

## **Estudo da Incorporação de Energias Renováveis**

Nos Campi do IST: Alameda e TagusPark

**Rafael Amaro Igrejas Soares**

Dissertação para obtenção de grau de Mestre em  
**Engenharia Electrotécnica e de Computadores**

Orientadores: Prof. Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira  
Pinto e Prof. João José Esteves Santana

### **Júri**

Presidente: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro

Orientador: Prof. João José Esteves Santana

Vogal: Prof. Paulo Manuel Cadete Ferrão

**Março 2015**



# Agradecimentos

Quero agradecer ao Instituto Superior Técnico pela oportunidade e todo o apoio prestado durante a minha formação.

Quero também agradecer aos meus orientadores, Professora Sónia Pinto e Professor João Santana pela compreensão, confiança e apoio prestado ao longo do meu trabalho na dissertação.

Agradeço ainda aos Engenheiros; Mário Matos, Gilberto Lopes, e Carlos Vaz, cujo o contributo foi crucial no desenvolvimento da dissertação. Não poderia deixar de agradecer à minha namorada Raquel que foi o meu pilar ao longo deste projecto, e que assim seja para toda a vida. E aos meus pais que me ensinaram a nunca desistir.

Falta ainda agradecer ao meu grande amigo Eng. Daniel Dias pelo apoio e orientação, e a todos os meus amigos que são as minhas forças para enfrentar o futuro.

É com um sincero obrigado que manifesto a enorme gratidão e respeito que preso por todos os intervenientes neste trabalho.

Aproveito ainda para dedicar esta dissertação ao meu Padrinho José Mendes, que foi sempre um pai, um amigo, um ser humano fora de série. Obrigado.



# Resumo

A larga expansão do sector energético, a par da eminente escassez de recursos fósseis, impulsionou o recurso a energias renováveis. Estas desempenham cada vez mais um papel fundamental na sustentabilidade energética da sociedade actual. Dado a procura do IST no sentido de reduzir o consumo energético, surgiu a proposta de recurso a fontes renováveis.

Assim esta dissertação visa o estudo da implementação de fontes renováveis nos *Campi* do IST, *Alameda* e *Taguspark*, para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

O tópico investigativo assenta no estudo da viabilidade, técnica e económica, da solução que permita a implementação de uma fonte de energia renovável adequada às características dos *Campi*, mais concretamente o solar fotovoltaico.

Neste contexto, o objectivo global passou por contabilizar todos os factores, técnicas e conceitos que permitem dimensionar um sistema fotovoltaico (FV) nos locais considerados, a fim de simular com o menor erro possível a quantidade de energia produzida pelo sistema e avaliar o seu contributo para os *Campi*. No processo de avaliação incidem duas vertentes: a energética que compara a produção do sistema FV com as necessidades de consumo dos *Campi*, e a económica que estuda a viabilidade dos projectos para o tempo de vida útil do sistema FV, considerando os custos de investimento e as condições do mercado energético.

Pretende-se que este estudo tenha real contributo numa avaliação futura da proposta apresentada e sirva aos interesses de projectos que considerem a implementação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede.

**PALAVRAS-CHAVE:** energias renováveis; sistema fotovoltaico; *Campi*; IST; viabilidade.



# Abstract

There has been a large expansion being experienced in the energy sector, and along with the eminent decrease of fossil fuels, renewable energy sources are having a more fundamental role on the energetic sustainability of today's society.

Due to the great efforts IST has been making in reducing energy consumption it has been proposed the use of renewable energy sources.

The present dissertation is focused on the implementation of renewable energy sources for both Alameda and Taguspark Campuses, in compliance of the necessary requirements to obtain the Master's Degree in Computer and Electrical Engineering. In this way, the investigative topic focuses on the study of a solution that enables the implementation of a renewable energy source adapted to the Campuses characteristics, specifically solar photovoltaic.

So, the main goal was first taking into account all the factors, techniques and concepts that allowed the dimensioning of a photovoltaic system in the desired places, in order to simulate the amount of energy produced and assess its contribution to the Campuses. In the evaluation process there's the energy aspect, which compares the production of the PV system with the Campuses' energy consumption necessities, and the economic aspect which studies the project's viability for the lifespan of the PV system, considering investment costs and the conditions of the energy market.

It is intended that this study have a real contribution in future evaluations of the presented proposal and serves the interests of projects that consider the implementation of photovoltaic systems connected to the grid.

**KEYWORDS:** renewable energy; Photovoltaic system; Campuses; IST; viability

# Índice

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento	2
1.2	Motivação e Objectivos do Trabalho	2
<b>2</b>	<b>Contexto Energético</b>	<b>5</b>
2.1	Panorama Energético Mundial	6
2.2	Panorama Energético Nacional	8
2.3	Energias Renováveis	10
<b>3</b>	<b>Sector eléctrico Nacional</b>	<b>13</b>
3.1	Panorama Eléctrico em Portugal	14
3.2	Organização do Sistema eléctrico nacional	15
3.3	Legislação para o Mercado das Renováveis	15
3.3.1	Pequena Produção	16
3.3.2	Autoconsumo	18
<b>4</b>	<b>Solar Fotovoltaico</b>	<b>19</b>
4.1	Recurso Solar	20
4.1.1	Proporções energéticas do Recurso	20
4.1.2	Inclinação Solar	20
4.1.3	Posição Solar Durante o Dia	20
4.1.4	Radiação solar	21
4.1.5	Irradiação e Irradiância	22
4.1.6	Distribuição do Recurso Solar na Europa	22
4.1.7	Distribuição do Recurso Solar em Portugal	22
4.2	A Conversão Fotovoltaica	24
4.3	A Célula Fotovoltaica	25
4.3.1	Regime de funcionamento	25
4.3.2	Condições de Teste e Compração	26
4.4	Modelos Matemáticos das Células	27
4.4.1	Modelo de um Díodo e três Parâmetros	27
4.4.2	Modelo de um Díodo e Cinco Parâmetros	29

