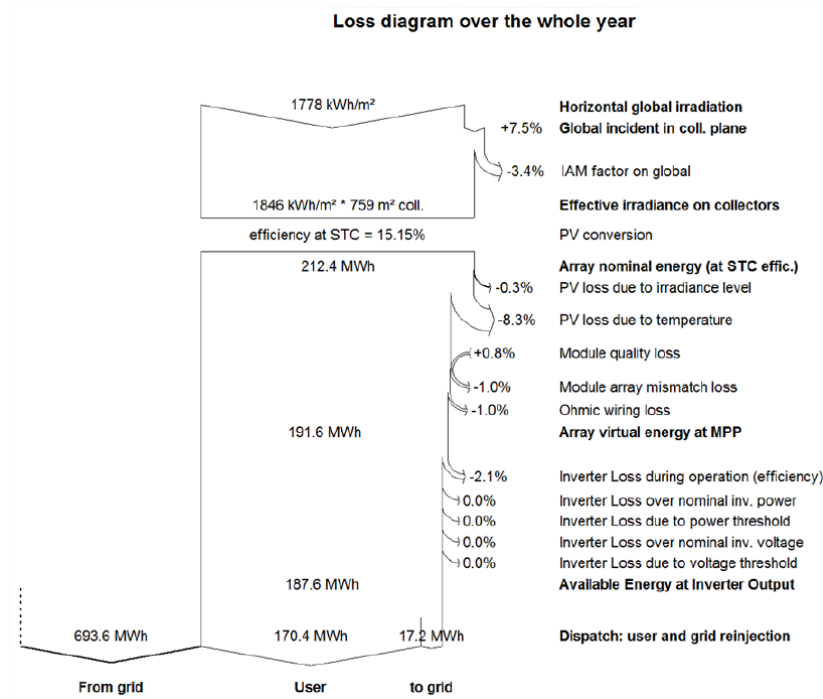


Figura 77 – Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico

Em anexo está o relatório gerado pelo *PVsyst* (Anexo B).

5.3-Estudo da viabilidade económica

Com a simulação do *PVsystem* de seguida utiliza-se a folha VBA Excel também elaborada pela CK e que permite realizar uma análise económica do sistema.

Esta folha é chamada de ProsumerPV e permite fazer a análise de viabilidade económica do sistema que se dimensionou.

Para utilizar as folhas excel desenvolvidas pela CK, utiliza-se o ficheiro excel gerado pelo *PVSystem* e copiam-se estes para a folha de Inputs_ *PVsystem* da folha ProsumerPV (tabela seguinte).

Tabela 4 – Input dos valores das variáveis

date	Energy need of the user (Load)	Energy supplied to the user	Available Energy at inverter Output	Energy injected into grid	Solar fraction (Eused / Eload)	Performance Ratio	Normalized System Production	Reference Incident Energy in collector plane
dd/mm/yyyy	Wh/day	Wh/day	Wh/day	Wh/day			kWh/kWp/day	kWh/m ² .day
01-01-1990 00:00	38000	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 01:00	38000	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 02:00	37750	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 03:00	37500	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 04:00	37250	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 05:00	37000	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 06:00	36750	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 07:00	36750	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 08:00	37250	1757,5	1757,5	0	0,0472	0,663	0,3668	0,5532
01-01-1990 09:00	42750	8708,3	8708,3	0	0,2037	0,8632	1,8174	2,1054
01-01-1990 10:00	44750	12270	12270	0	0,2742	0,8855	2,5606	2,8919
01-01-1990 11:00	43250	17645	17645	0	0,4068	0,901	5,6824	4,0871
01-01-1990 12:00	44500	16644	16644	0	0,374	0,8976	3,4735	3,8697
01-01-1990 13:00	46750	14291	14291	0	0,3057	0,8904	2,9825	3,3496
01-01-1990 14:00	46250	6597,1	6597,1	0	0,1426	0,8356	1,3768	1,6477
01-01-1990 15:00	47000	4493	4493	0	0,0956	0,796	0,9377	1,178
01-01-1990 16:00	47250	1701,3	1701,3	0	0,096	0,6552	0,3551	0,5419
01-01-1990 17:00	47750	0	0	0	0	0	0	0,0127
01-01-1990 18:00	48000	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 19:00	42750	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 20:00	43250	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 21:00	42500	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 22:00	40500	0	0	0	0	1	0	0
01-01-1990 23:00	40750	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 00:00	44250	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 01:00	40250	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 02:00	43500	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 03:00	40750	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 04:00	43000	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 05:00	40000	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 06:00	40000	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 07:00	46500	0	0	0	0	1	0	0
02-01-1990 08:00	56250	1795,9	1795,9	0	0,0319	0,6719	0,3748	0,5578
02-01-1990 09:00	65750	1057,2	1057,2	0	0,0161	0,5686	0,2206	0,388
02-01-1990 10:00	79600	34141	34141	0	0,4492	0,916	7,125	7,7785
02-01-1990 11:00	66000	42197	42197	0	0,6393	0,9128	8,8062	9,6474
02-01-1990 12:00	65500	44466	44466	0	0,6789	0,9087	9,28	10,212
02-01-1990 13:00	67250	26621	26621	0	0,3958	0,9122	5,5556	6,0907
02-01-1990 14:00	68750	27305	27305	0	0,3972	0,9093	5,6984	6,2671
02-01-1990 15:00	70000	14655	14655	0	0,2094	0,8905	3,0585	3,4347
02-01-1990 16:00	81000	5899,9	5899,9	0	0,0728	0,8138	1,2313	1,5131
02-01-1990 17:00	99000	0	0	0	0	0	0	0,0148

Com estes dados inseridos introduz-se a potência nominal para o sistema que neste caso é de 100kW, escolhe-se a potência contratada se é ou não superior a 41,4kW, se existe venda à rede ou não de energia, escolher os anos que se quer realizar a análise económica e a seleção da tarifa praticada.

Potência nominal (Kw)	Apoio a fundo perdido			Potência contratada acima de 41.4kW?	Venda de Energia à rede?	Duração para análise Económica (Anos)
100	0%	1.Sim		1.Sim		25
Taxa de atualização	Ciclo/Tarifa					
2,00%	13.Semanal com Feriados TETRA-HORARIA					
Investimento Inicial	Inserir valor da Tarifa					
Sem IVA 124.627,80 €						
Valor de Manutenção Anual						
1.246,28 €						
Depreciação Anual Produção						
0,70%						
Taxa de Aumento (ERSE) anual						
3,20%						
CIEG						
Seguro Exploração						
Amortização IRC Imobilizado						

Processar

Figura 78 - Seleção da tarifa

Com a escolha da tarifa é preciso inserir os valores que o cliente está a pagar em cada momento. Este cliente tem uma tarifa tetra-horária e devido ao comercializador em causa o valor pago pela rede de energia já está incluído na tarifa. Como tal, apenas se preenche a coluna de Energia Ativa (tem que se introduzir os valores das horas de vazio normal, horas de super vazio, horas de cheia e horas de ponta) e colocar os valores do termo de rede e de potência na tarifa de horas de ponta (PTHPT). Estes valores são retirados das faturas.

Tabela 5 – Tabela do ciclo horário (tetra-horário)

Ciclo Semanal - TETRA-HORARIA - FER, Segunda a Sexta													
Tarifas(€)	Hora de Inverno	Início	Hora de Inverno	Fina	Hora de Verão	Início	Hora de Verão	Final	Inverno%	Verão%	Energia Ativa	Redes de Energia	Tarifa PTHPT
Vazio	0,09220 €	00:00	02:00	02:00	00:00	02:00	02:00	02:00	12,50%	12,50%	0,09220 €	- €	
Normal	0,09220 €	06:00	07:00	07:00	06:00	07:00	07:00	07:00					
Super Vazio	0,09100 €	02:00	06:00	06:00	02:00	06:00	06:00	06:00	16,67%	16,67%	0,09100 €	- €	
Cheias	0,12320 €	07:00	09:30	09:30	07:00	09:15	09:15	09:15					0,2325 €
	0,12320 €	12:00	18:30	18:30	12:15	23:59	23:59	23:59	50%	58,33%	0,12320 €	- €	
	0,12320 €	21:00	23:59	23:59									
Pontas	0,13220 €	09:30	12:00	12:00	09:15	12:15	12:15	12:15	20,83%	12,50%	0,13220 €	- €	
	0,13220 €	18:30	21:00	21:00									

Ao analisar os consumos e produção de energia para autoconsumo, como os consumos anuais da instalação foram obtidos da telecontagem da instalação, perspectiva-se que os resultados sejam muito próximo do esperado. Assim, para uma análise mais realista do que será o autoconsumo do edifício elaborou-se um gráfico diário, das 00:00 às 23:59, correspondente ao acumulado dos consumos e energia para autoconsumo para todos os dias de um ano. Este gráfico corresponde à figura 79.

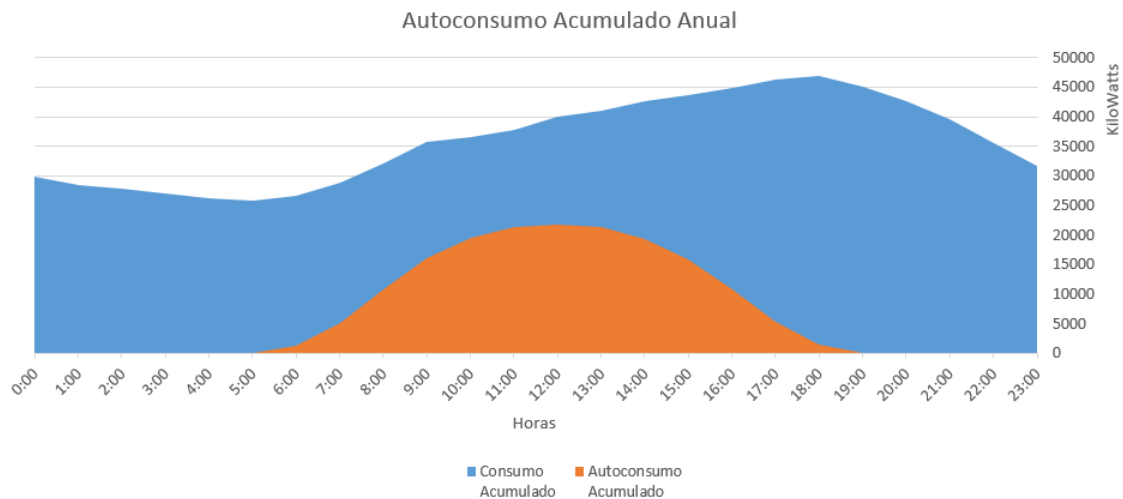


Figura 79 – Gráfico com os consumos

Para realizar uma análise financeira sobre o sistema fotovoltaico em causa considerou-se os diferentes períodos horários da tarifa tetra horária, pois cada período tem um valor correspondente.

Este investimento teve ainda em conta outros fatores, como o aumento da energia elétrica, uma taxa de atualização, a depreciação anual de produção dos painéis fotovoltaicos e um valor de manutenção anual de todo o sistema fotovoltaico (correspondente a 1% do valor do investimento inicial). Na tabela seguinte podem verificar-se quais as considerações tomadas nesta análise económica.

Tabela 6 – Considerações para o estudo económico-financeiro

Potência nominal (Kw)	100
Taxa de atualização	2.00%
Investimento Inicial	
Sem IVA	124,627.80 €
Valor de Manutenção Anual	1,246.28 €
Depreciação Anual Produção	0.70%
Taxa de Aumento (ERSE) anual	3.20%

A partir do estudo feito e apresentado nas tabelas acima foram obtidos os períodos de recuperação do investimento (PRI e PRIA), taxa interna de rentabilidade (TIR) e o retorno de investimento (ROI), apresentados na tabela seguinte.

Tabela 7 – Indicadores revelantes para estudo económico-financeiro

Poupança no primeiro ano (€)	24,470.44
VAL - Valor Atualizado Líquido (€)	468831.88
TIR - Taxa Interna de Rentabilidade (%)	18%
ROI - Retorno de Investimento (€)	3.76
PRIA - Payback com atualização de capital	5 Anos e 6 Meses
LCOE - Levelized Cost of Energy (€/kWh)	0.038
Tarifa Média Evitada (€/kWh)	0.118
Custo por Wp instalado (€)	1.08

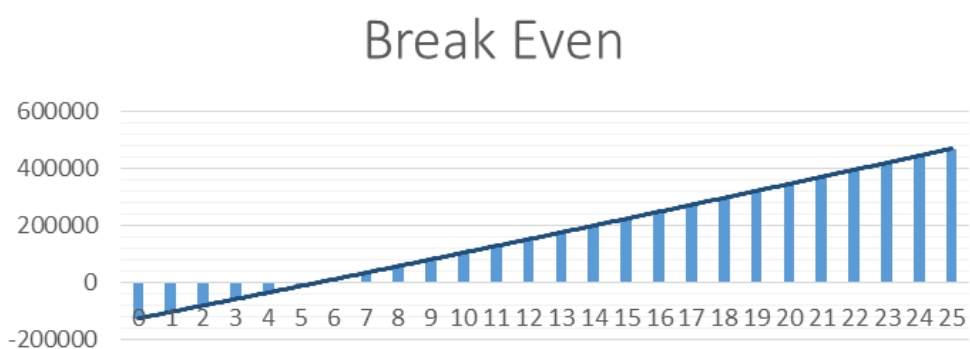


Figura 80 – Representação gráfica do período de retorno de investimento

Tabela 8 – Valores da tarifa de energia elétrica com base no aumento percentual anual para os diferentes períodos horários