4.4.3	Influência da Irradiância Incidente . . . . .	30
4.4.4	Influência da temperatura . . . . .	31
4.4.5	Potência Eléctrica, Rendimento e Factor de Forma . . . . .	31
4.5	Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	32
4.5.1	Tipologia de um sistema fotovoltaico . . . . .	32
4.5.2	Sistemas Ligados à Rede . . . . .	33
4.6	Módulos Fotovoltaicos . . . . .	33
4.6.1	Principais Tecnologias . . . . .	33
4.6.2	Rendimento das Diversas Tecnologias . . . . .	35
4.7	Inversores . . . . .	35
4.7.1	Tipos de Inversores . . . . .	35
4.7.2	Inversores Ligados à Rede . . . . .	36
4.7.3	Rendimento dos Inversores . . . . .	39
<b>5</b>	<b>Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico ligado à Rede</b>	<b>41</b>
5.1	Introdução ao Capítulo . . . . .	42
5.2	Levantamento das Características do Local . . . . .	42
5.3	Componentes do Sistema . . . . .	43
5.3.1	Seleção dos módulos fotovoltaicos . . . . .	43
5.3.2	Orientação dos painéis fixos . . . . .	44
5.3.3	Sombreamentos nos painéis . . . . .	44
5.3.4	Dimensionamento dos Inversores . . . . .	46
5.3.5	Dimensionamento dos Cabos . . . . .	50
5.4	Ligação à Rede . . . . .	52
<b>6</b>	<b>Viabilidade do Projecto</b>	<b>53</b>
6.1	Factores de Perdas . . . . .	54
6.1.1	Perdas de irrandiância e temperatura . . . . .	54
6.1.2	Perdas da qualidade dos módulos . . . . .	54
6.1.3	Perdas de compatibilidade . . . . .	55
6.1.4	Perdas nos materiais . . . . .	55
6.2	Calculo Energético . . . . .	55
6.3	Pressupostos financeiros . . . . .	56
6.3.1	Balanço financeiro . . . . .	56
6.3.2	CASH-FLOW's . . . . .	57
6.3.3	Critérios de Avaliação Económica . . . . .	58
6.3.4	Análise de Sensibilidade . . . . .	60

<b>7</b>	<b>Campus Alameda</b>	<b>61</b>
7.1	Projectos . . . . .	62
7.2	Percurso Solar no Campus . . . . .	62
7.3	Disposição dos Painéis Fotovoltaicos . . . . .	63
7.4	Inversores . . . . .	65
7.5	Dimensionamento dos cabos . . . . .	67
7.5.1	Lado DC . . . . .	67
7.5.2	Lado AC . . . . .	67
7.6	Ligação à Rede . . . . .	68
7.6.1	Modelo BT . . . . .	68
7.6.2	Modelo MT . . . . .	70
7.7	Calculo Energético do Sistema . . . . .	71
7.8	Custo do Sistema Fotovoltaico . . . . .	74
7.9	Regime de Produção e Tarifa Aplicada . . . . .	75
7.10	Viabilidade Económica do Projecto . . . . .	77
7.11	Recurso a Capital Alheio . . . . .	80
7.12	Análise de sensibilidades . . . . .	81
7.13	Efeitos da Taxa de Compensação . . . . .	82
7.14	Perspectiva nos próximos 5 anos . . . . .	83
<b>8</b>	<b>Campus Taguspark</b>	<b>85</b>
8.1	Projectos . . . . .	86
8.2	Disposição dos Painéis Fotovoltaicos . . . . .	86
8.3	Inversores, Cabos e ligação à Rede . . . . .	86
8.4	Calculo Energético do Campus . . . . .	87
8.5	Custo do Sistema Fotovoltaico . . . . .	87
8.6	Regime de Produção e Tarifa aplicada . . . . .	88
8.7	Viabilidade Financeira do projecto . . . . .	88
8.8	Recurso a Capital Alheio . . . . .	89
8.9	Análise de sensibilidades . . . . .	89
<b>9</b>	<b>Conclusões e Recomendações Futuras</b>	<b>91</b>
9.1	Conclusões . . . . .	92
9.1.1	Campus Alameda . . . . .	93
9.1.2	Campus Taguspark . . . . .	94
9.1.3	Conclusões Gerais . . . . .	95
9.2	Recomendações Futuras . . . . .	96
	<b>Bibliografia</b>	<b>97</b>
	<b>Appendix A Rendimento das Tecnologias de conversão Solar Fotovoltaica</b>	<b>A-1</b>

<b>Appendix B</b>	<b>Protecções contra descargas atmosféricas</b>	<b>B-1</b>
B.1	Ligação à terra . . . . .	B-3
<b>Appendix C</b>	<b>Características técnicas da ligação</b>	<b>C-1</b>
<b>Appendix D</b>	<i>Campus IST Alameda</i>	
Modelo de Ligação do sistema à Rede do Campus		<b>D-1</b>
<b>Appendix E</b>	<i>Campus IST Alameda</i>	
Disposição dos módulos e inversores		<b>E-1</b>
<b>Appendix F</b>	<b>Configuração dos inversores</b>	<b>F-1</b>
<b>Appendix G</b>	<i>Campus IST Alameda</i>	
Dimensionamento dos Cabos		<b>G-1</b>
<b>Appendix H</b>	<i>Campus IST Alameda</i>	
Componentes e serviços para Ligação à Rede		<b>H-1</b>
<b>Appendix I</b>	<i>Campus IST Alameda</i>	
Registos de Actividade Financeira		<b>I-1</b>
<b>Appendix J</b>	<i>Campus IST Tagus Park</i>	
configuração dos Módulos, Inversores e Ligação à Rede		<b>J-1</b>
<b>Appendix K</b>	<i>Campus IST Tagus Park</i>	
Registos de Actividade Financeira		<b>K-1</b>