Tarifas após aumento de (ERSE) 3.2%				
Anos	Vazio Normal	Super Vazio	Cheias	Pontas
0	0,0922	0,091	0,1232	0,1322
1	0,09515	0,09391	0,12714	0,13643
2	0,09820	0,09692	0,13121	0,14080
3	0,10134	0,10002	0,13541	0,14530
4	0,10458	0,10322	0,13974	0,14995
5	0,10793	0,10652	0,14421	0,15475
6	0,11138	0,10993	0,14883	0,15970
7	0,11494	0,11345	0,15359	0,16481
8	0,11862	0,11708	0,15851	0,17009
9	0,12242	0,12083	0,16358	0,17553
10	0,12634	0,12469	0,16881	0,18115
11	0,13038	0,12868	0,17422	0,18694
12	0,13455	0,13280	0,17979	0,19292
13	0,13886	0,13705	0,18554	0,19910
14	0,14330	0,14144	0,19148	0,20547
15	0,14789	0,14596	0,19761	0,21204
16	0,15262	0,15063	0,20393	0,21883
17	0,15750	0,15545	0,21046	0,22583
18	0,16254	0,16043	0,21719	0,23306
19	0,16774	0,16556	0,22414	0,24052
20	0,17311	0,17086	0,23132	0,24821
21	0,17865	0,17633	0,23872	0,25616
22	0,18437	0,18197	0,24636	0,26435
23	0,19027	0,18779	0,25424	0,27281
24	0,19636	0,19380	0,26238	0,28154
25	0,20264	0,20000	0,27077	0,29055

Tabela 9 – Valores de energia elétrica utilizados para autoconsumo e poupança mensal

Autoconsumo de Energia (kWh)	Poupança mensal	Produzida não consumida (kWh)	Poupança mensa	
Total Autoconsumo (kWh/mês)	Total Autoconsumo (€/mês)	Total Venda à RESP(kWh/mês)	Total Venda à RESP (€/mês)	
2065,52	190,44	10,94	0,48	Janeiro
0,00	0,00	0,00	0,00	Vazio Normal
1531,01	202,40	317,60	13,87	Super Vazio
4591,37	565,66	737,85	32,23	Ponta
				Cheias
				Fevereiro
2429,63	224,01	179,14	7,84	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
1492,47	197,30	361,19	15,80	Ponta
4875,77	600,69	1130,79	49,46	Cheias
				Março
2491,08	229,68	611,23	13,95	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
1662,19	219,74	1476,42	33,69	Ponta
5598,61	689,75	3265,58	74,52	Cheias
				Abril
3986,07	367,52	1173,03	16,98	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
2185,44	288,91	2085,45	30,18	Ponta
5879,54	724,36	2838,13	41,07	Cheias
				Maiο
4567,49	421,12	439,06	17,09	Vazio Normal
0,60	0,05	0,00	0,00	Super Vazio
4351,62	575,28	918,47	35,75	Ponta
9980,59	1229,61	1117,78	43,51	Cheias
				Junho
5147,94	474,64	8,26	0,31	Vazio Normal
7,69	0,70	0,00	0,00	Super Vazio
4859,19	642,38	157,68	5,92	Ponta
11754,20	1448,12	138,45	5,20	Cheias
				Julho
5297,49	488,43	0,00	0,00	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
5553,34	734,15	11,56	0,53	Ponta
12203,64	1503,49	0,00	0,00	Cheias
				Agosto
4870,07	449,02	0,00	0,00	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
5288,70	699,17	0,00	0,00	Ponta
11087,12	1365,93	0,00	0,00	Cheias
				Setembro
4300,78	396,53	0,00	0,00	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
4104,71	542,64	0,00	0,00	Ponta
8438,39	1039,61	0,00	0,00	Cheias
				Outubro
2674,87	246,62	0,00	0,00	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
3819,30	504,91	2,17	0,10	Ponta
6549,25	806,87	0,00	0,00	Cheias
				Novembro
1870,17	172,43	0,00	0,00	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
1920,41	253,88	38,43	1,46	Ponta
5242,06	645,82	72,05	2,73	Cheias
				Dezembro
2138,70	197,19	31,71	1,80	Vazio Normal
0,00	0,00	0,00	0,00	Super Vazio
1576,99	208,48	14,08	0,80	Ponta
4053,89	499,44	50,85	2,88	Cheias
Total (kWh)	Total (€)	Total (kWh)	Total (€)	
170,45	20.046,99 €	17187,91	448,14 €	€ 24.470,44
Poupança na Potência de horas de Ponta	3.975,32 €			

Para a apresentação de proposta ao cliente utilizava-se uma tabela resumo, com todas as escolhas efetuadas ao longo do projeto e que resume também a parte económica do projeto:

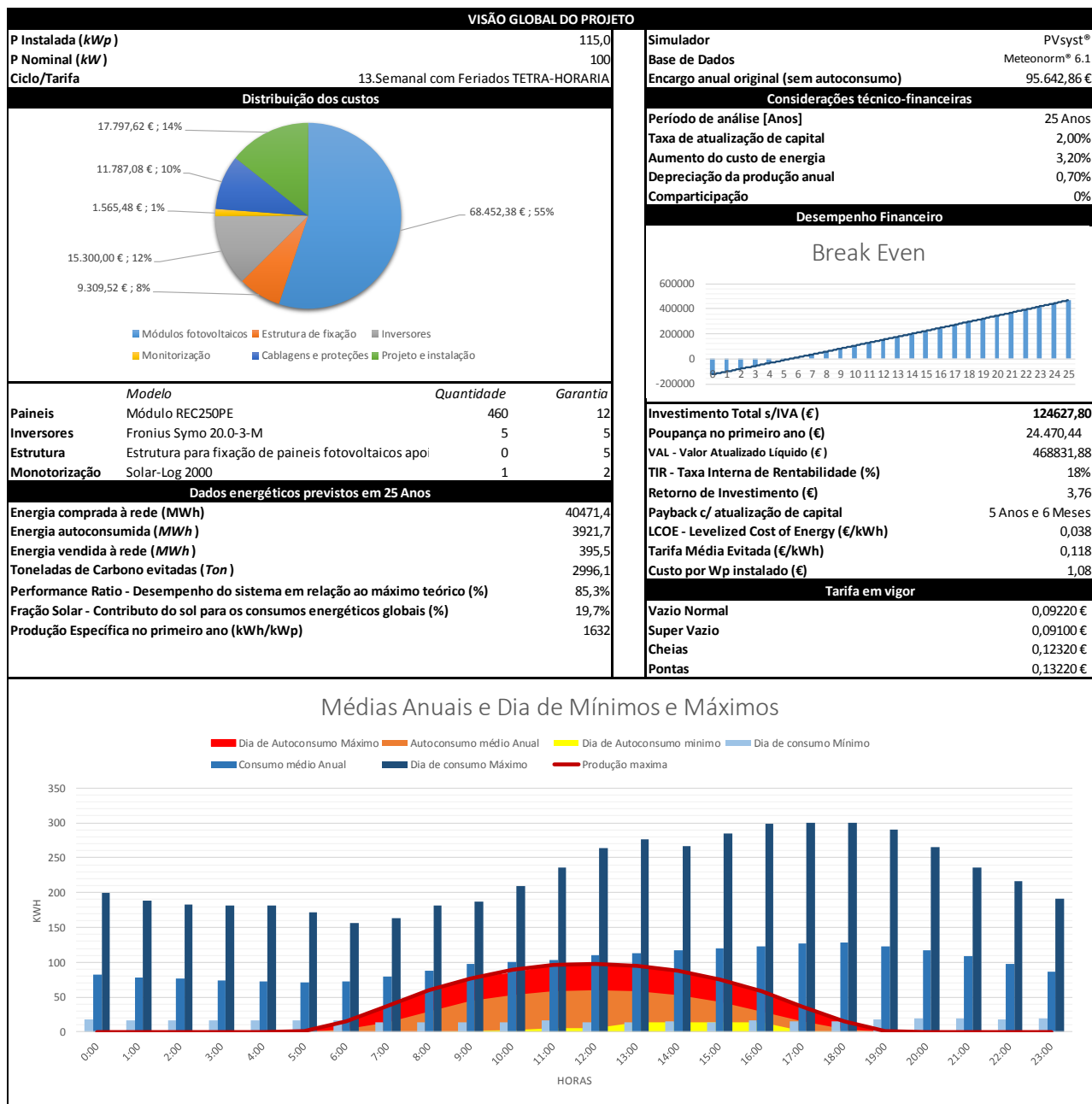


Figura 81 – Tabela resumo

Ao observar todos os gráficos, tabelas e valores que estão na secção onde é possível tirar todas as conclusões em relação a este estudo. Esta ferramenta permite fazer uma análise mais detalhada e perceber qual a potência que se deve instalar para que o sistema fotovoltaico seja mais rentável.

Assim sendo em cada caso fazia-se mais do que um estudo, para valores de potência diferentes e no final fazer a escolha da potência que torne o sistema fotovoltaico com um *Payback* menor.

Acresce ainda, como fator externo mas não menos importante, o aumento que as tarifas elétricas têm sofrido nos últimos anos e que se prevê continuarem a sua escalada ao longo dos próximos anos (mesmo que nesta análise se tenha em conta este fator não se pode dizer que esteja a ser desenvolvido da melhor maneira dada a imprevisibilidade do custo da energia elétrica) como tal, ainda se torna mais apetecível economicamente este tipo de investimento, dado que o fotovoltaico já atingiu a paridade de rede e neste momento consegue fornecer energia mais barata que o custo de aquisição por parte do cliente, tal como demonstrado pelo LCOE (custo da energia por kWh produzida pelo sistema ao longo do tempo de vida do projeto), que neste caso é 0,038 €.

Após a realização deste estudo foi possível averiguar que a poupança energética alcançada pelo autoconsumo corresponde a uma poupança de 19.7% na fatura anual. Esta poupança é alcançada considerando os consumos de Janeiro a Dezembro de 2015 totalizando 864,013 MWh e a parcela de autoconsumo, com base na simulação efetuada, 170,45 MWh, havendo excedente de energia para injetar na rede no valor de 17,187MWh.

Este estudo teve em consideração um aumento anual da energia elétrica de 3,2% (nos últimos três anos o aumento líquido foi de 32%), uma taxa de atualização de 2% e um valor de manutenção de 1246,28€ no primeiro ano. No final do primeiro ano de instalação temos uma poupança de 24470,44 €

Em termos económicos, o retorno de investimento ocorre no 5º ano e 6 meses de vida do projeto. Este projeto tem uma TIR de 18% e um ROI de 3,76€.

6-Bombagem Solar

O sistema de bombagem solar consiste em aproveitar o sol para retirar água de um furo, poço ou rio.

Se os sistemas de armazenamento de energia elétrica são caros e com problemas de manutenção, torna os sistemas de bombagem solar excelentes para utilizar em zonas onde não existe RESP (e não só).

Aplicar um sistema de bombagem solar onde existe RESP, permite poupar energia elétrica proveniente da RESP e, por conseguinte, reduz-se a fatura elétrica e recupera-se o investimento num curto espaço de tempo. Este sistema é usado para explorações agrícolas, exploração pecuárias, abastecimento de água potável e recirculação de água em piscinas.

A alimentação das bombas pode ser em DC ou AC, dependendo da bomba que se utiliza. A escolha entre uma bomba DC ou uma bomba AC, depende da quantidade de água que se necessita e consequentemente a potência da bomba.

Para caudais mais pequenos a escolha recai nas bombas DC, no entanto para grandes caudais as bombas AC continuam a ser a escolha mais frequente. Em termos de bombas, importa distinguir bombas helicoidais de bombas centrífugas.



Figura 82 - Bomba helicoidal e bomba centrífuga

As primeiras podem funcionar na vertical desde que se garante que não aspiram impurezas e conseguem elevar água a grandes alturas manométricas, enquanto as segundas com um ângulo máximo de 30° em relação à horizontal.

Um sistema de bombagem com bombas AC, precisa de painéis fotovoltaicos, inversor, bomba AC e variadores de velocidade. As bombas AC precisam do máximo de energia produzida para funcionar. Dessa forma, faz com que a bomba AC só funcione quando a potência nominal da bomba estiver disponível no sistema fotovoltaico.

Um sistema com bombas DC precisa de painéis fotovoltaicos, um controlador (em vez do inversor) e uma bomba DC. As bombas solares de DC, funcionam aproveitando ao máximo a potência disponível do sol, ou seja são bombas que funcionam em velocidade variável, por meio da variação de tensão, o que permite utilizar a potência disponibilizada pelo painel solar naquele instante.

As bombas DC que faz com que a bomba entre em funcionamento mesmo que não esteja disponível a potência nominal da mesma, tendo um ciclo de funcionamento que se explica mais à frente.

Com a bombagem solar pode-se alimentar bombas de furo, bombas de superfície, bombas de piscina. Na secção 6.1, dimensiona-se um sistema de bombagem para aplicação num furo.

A implementação destes sistemas pode ser em:

- Locais sem RESP;
- Locais com RESP.

Em qualquer umas das situações anteriores, as bombas solares podem ser aplicadas em sistemas de:

- Rega direta;
- Rega com recurso a depósito.

Nos sistemas de rega direta é necessário um dimensionamento mais pormenorizado que garanta a pressão mínima necessária no último aspersor do sistema de rega.

Nos sistemas de rega com recurso a depósito, já não é necessário esse cuidado já que o caudal mínimo e pressão não interessam, mas sim chegar ao fim do dia com “X” m³ de água no depósito.

Nos sistema de bombagem solar a utilização de seguidores solares são mais vantajosos pois consegue-se mais horas de sol/dia, que permite colocar em funcionamento a bomba durante mais horas, uma vez que temos a potência nominal da bomba durante mais horas/dia.