# Lista de Figuras

2.1	Evolução do Mercado Global de Energia primária de 1971 a 2011 . . . . .	6
2.2	Relação entre o crescimento energético e a emissão de CO <sub>2</sub> [6] . . . . .	7
2.3	Evolução do consumo de energia primária em Portugal 2000-2012 [7]. . . . .	8
2.4	Dependência energética de Portugal desde 2005 a 2013 . . . . .	9
2.5	Evolução das Emissões de CO <sub>2</sub> desde 1990 até 2011 . . . . .	10
2.6	Crescimento das energias renováveis na produção mundial de 2008 para 2013 . . . . .	11
2.7	Avanço das fontes renováveis por região . . . . .	11
3.1	Contribuição das várias fontes renováveis no sector eléctrico português . . . . .	14
4.1	Variação da inclinação solar ao longo do ano . . . . .	20
4.2	Posição solar durante o dia em função da latitude do local . . . . .	21
4.3	Distribuição da Irradiação solar na Europa . . . . .	23
4.4	Distribuição da Irradiação solar em Portugal . . . . .	23
4.5	Efeito da conversão fotovoltaica numa célula . . . . .	25
4.6	Curvas características de uma célula fotovoltaica. . . . .	26
4.7	Circuito equivalente do modelo simplificado . . . . .	27
4.8	Circuito equivalente do modelo de 5 parâmetros . . . . .	29
4.9	Efeitos da irradiância na curva característica I-V . . . . .	30
4.10	Efeitos da temperatura na curva característica I-V . . . . .	31
4.11	tenho de fazer uma imagem minha . . . . .	32
4.12	Esquema unifilar de um sistema fotovoltaico ligado à rede . . . . .	33
4.13	Componentes integrantes de um inversor . . . . .	36
4.14	Esquema do controlador de corrente . . . . .	37
4.15	Esquema de funcionamento do Sistema de Sincronismo . . . . .	38
4.16	Rendimento de um inversor . . . . .	40
5.1	Factor de espaçamento em função da latitude do local bib-Camus . . . . .	45
5.2	Inclinação dos painéis de acordo com a posição solar . . . . .	46
5.3	Desempenho de um inversor sub-dimensionado [27] . . . . .	47
5.4	Região de operação do inversor de acordo com a tensão e a corrente . . . . .	48
6.1	Variação da Eficiência com a Irradiância e a Temperatura . . . . .	54

7.1	Posição Solar diária no Campus IST-Alameda . . . . .	63
7.2	Distribuição de inversores pelos edifícios do campus . . . . .	67
7.3	Balanço das correntes no barramento do QGBT do edifício . . . . .	69
7.4	Relação entre a corrente consumida e o máximo de corrente produzida pelo sistema fotovoltaico . . . . .	70
7.5	Performance dos módulos Qcell durante o tempo de vida útil . . . . .	78
7.6	Evolução dos preços da Electricidade e do Gás . . . . .	78
7.7	Evolução financeira do Projecto AutoBT . . . . .	79
7.8	Evolução financeira do Projecto AutoMT . . . . .	80
7.9	Evolução financeira do Projecto RGeral . . . . .	80
7.10	Evolução financeira, com 100% do capital investido a título de empréstimo . . . . .	81
7.11	Sensibilidade à variação do Custo do sistema . . . . .	82
7.12	Sensibilidade à variação da taxa de actualização . . . . .	82
7.13	Influência da taxa de compensação . . . . .	83
7.14	Perspectiva do VAL acompanhando a evolução dos preços dos módulos . . . . .	84
8.1	Sensibilidade à variação do Custo do sistema- <i>Taguspark</i> . . . . .	90
8.2	Sensibilidade à variação da Taxa de actualização- <i>Taguspark</i> . . . . .	90

# Lista de Tabelas

1.1	Estratégias para a redução de consumo energético nos Campis do IST . . . . .	3
3.1	Modos de produção de energia . . . . .	16
3.2	Percentagens da tarifa de referência . . . . .	17
5.1	inclinação dos módulos de acordo com a época do ano . . . . .	44
7.1	<i>Campus Alameda</i> : projectos . . . . .	62
7.2	Distribuição dos módulos pelos edifícios do IST-Alameda . . . . .	64
7.3	Intervalo admissível de módulos por inversor . . . . .	66
7.4	Parâmetros de configuração dos inversores . . . . .	66
7.5	Comparação entre as correntes, consumida e a máxima produzida . . . . .	70
7.6	Radiação e temperatura, Alameda-Lisboa . . . . .	72
7.7	Perdas nos componentes do sistema $P_{sist}$ . . . . .	72
7.8	Produção Energética <i>Campus Alameda</i> . . . . .	73
7.9	Contribuição Energética do sistema Fotovoltaico . . . . .	74
7.10	Tabela de custos do Projecto AutoBT (Modelo BT) . . . . .	74
7.11	Tabela de custos dos Projectos AutoMT e RGeral (Modelo MT) . . . . .	75
7.12	Tarifa média de consumo energético pelo <i>IST Alameda</i> . . . . .	76
7.13	Balanço Financeiro e Viabilidade dos Projectos . . . . .	79
7.14	Viabilidade de Projecto com recurso a investimento externo . . . . .	81
7.15	Viabilidade do Projecto em função da evolução dos preços . . . . .	84
8.1	<i>Campus Taguspark</i> : projectos . . . . .	86
8.2	Componentes do sistema fotovoltaico no <i>Taguspark</i> . . . . .	87
8.3	Cabos do sistema fotovoltaico - <i>Taguspark</i> . . . . .	87
8.4	Produção Energética do <i>Campus Taguspark</i> . . . . .	87
8.5	Tabela de custos dos Projectos AutoTagus e BonifiTagus - <i>Taguspark</i> . . . . .	88
8.6	Balanço Financeiro e Viabilidade dos Projectos - <i>Taguspark</i> . . . . .	89
8.7	Viabilidade de Projecto com recurso a investimento externo- <i>Taguspark</i> . . . . .	89



# Acrónimos

<b>IST</b>	Instituto Superior Técnico
<b>OCDE</b>	Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico
<b>FV</b>	fotovoltaico
<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Serviço Público
<b>SEI</b>	Sistema Eléctrico Independente
<b>SENV</b>	Sistema Eléctrico Não Vinculado
<b>PRE</b>	Produção em Regime Especial
<b>UPP</b>	Unidades de Pequena Produção
<b>RESP</b>	Rede Eléctrica de Serviço Público
<b>OMIE</b>	Operador de Mercado Ibérico de Energia
<b>UPAC</b>	Unidades de Produção em Autoconsumo
<b>CIEG</b>	Custos de Interesse Económico Geral
<b>IEC</b>	International Energy Centre
<b>STC</b>	Standard Test Conditions
<b>NOCT</b>	Normal Operation Conditions and temperature
<b>IGBT</b>	Insulated-gate bipolar transistor
<b>MOSFET</b>	metal oxide semiconductor field effect transistor
<b>PWM</b>	Pulse Width Modulation
<b>MPPT</b>	Maximum Power Point Tracker
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>MT</b>	Média Tensão