6.1-Dimensionamento bombagem solar

Nesta secção vai-se dimensionar um sistema de bombagem solar DC para aplicar num furo artesiano. Para um dimensionamento mais preciso é usado o *software Compass*, este *software* é da alemã *Lorentz* líder e marca de referência em bombagem solar DC.

As bombas DC da *Lorentz* têm o mesmo funcionamento das bombas trifásicas. As bombas da marca alemã têm um motor sem escovas com um desfasamento de 120°. O controlador da bomba controla o funcionamento do sistema e ajusta a tensão de saída em tempo real em função da variação da intensidade da irradiação, a saída do controlador é feito por PWM, sendo que o que é aplicado à bomba é o valor médio da tensão da onda quadrada.

A vantagem de utilizar este tipo de *software* prende-se com o facto de usarem bases de dados com as condições climáticas dos últimos 30 anos o que, tirando anos anormais em termos climáticos, permite um cálculo muito próximo da realidade.

Para o dimensionamento de um sistema de bombagem existem parâmetros que são importantes para o mesmo, tais como:

- Local da instalação;
- Inclinação dos módulos fotovoltaicos;
- Comprimento da cablagem elétrica DC;
- Rendimento diário necessário (m³/dia);

- Nível de água estático;
- Distância entre o furo e o depósito;
- Meses de utilização/aplicação (rega ou alimentação de animais).

A figura seguinte mostra um sistema de bombagem de furo artesiano com recurso a depósito.

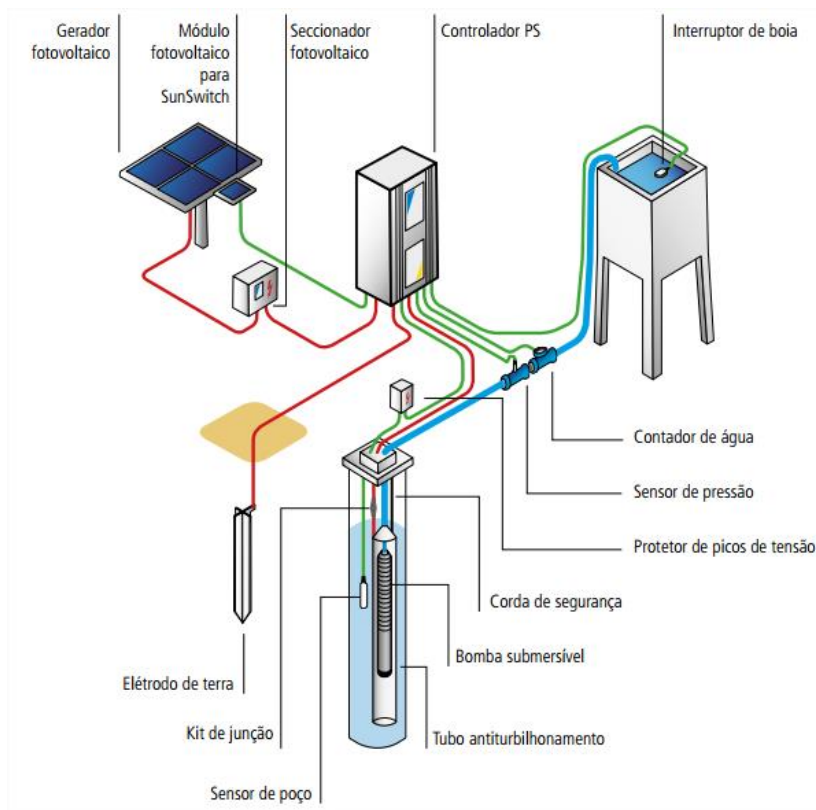


Figura 83 - Disposição do sistema de bombagem solar [53]

Sabendo estes parâmetros pode-se então proceder ao dimensionamento do sistema, inicialmente é preciso definir o tipo de sistema que se pretende, furo artesiano, superfície (poço/rio ou piscinas), ver figura seguinte.

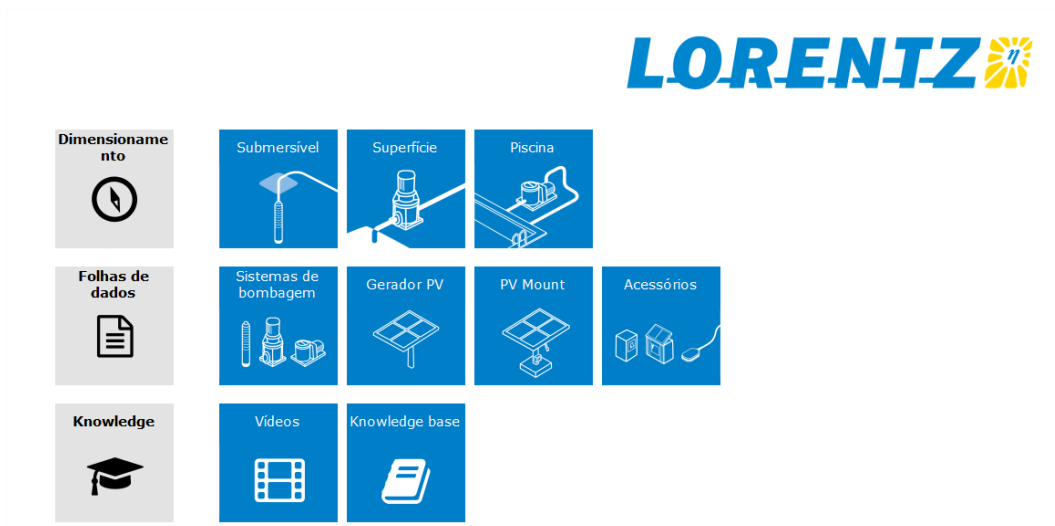


Figura 84 - Escolha do sistema de bombagem

Depois de escolher o tipo de sistema, segue-se a introdução de parâmetros, a figura seguinte mostra o painel para introdução de parâmetros.

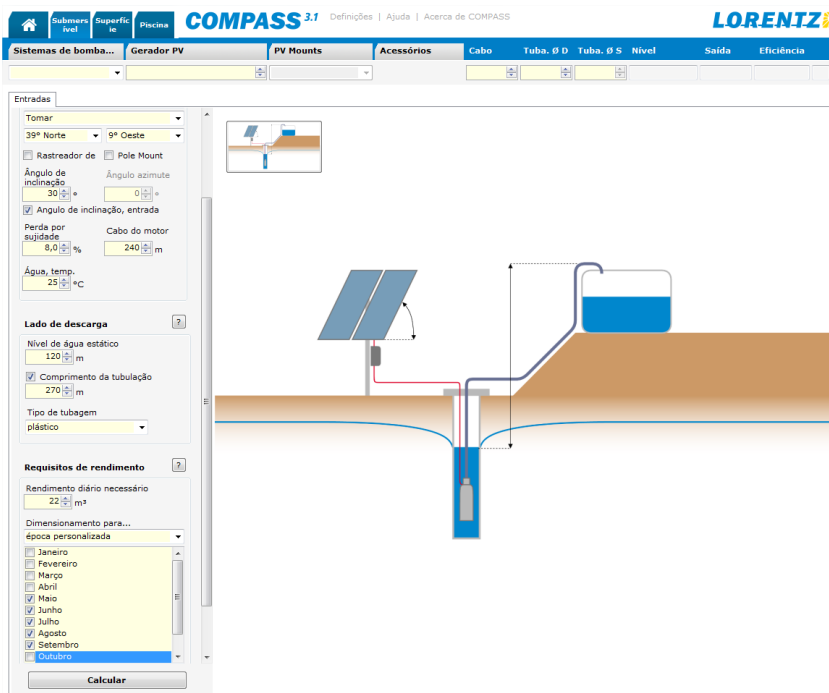


Figura 85 – Software COMPASS 3.1 (painel introdução parâmetros)

Neste caso concreto vamos escolher:

-Local da instalação;

-Tomar

-Inclinação dos módulos fotovoltaicos;

-30°

-Comprimento da cablagem elétrica DC;

-240m

-Rendimento diário necessário (m³/dia);

-22m³/dia

-Nível de água estático;

-120m

-Distância entre o furo e o depósito;

30m

-Meses de utilização/aplicação.

- Maio a Setembro.

Com os parâmetros introduzidos pode-se simular o sistema de bombagem, o *software* vai produzir um relatório com todos os componentes do sistema de bombagem solar, desde a bomba, número de painéis e sua associação, cabos a utilizar e secção dos tubos.

O relatório contempla também gráficos com os caudais previsto por dia e por hora.

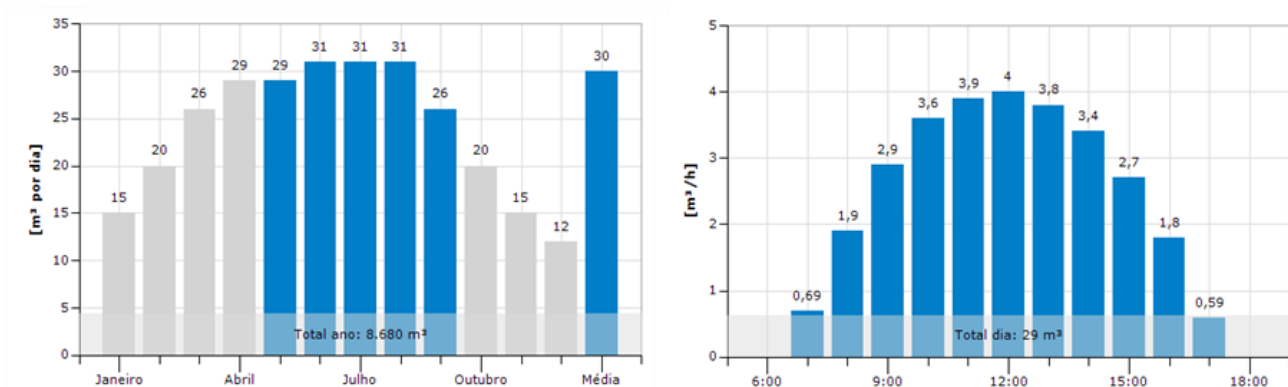


Figura 86 – Caudal diário e caudal horário

O gráfico de cima permite perceber que o caudal diário varia com a disponibilidade solar ao longo do ano. Da análise do segundo gráfico pode-se verificar o que foi explicado anteriormente relativamente à utilização da potência disponível no sistema fotovoltaico pela bomba ser progressivo, o somatório do caudal hora, dá o caudal médio diário.

Os gráficos seguintes permitem analisar os valores médios dos caudais mensais, comparativamente aos valores médios de energia, irradiação, pluviosidade e temperatura ambiente.

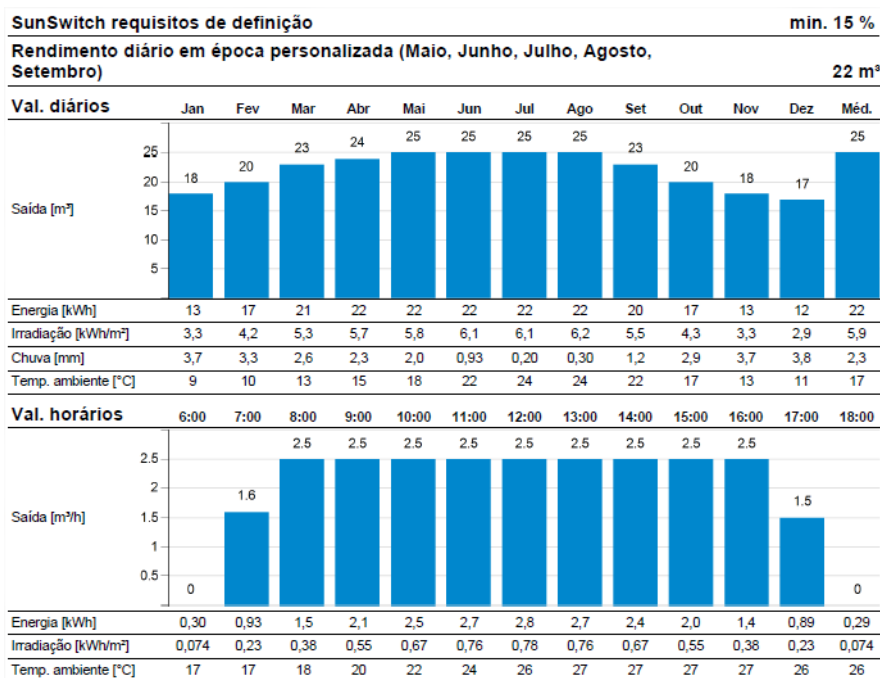


Figura 87 – Médias diárias do sistema de bombagem

Para além dos gráficos anteriores que trazem um valor comercial acrescido, o *software* facilita o trabalho do projetista já que devolve o esquema de ligações dos módulos fotovoltaicos, ver figura seguinte.

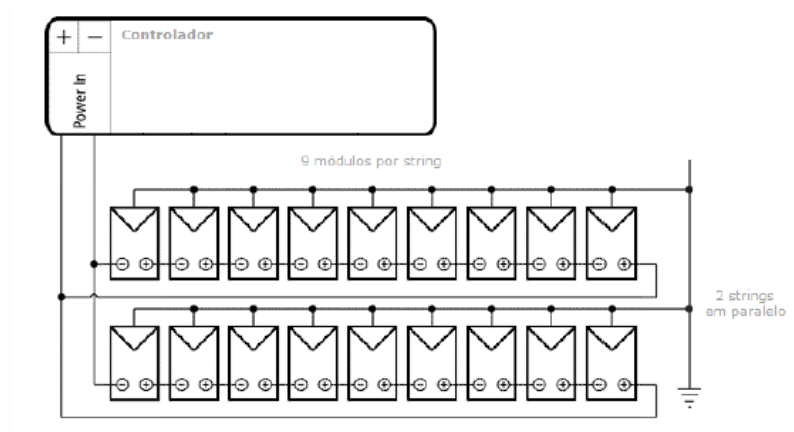


Figura 88 – Esquema elétrico de ligação dos módulos fotovoltaicos.