**PVGIS** Photovoltaic Geographical Information System

**CERTIEL** Associação Certificadora de Instalações Eléctricas

**VAL** Valor Actual Líquido

**TIR** Taxa Interna de Rentabilidade

**PRI** Período de recuperação de Investimento

**IR** índice de Rentabilidade

**LCOE** Levelized Cost of Energy

**QGBT** Quadro Geral de Baixa Tensão

**PT** Posto de Transformação

# Nomenclatura

tep	Toneladas equivalentes de petróleo . . . . .	6
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono . . . . .	6
W	(Watt) unidade de potência . . . . .	10
J	(Joule), unidade de energia sob a forma de trabalho ou calor . . . . .	20
$\delta$	Ângulo de inclinação solar . . . . .	20
$\beta$	Ângulo de altitude solar . . . . .	20
$\phi_s$	Ângulo azimutal . . . . .	20
L	ângulo referente à latitude do local . . . . .	21
H	Ângulo horário . . . . .	21
AM	Índice de massa de ar . . . . .	21
G	Irradiância solar . . . . .	22
G <sub>b</sub>	Irradiância directa . . . . .	22
G <sub>d</sub>	Irradiância difusa . . . . .	22
H	Irradiação solar . . . . .	22
PR	Performance Ratio . . . . .	22
Wh	Unidade de energia eléctrica . . . . .	22
Wp	Unidade de potência máxima de uma célula fotovoltaica . . . . .	22
eV	electrão Volt . . . . .	24
P <sub>mp</sub> <sup>r</sup>	Potência máxima em condições STC (potência-pico) . . . . .	25
I <sub>cc</sub>	Corrente de curto-circuito . . . . .	25
V <sub>ca</sub>	Tensão de circuito aberto . . . . .	26
V <sub>mp</sub>	Tensão de máxima potência . . . . .	26
I <sub>mp</sub>	Corrente de máxima potência . . . . .	26
R <sub>s</sub>	Resistência série . . . . .	29
R <sub>sh</sub>	Resistência shunt . . . . .	29
$\theta_c$	Temperatura da célula . . . . .	31
G <sub>i</sub>	Irradância solar incidente . . . . .	31
A	Área do módulo fotovoltaico . . . . .	32
AC	Corrente alternada . . . . .	36
DC	Corrente contínua . . . . .	36
$\eta_{MPPT}$	Rendimento do MPPT . . . . .	39

$\eta_{inv}$	Rendimento do inversor . . . . .	39
$\eta_{EU}$	rendimento do inversor segunda a norma Europeia . . . . .	40
$\alpha$	Inclinação dos módulos . . . . .	45
$d$	distância entre fileiras . . . . .	45
$\gamma$	inclinação do telhado . . . . .	45
$b$	altura do módulo . . . . .	45
$d_1$	espaçamento entre fileiras . . . . .	45
$P_{invDC}$	Potência à entrada do inversor . . . . .	47
$V_{inv}^{max}$	Tensão máxima do inversor . . . . .	48
$V_{MPPmin}^{inv}$	Tensão mínima do MPPT do inversor . . . . .	49
$n_{max}^{fileiras}$	Número máximo de fileiras . . . . .	49
$I_{max}^{inv}$	Corrente máxima do inversor . . . . .	50
$I_n^{fileira}$	Corrente nominal de um fileira . . . . .	50
$I_{max}^{cabo}$	Corrente máxima admissível pelo cabo . . . . .	50
$I_n^{cabo}$	Corrente nominal do cabo . . . . .	50
$I_n^{fusivel}$	Corrente nominal do fusível . . . . .	51
$I_{corte}$	Corrente de corte do fusível . . . . .	51
$S_{DC}$	Secção do cabo DC . . . . .	51
$L_{DC}$	Comprimento do cabo DC . . . . .	51
$V_{fileira}$	Tensão de uma fileira . . . . .	51
$K$	Condutividade eléctrica . . . . .	51
$S_{AC}$	Secção do cabo AC . . . . .	52
$L_{AC}$	Comprimento do cabo AC . . . . .	52
$I_{nAC}$	Corrente nominal AC . . . . .	52
$U_{ns}$	Tensão nominal simples AC . . . . .	52
$U_{nc}$	Tensão nominal composta AC . . . . .	52
$E_{in}$	Energia de resultante da conversão fotovoltaica . . . . .	55
$H_{AM}$	Irradiação incidente corrigida . . . . .	55
$\eta_q$	Perdas da qualidade dos módulos . . . . .	55
$\eta_{mismatch}$	Perdas de compatibilidade . . . . .	55
$\eta_{ohmicas}$	Perdas dos materiais . . . . .	55
$E_{out}$	Energia entregue à Rede . . . . .	55
$PE$	Índice de Produção Específica . . . . .	56
$PR$	Performance . . . . .	56

# 1

## Introdução

### Conteúdos

---

1.1	Enquadramento . . . . .	2
1.2	Motivação e Objectivos do Trabalho . . . . .	2

---

## 1.1 Enquadramento

Devido ao aumento populacional e um crescimento exponencial no desenvolvimento tecnológico, o consumo de energia tem vindo a aumentar significativamente. Vários organismos estimam que em 2035, a procura mundial de energia aumentará 41% comparativamente a 2012 [1]. O rápido aumento do consumo energético, associado ao carácter limitado dos combustíveis fósseis, levam vários organismos do sector a ponderar estratégias que preparem a sociedade para uma eventual escassez desses recursos.

Junta-se a este paradigma, a actual conjuntura ambiental. As alterações climáticas causadas principalmente pelo aumento da temperatura média global, exigem o uso de fontes de energia limpa por forma a combater as emissões de gases de efeito de estufa. É neste contexto que entram as medidas de incentivo à exploração das energias de fontes alternativas.

As tecnologias de exploração dessas fontes têm registado um desenvolvimento significativo, que associado ao desenvolvimento das redes de distribuição, direccionam o mundo para uma nova Era energética. Prevê-se futuramente um mercado energético mais descentralizado e menos dependente dos combustíveis fósseis.

## 1.2 Motivação e Objectivos do Trabalho

O Instituto Superior Técnico (IST) fundado em 1911, pelo Engenheiro Alfredo Bensaúde, era constituído por três edifícios que compunham o Campus universitário Alameda situado na Av. Rovisco Pais, em Lisboa [2]. Actualmente integra 11.458 alunos nos quadros de formação, nas mais diversas áreas de Engenharia. Para dar resposta ao número crescente de cursos e conseqüente aumento do número de alunos, o IST tem vindo a ampliar as suas instalações: Campus Alameda, Campus TagusparK e Tecnológico e Nuclear.

Nos dias de hoje o Campus Alameda é constituído por sete pavilhões principais e duas torres integradas no campus. As suas infra-estruturas ocupam uma área total de  $107.137 m^2$ . O IST reúne esforços, procurando a aproximação à sua auto-sustentabilidade. Por conseguinte, sabe-se que dispõe de um orçamento de  $111 M€$  no qual 54% são receitas próprias [3], e que para garantir a auto-sustentabilidade o Instituto tem procurado uma redução crescente dos custos.

Relativamente aos recursos energéticos, são adquiridos como prestação de serviços por parte da empresa **EDP Comercial!** (**EDP Comercial!**). Nessa matéria o IST tem vindo, a adoptar estratégias na redução do consumo de energia final:

- Utilização Racional de Energia
- Reabilitação dos sistemas energéticos (sistemas e equipamentos)
- Reabilitação da estrutura do edifício (envolvente exterior opaca e envidraçados)

Os tipos de actuação que tem vindo a adoptar encontram-se na tabela 1.1:

**Tab. 1.1:** Estratégias para a redução de consumo energético nos Campis do IST [4]

<b>objectivos</b>	<b>Processos</b>	<b>Ação</b>
Redução dos custos associados com o consumo de energia final	Translação horária do consumo	-Acumulação de frio e de calor -Reformulação do procedimento ou do processo
Redução das necessidades de energia final	-Redução do consumo de energia utilizada  -Substituição do tipo de energia a utilizar	-Redução das perdas térmicas e das perdas de carga -Substituição do sistema e de equipamentos -Introdução de sistemas de controlo/gestão -Utilização de electricidade apenas para fins específicos -Melhoria da condução e da manutenção
Redução do impacto ambiental associado	Tratamento das emissões e efluentes	-Tratamento físico, químico e biológico -Aproveitamento energético dos produtos do tratamento

Os Campi *Alameda* e *Taguspark*, apresentam um grande potencial para a integração de sistemas fotovoltaicos devido a dois factores fundamentais: localização geográfica e área disponível nos telhados e infra-estruturas.

Assim, o objectivo do presente trabalho é projectar uma possível instalação de sistemas de energia renovável nos Campis do IST. Por conseguinte o projecto, centra-se na avaliação sobre o impacto da integração de energias renováveis nesta área de intervenção, mais concretamente o solar fotovoltaico, por ser esta a fonte que melhor se adapta às condições e necessidades do meio urbano. Os pressupostos a ter em conta para a integração de sistemas fotovoltaicos ligados à rede eléctrica baseiam-se nos seguintes critérios: condições do local; potência a instalar; características da tecnologia; condições de ligação à rede eléctrica e os equipamentos existentes no mercado.

A presente dissertação foca-se portanto, no recurso renovável que melhor se adapta ao meio envolvente, e permite o seu estudo ao nível dos conceitos e técnicas de implementação, desempenho energético, e avaliação da sua viabilidade económica.

Para o efeito, foi necessário constituir um enquadramento teórico, procurando compreender os conceitos associados ao projecto principal e criando bases de conhecimento que permitissem uma melhor abordagem ao estudo.

Primeiramente é feita a contextualização do panorama energético, assim como o estado do sector eléctrico nacional e a respectiva contribuição para as energias renováveis

Para o melhor entendimento da fonte renovável em estudo, este trabalho descreve o efeito de conversão fotovoltaica e caracteriza as principais tecnologias que permitem alimentar a Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) com energia proveniente da radiação solar.

Mais ainda, para um estudo assertivo da viabilidade de um projecto desta envergadura, devem ser respeitadas todas as normas que verificam um correcto dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado à RESP.

Para a elaboração do Enquadramento Teórico foi necessário ainda, descrever cada etapa do pro-

cesso de implementação de um sistema fotovoltaico numa área específica, abordando conceitos e técnicas fundamentais, com vista à maximização da rentabilidade do projecto

No que respeita à Investigação Activa, foram tratadas todas as acções desenvolvidas nos *Campi* do IST, no âmbito deste projecto, encadeando-as de forma mais lógica para o entendimento global da dissertação. Assim, esta parte divide-se em dois capítulos que consideram diferentes localizações, são estas: *Campus IST Alameda* e *Campus IST Taguspark*.

Foi portanto necessário ter em conta todas as variáveis que condicionam a investigação em ambos os locais. Para esse efeito, criaram-se três projectos (*AutoBT*, *AutoMT* e *Rgeral*), para o *Campus IST Alameda* que consideram o mesmo sistema fotovoltaico (FV), mas apresentam o modelo de ligação à RESP ou o regime de remuneração energética distintos, a fim de comparar os resultados das diferentes abordagens consideradas neste trabalho investigativo.

Do mesmo modo, foram criados dois projectos (*AutoTagus* e *BonifiTagus*), para o *Campus IST Taguspark*, para efectuar a comparação exclusivamente dos diferentes regimes de remuneração energética.

Pretende-se ainda que a dissertação em causa constitua um real contributo científico para projectos que integram fontes de energia renovável, nomeadamente o solar fotovoltaico centrando-se nas especificidades dos local e nas condições que o mercado eléctrico apresenta.

# 2

## Contexto Energético

### Conteúdos

---

2.1	Panorama Energético Mundial . . . . .	6
2.2	Panorama Energético Nacional . . . . .	8
2.3	Energias Renováveis . . . . .	10

---

O presente capítulo trata a contextualização do sector energético e a sua evolução na última década, primeiramente, numa visão à escala global e posteriormente a nível nacional. Foca-se sobretudo na avaliação, do consumo de energia primária, produção de electricidade e impacto ambiental. Com isto, pretende-se demonstrar o processo evolutivo da produção de energias, a partir de fontes renováveis comparativamente ao crescimento do sector energético.