Para o sistema pretendido o *software* sugere uma bomba PS4000 HR-14HL-2 -D da *Lorentz*, com 18 painéis ligados em duas séries de 9 painéis cada, vai permitir ter um caudal diário de 22m^3 , tal como se pretendia, as tubagens têm de ter 35mm diâmetro interior para não existirem perdas de carga, os cabos de alimentação com secção de 8mm^2 . Este tipo de dimensionamento com recurso a este *software* permite fazer varias comparações facilmente, que em termos comerciais é uma mais valia.

Em anexo está o relatório gerado pelo *Compass* (Anexo C).

7-Conclusões

A elaboração deste relatório representa a conclusão do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica com Especialização em Controlo e Eletrónica Industrial.

Ao longo do período de estágio na Critical Kinetics fui conhecendo os sistemas de autoconsumo e descobrindo a diferença entre eles. Os fundamentos, ou seja, os sistemas isolados, ligação à rede e os sistemas híbridos, como os de bombagem solar.

Durante o período de estágio foi possível colocar em prática muitos dos conceitos e conhecimento que adquiri ao longo de toda a minha formação.

Chegado ao fim deste período levo comigo um vasto conhecimento e a perceção do que são os sistemas de autoconsumo, toda a sua evolução e as perspetivas de futuro nesta área do conhecimento

Este estágio também deu para evoluir como profissional, mas também como pessoa.

8- Referências Bibliográficas

- [1] <http://critical-kinetics.pt/Solar-Fotovoltaiico/apresentacao-smart-pv.html>
- [2] <http://critical-kinetics.pt/Apresentacao-Agro-CK/apresentacao-agro-ck.html>
- [3] http://critical-kinetics.pt/CK_SolarAcademy/apresentacao-academy.html
- [4] <http://critical-kinetics.pt/LED21/apresentacao-iluminacaoled.html>
- [5] <http://critical-kinetics.pt/Mobilidade21/mobilidade-21-apresentacao.html>
- [6] <http://critical-kinetics.pt/apresentacao-ck-comfort.html>
- [7] <http://critical-kinetics.pt/ck-efficiency.html>
- [8] <http://critical-kinetics.pt/Instituicoes-Parceiras/instituicoes-parceiras.html>
- [9] <http://critical-kinetics.pt/A-Empresa/a-empresa.html>
- [10] <http://critical-kinetics.pt/A-Empresa/a-empresa.html>
- [11] <http://critical-kinetics.pt/A-Empresa/a-empresa.html>
- [12] http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Willoughby_Smith
- [13] https://pt.wikipedia.org/wiki/J%C3%B6ns_Jacob_Berzelius
- [14] Emanuel Dâmaso Rodrigues Brinquete Proença, “A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal”, Instituto Superior Técnico, agosto de 2007
- [15] https://pt.wikipedia.org/wiki/Alexandre_Edmund_Becquerel
- [16] Miguel C. Brito e João M. Serra, “Células solares para a produção de energia elétrica”, Departamento de Física da FCUL

[17] Padre Himalaya, “Guia da Energia Solar”, “Conversão Fotovoltaica da Energia Solar”,
Ciência Viva

[18] https://pt.wikipedia.org/wiki/Heinrich_Hertz

[19] https://en.wikipedia.org/wiki/Wilhelm_Hallwachs

[20] https://en.wikipedia.org/wiki/Robert_Andrews_Millikan

[21] http://www.nauka.gov.pl/en/the-jan-czochralski-year_1/jan-czochralski-his-life-and-work.html

[22] https://pt.wikipedia.org/wiki/Albert_Einstein

[23] https://pt.wikipedia.org/wiki/Vanguard_1

[24] https://pt.wikipedia.org/wiki/Explorer_6

[25] https://en.wikipedia.org/wiki/Nimbus_program

[26] António M. Vallêra, “Meio século de História Fotovoltaica”, Departamento de Física e
Centro de Física da Matéria (CFMC) da FCUL

[27] http://www.apren.pt/fotos/editor2/graficos_com_titulo_03.jpg

[28] <http://greensavers.sapo.pt/2013/05/06/10-razoes-para-portugal-investir-na-energia-solar/>

[29] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PVGIS_EU_201204_publication.png

[30] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur_old.htm#PT

[31] Direção Geral de Energia e Geologia, “Renováveis, estatísticas rápidas – nº136 –
fevereiro de 2016”

[32] <http://www.pvresources.com/en/pvpowerplants/top150pv.php>

[33] <http://www.energia.pt/pt/fotovoltaico>

[34] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída, Setembro de 2014”

[35] <http://critical-kinetics.pt/Unidade-de-Pequena-Producao/unidade-pequena-producao.html>

[36] <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>

[37] Prof. Msc. Alex Vilarindo Menezes, “Energia Solar Fotovoltaica”, “Capítulo 2 – Modelagem matemática”, Universidade Federal do Tocantins

[38] Prof. Mário H. Gomes, “Geração de Energia e Armazenamento, Módulo de Energia Solar“, Instituto Politécnico de Tomar

[39] Critical Kinetis, “Curso Intensivo Autoconsumo Fotovoltaico”, “Capítulo 6 – Tecnologia de Células, Módulos e sistemas de Concentração”

[40] <https://sites.google.com/site/reeetech/home/photovoltaic>

[41] Filipe Alexandre de Sousa Pereira, Manuel Sarmiento Oliveira, “Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica”, Publindústria Edições Técnicas 2011

[42] http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page666.htm

[43] Luis Haracio Vera, “Programa Computacional para dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos”, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, junho de 2004

[44] <http://www.ccbs-energia.pt/loja/produtos/baterias/agm>

[45] <http://www.tecnologia.com.pt/2016/02/baterias-ioes-litio-proibidas-viajar-voos-passageiros/>

[46] <http://www.steca.com/index.php?Steca-PR-10-30-en>

[47] http://paginas.fe.up.pt/~ee03096/index_ficheiros/Page849.htm

- [48] http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-5497B211-F82FEC06/fronius_international/hs.xsl/83_30415_ENG_HTML.htm#.V3jxe9IrK70
- [49] <http://www.d-solarsystems.com/#!monitorizao-de-energia/ct27>
- [50] <http://www.solar-log.com/en/products-solutions/solar-log-1200/overview.html>
- [51] Datasheet REC 250W PE
- [52] Datasheet *Fronius Symo* 20.0-3-M de 20kW
- [53] http://www.ffi-solar.com/products/pdf/pumps_lorentz_ps_manual_pt.pdf

9-Anexos

Anexo A

Esquema elétrico do sistema de autoconsumo fotovoltaico de 100kWn

Anexo B

Relatório da simulação em PVsyst do sistema de autoconsumo fotovoltaico de
100kW_n

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Grid-Connected Project at Montijo**