## 2.1 Panorama Energético Mundial

Acompanhando o crescimento populacional e os avanços tecnológicos, o consumo de energia primária mundial tem vindo a aumentar. Regista-se um incremento de aproximadamente 7000 Mtep nos últimos 40 anos. Como comprova a figura 2.1, actualmente a quantidade de energia consumida ao ano é superior ao dobro da energia consumida em 1973.

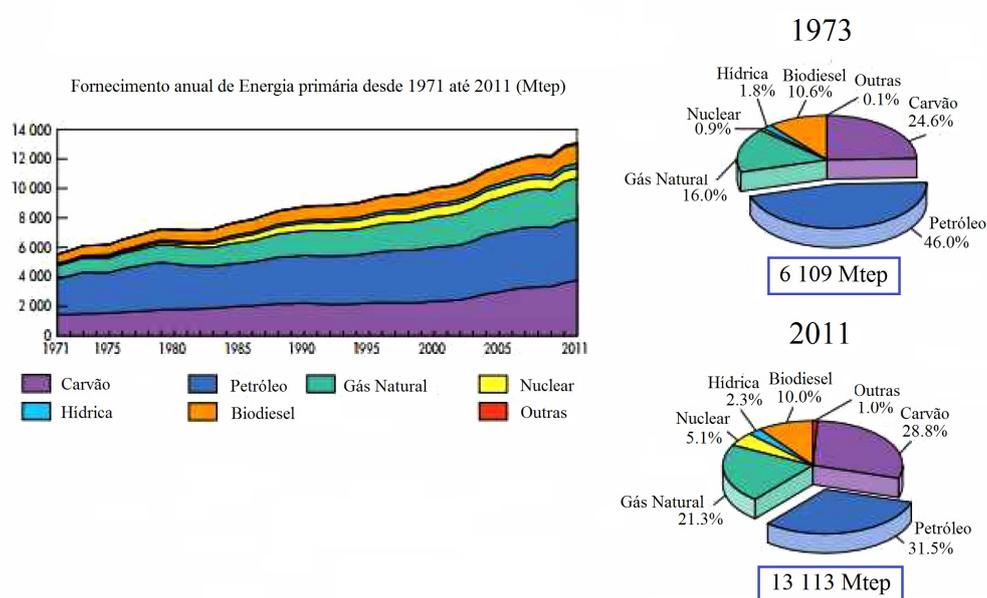


Fig. 2.1: Evolução do Mercado Global de Energia primária de 1971 a 2011 [5].

Constata-se que em termos absolutos, a quantidade de energia produzida por cada fonte tem vindo a aumentar. Esta tendência acentuou-se na última década, especialmente devido à necessidade crescente de produção energética dos países em vias de desenvolvimento.

Verifica-se pela figura 2.2a, que o desenvolvimento acentuado nas regiões Asiáticas nomeadamente, China e Índia reflecte no crescimento da procura de energia ainda baseada no uso intensivo de combustíveis fósseis. Esta forte procura de energia por parte dos países em desenvolvimento levanta a problemática do aumento descontrolado das emissões de CO<sub>2</sub> nessas mesmas regiões.

Constata-se pela figura 2.2b, os esforços dos países da Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE)<sup>1</sup> para baixar os nível de emissões, conseguindo assim controla-lo nos últimos 20 anos. Não obstante, mantém-se crescimento acentuado do nível de emissões que surge

<sup>1</sup>OCDE é uma organização internacional, composta por 34 países e com sede em Paris, França. A OCDE tem por objectivo promover políticas que visem o desenvolvimento económico e o bem-estar social de pessoas por todo o mundo.

agora por via dos países que se encontram em desenvolvimento. Estima-se que em 2035 os países não pertencentes à OCDE tenham contribuído com metade das emissões de CO<sub>2</sub> no mundo.

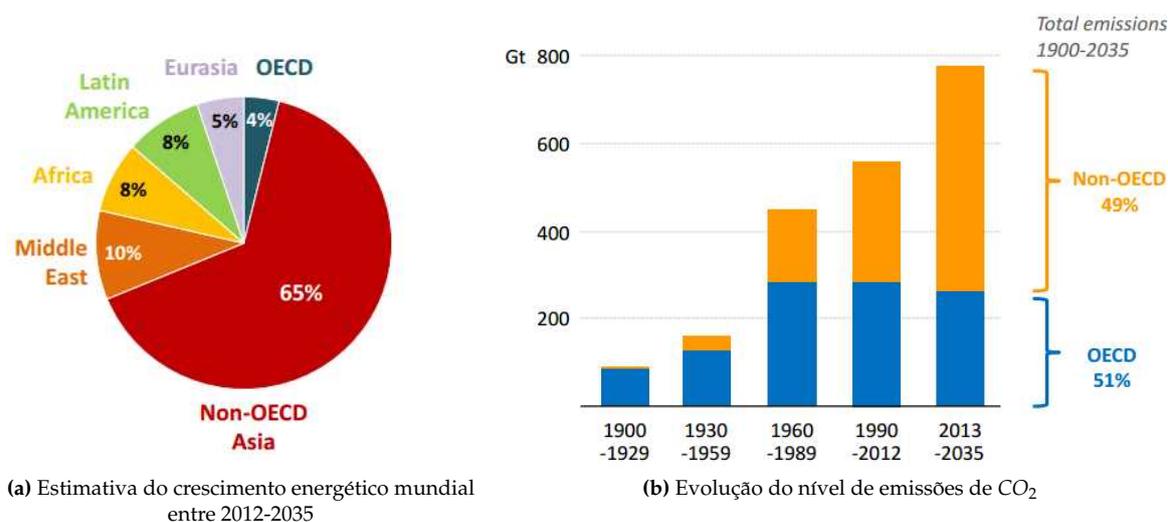


Fig. 2.2: Relação entre o crescimento energético e a emissão de CO<sub>2</sub> [6]

Contudo, devido às políticas adoptadas em prol do ambiente, a procura de energia por meio de fontes alternativas aos combustíveis fósseis têm vindo a demonstrar um aumento significativo. Actualmente encontram-se em curso medidas aplicadas como por exemplo, fixação de metas no Protocolo de Quioto<sup>2</sup> que visam o controlo da exploração energética e o incentivo da produção de electricidade através de fontes não poluentes.

Embora a produção de electricidade através da queima de combustíveis fósseis permaneça dominante, a sua quota diminuiu 7,1% no período considerado. Esta diminuição deve-se em grande parte ao desenvolvimento da energia nuclear a partir da década de 1970.

É notório o surgimento das novas fontes de produção de electricidade, nomeadamente fontes de energia renovável como a eólica, o solar fotovoltaico e a biomassa. As mesmas começaram a ser implementadas em maior escala nas últimas duas décadas, devido aos avanços tecnológicos nos sistemas de conversão de energia.

Os dados supracitados evidenciam que o paradigma de desenvolvimento mundial influencia fortemente o consumo crescente de energia, e que esta tendência não apresenta sinais claros de mudança. No entanto, invertem-se os papeis no que diz respeito ao consumo energético. Isto porque, os novos grandes consumidores de energia à escala mundial passaram a ser os países que estão fora da OCDE, devido ao seu forte índice de desenvolvimento nos últimos anos. Por outro lado, devido às novas tecnologias, e às fontes de energia alternativa os antigos consumidores maioritários (países da OCDE) tornam-se agora os produtores de Energia.

Verifica-se desta forma um mercado global de energia, com mais intervenientes na oferta e na procura e com a tendência para depender cada vez menos do crude.

<sup>2</sup>Objectivo do protocolo de Quioto assume uma acção política consistente com a limitação a longo prazo do aumento da temperatura global de 2°C, reflectindo a adopção de todas as medidas economicamente viáveis para melhorar eficiência energética.

## 2.2 Panorama Energético Nacional

Portugal é um país com uma elevada dependência energética externa, uma vez que não possui recursos petrolíferos próprios, nem jazidas de gás natural ou minas de carvão em actividade. Estas formas de energia primária têm de ser importadas, fazendo com que Portugal esteja sujeito a factores externos como a volatilidade dos preços nos mercados.

Em 2012 Portugal consumiu 21583 *ktep* em energia primária, importando um total de 22545 *ktep*, desde carvão, produtos petrolíferos e derivados, gás natural e electricidade. Exportou o equivalente a 6000 *ktep*, especialmente produtos refinados a partir do petróleo importado, e teve uma produção doméstica de 5894 *ktep*, composta maioritariamente por electricidade, lenhas e resíduos vegetais [7].

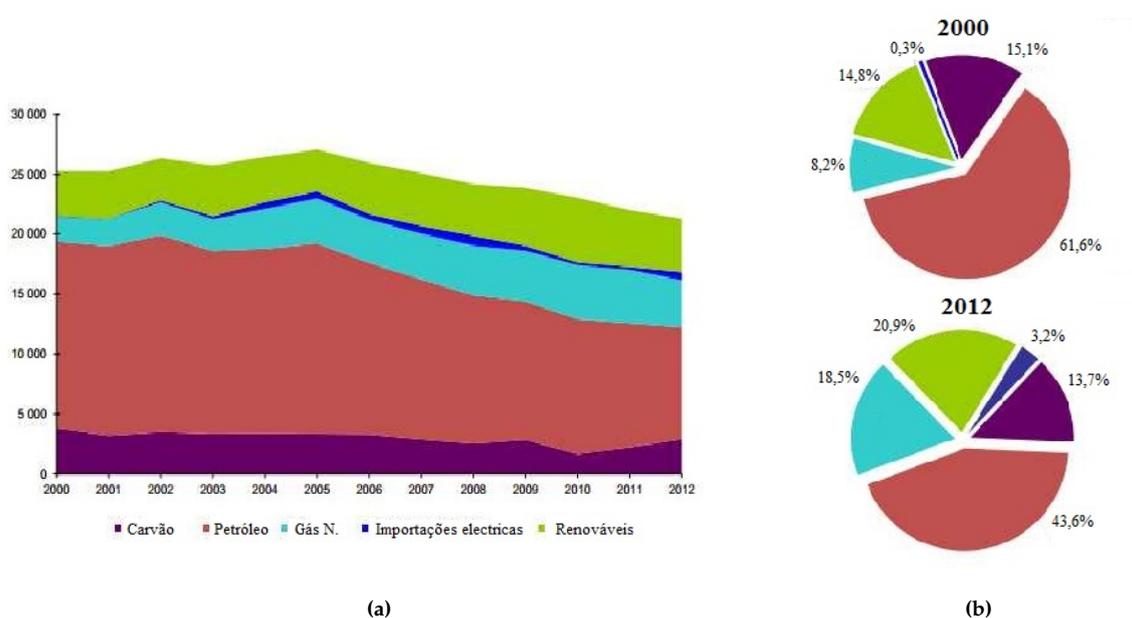


Fig. 2.3: Evolução do consumo de energia primária em Portugal 2000-2012 [7].

O gráfico da figura 2.3a mostra a evolução entre 2000 e 2012, do consumo de energia primária consoante a fonte de energia. Entre 2000 e 2005 o consumo total de energia primária aumentou 38,8%, com uma média anual de 1,9%, embora entre 2006 e 2012 tenha ocorrido uma descida contínua no consumo, devido sobretudo ao abrandamento económico do país. O gráfico mostra a diversificação das fontes de energia primária, com a introdução do gás natural a partir de 1997 e que se tornou na segunda maior fonte de energia com uma quota de 18,6%. Este facto deve-se à rápida evolução neste sector de produção, com o aparecimento das estações de ciclo-combinado a gás de baixo custo de instalação comparativamente a outras fontes. Constata-se que os combustíveis fósseis, maioritariamente importados, têm um peso bastante importante na economia nacional representando a maior parcela de energia consumida. Contudo, o país direcciona esforços na procura de reduzir a sua dependência energética. Para isso tem-se vindo a apostar fortemente nos recursos de energia renovável, como demonstra a figura 2.4.

Observa-se pelo gráfico que Portugal dependia 88,8% da importação de energia em 2005. Actualmente apresenta uma dependência energética de 71,9%. A forte descida da dependência energética



Fig. 2.4: Dependência energética de Portugal desde 2005 a 2013 [8].

em 7,9%, de 2012 para 2013, deveu-se sobretudo à redução do consumo de carvão e gás natural na produção de energia eléctrica, uma vez que a produção nacional subiu 21%. Os maiores contributos vieram da produção hídrica com um aumento de 127% e eólica com 17% em 2013[8].