Geographical Site **Montijo** Country **Portugal**

Situation Latitude 38.7°N Longitude 8.9°W
 Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 31 m
 Albedo 0.20

Meteo data: **Montijo** Synthetic - Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=23%

Simulation variant : **New simulation variant**
 Simulation date 08/01/16 15h34

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Erbs, Meteonorm

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module Si-poly Model **REC 250PE**
Original PVsyst database Manufacturer REC

Number of PV modules In series 20 modules In parallel 22 strings
 Total number of PV modules Nb. modules 440 Unit Nom. Power 250 Wp
 Array global power Nominal (STC) **110 kWp** At operating cond. 99.0 kWp (50°C)
 Array operating characteristics (50°C) U mpp 544 V I mpp 182 A
 Total area Module area **726 m²** Cell area 642 m²

Inverter

Model **Symo 20.0-3-M**
 Manufacturer Fronius International

Characteristics Operating Voltage 200-800 V Unit Nom. Power 20.0 kWac
 Inverter pack Nb. of inverters 5 units Total Power 100 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses Loss Fraction 3.0 %
 Thermal Loss factor Uc (const) 29.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
 Wiring Ohmic Loss Global array res. 38 mOhm Loss Fraction 1.2 % at STC
 Module Quality Loss Loss Fraction -0.8 %
 Module Mismatch Losses Loss Fraction 1.0 % at MPP
 Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

User's needs : Ext. defined as file bomi.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
38652	28980	25359	28341	60501	87989	123895	126808	99919	89004	90468	64097	864013	kWh

Grid-Connected System: Main results

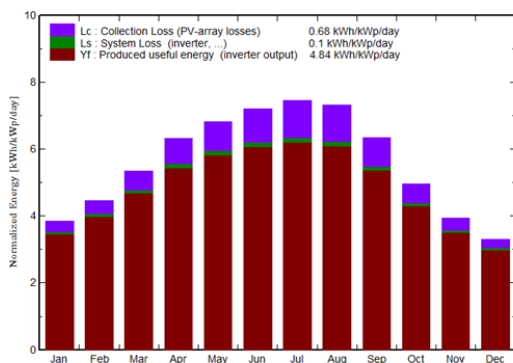
Project : Grid-Connected Project at Montijo

Simulation variant : New simulation variant

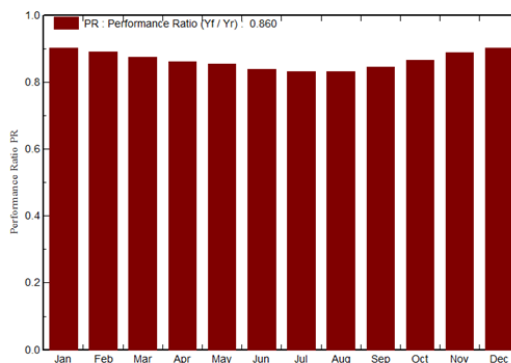
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	440	Pnom total	110 kWp
Inverter	Model	Symo 20.0-3-M	Pnom	20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	100 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	bomi.csv	global	864 MWh/year

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	194.2 MWh/year	Specific prod.	1766 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	86.0 %	Solar Fraction SF	20.1 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 110 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
January	72.8	10.93	119.1	112.5	12.06	38.7	9.60	2.219
February	88.2	12.24	125.2	118.3	12.54	29.0	9.66	2.619
March	137.5	14.44	165.9	156.6	16.32	25.4	9.79	6.193
April	173.7	15.61	189.4	178.6	18.37	28.3	11.79	6.199
May	215.0	18.64	211.8	198.8	20.32	60.5	17.67	2.227
June	229.2	21.85	216.7	203.6	20.47	88.0	19.78	0.247
July	240.7	23.39	231.4	217.9	21.64	123.9	21.17	0.000
August	215.4	23.86	227.0	214.2	21.26	126.8	20.80	0.000
September	160.4	21.60	190.7	180.3	18.12	99.9	17.73	0.000
October	115.3	18.70	154.2	145.7	15.03	89.0	14.63	0.085
November	75.2	14.01	118.3	111.7	11.83	90.5	11.42	0.168
December	61.5	11.67	102.8	96.9	10.42	64.1	9.72	0.490
Year	1784.9	17.28	2052.5	1934.9	198.37	864.0	173.77	20.446

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E Load Energy need of the user (Load)
 GlobInc Global incident in coll. plane E User Energy supplied to the user
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings E_Grid Energy injected into grid

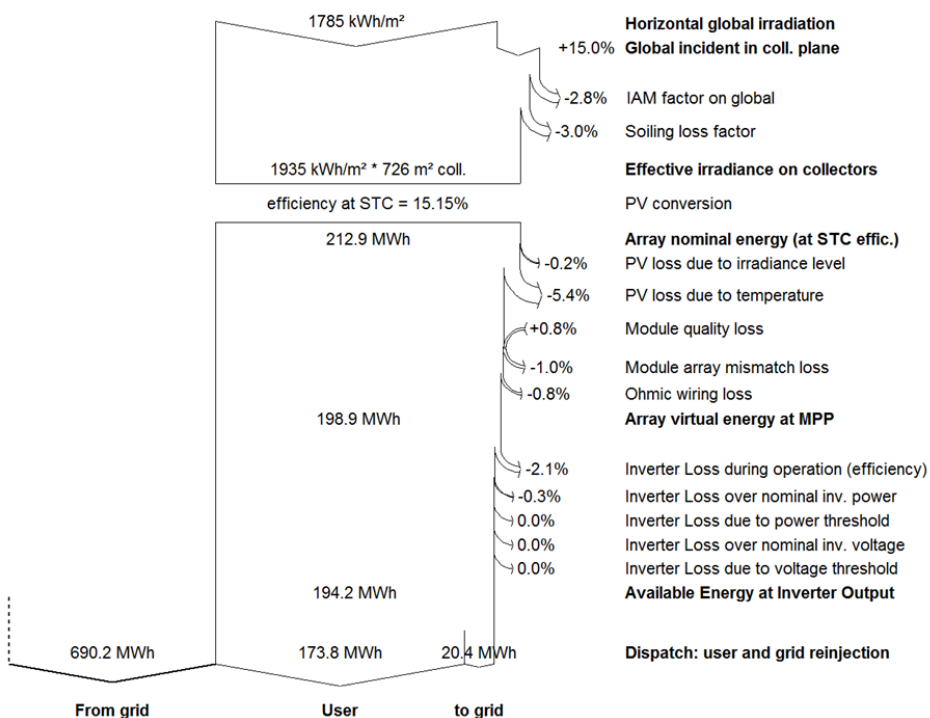
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Montijo

Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	440	Pnom total 110 kWp
Inverter	Model	Symo 20.0-3-M	Pnom 20.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total 100 kW ac
User's needs	Ext. defined as file	bomi.csv	global 864 MWh/year

Loss diagram over the whole year



Anexo C

Relatório da simulação no *Compass* do sistema de bombagem solar