No que diz respeito às emissões de  $CO_2$ , o Protocolo de Quioto estabeleceu que as emissões deste gás de efeito de estufa não deviam exceder, em 2010, 27% do valor que tinham em 1990.

Em 2005, as emissões já tinham excedido em mais de 50% os valores de 1990, contudo após esse ano assistiu-se a uma reversão da tendência, e ao início de uma convergência para os valores acordados no Protocolo de Quioto.

Dados recentes, veja-se na figura 2.5, demonstram que as emissões em 2011 excedem em 14,8% os valores de 1990, uma taxa mais baixa que a definida como meta nacional de cumprimento do Protocolo de Quioto[9].

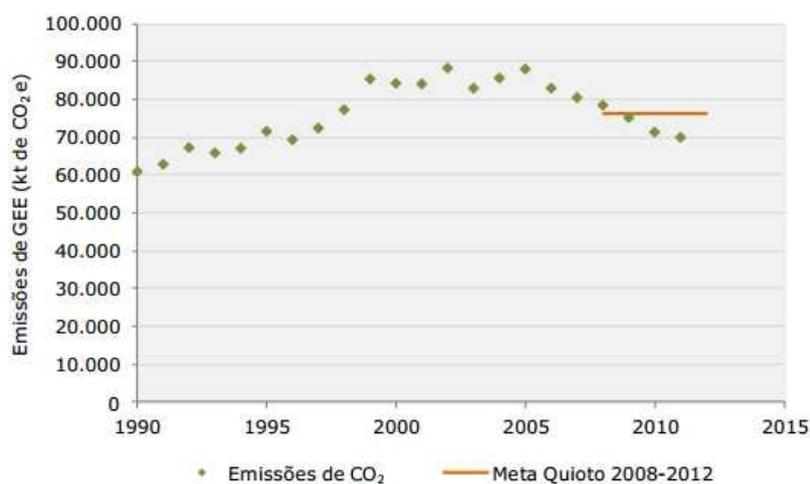


Fig. 2.5: Evolução das Emissões de CO<sub>2</sub> desde 1990 até 2011 [9].

## 2.3 Energias Renováveis

As energias renováveis satisfizeram aproximadamente 19% do consumo global de energia em 2012, e continuam em forte crescimento até aos dias de hoje. Dessa contribuição 9% foi apartir da Biomassa tradicional e 10% das novas fontes de energia renovável.

Relativamente às novas renováveis registam-se os seguintes valores: As fontes Hídricas geraram 3,8%; energias de aquecimento (biomassa, geotérmico e solar) geraram 4,2%; Biocombustíveis forneceram 0,8%; e a outras renováveis (Vento e Solar) 1,2% [10].

Entre os anos 2009 e 2013, a capacidade instalada da maioria das tecnologias de energia renovável teve um grande índice de crescimento, particularmente no sector eléctrico. Nesse período, o FV apresentou o maior crescimento da capacidade instalada, comparativamente às outras tecnologias. O uso de renováveis para aquecimento e refrigeração teve um aumento estável, já a produção de Biocombustíveis para o sector dos transportes abrandou de 2010 para 2012, devido ao aumento do preço, mas recuperou em 2013 (vide figura 2.6).

Estima-se que a contribuição das fontes Renováveis para a utilização de energia primária, pelo cenário das novas políticas para o sector energético suba, de 13% em 2011, para 18% em 2035, resultado do rápido crescimento na procura dessas fontes para geração de energia, produção de calor, e no sector dos transportes [11].

O sector eléctrico que registou o maior crescimento da integração de novas energias, em 2013 excedeu a capacidade global de 1,560 GW, um aumento de mais de 8% relativamente a 2012. A hidroelectricidade cresceu 4% para aproximadamente 1,000 GW de potência instalada, enquanto a outras renováveis cresceram aproximadamente 17% para um valor de 560 GW.

No final do ano, as renováveis contribuiriam com 26,4% de potência instalada no mundo, o que foi suficiente para satisfazer 22,1% do consumo mundial de electricidade.

Enquanto a capacidade instalada das renováveis continua com um rápido crescimento de ano para ano, a sua contribuição para a geração de energia eléctrica global tem crescido mais devagar. Isto porque o despacho de energia continua a crescer rapidamente exigindo de momento soluções que

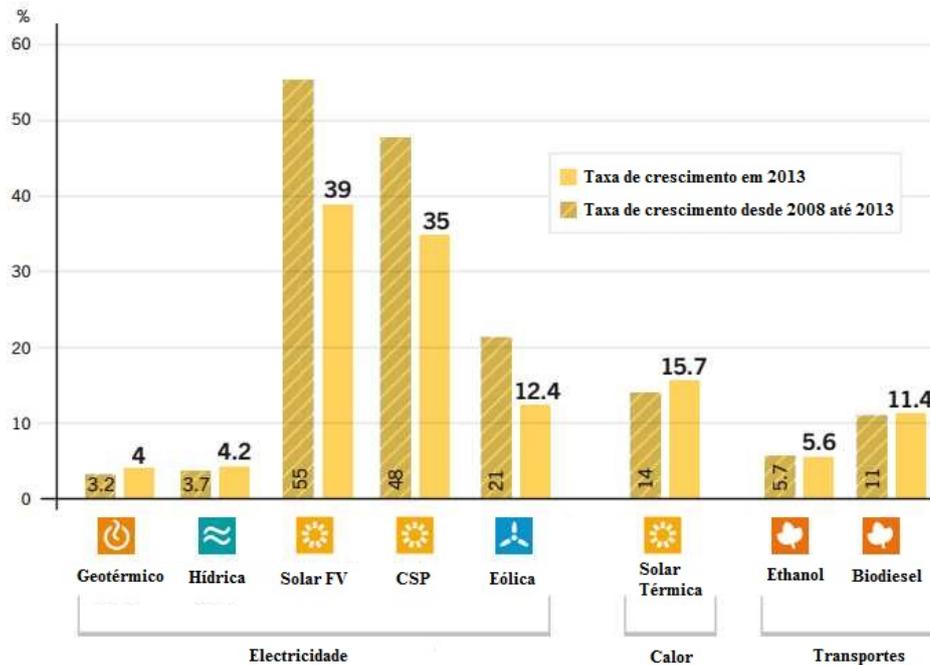


Fig. 2.6: Crescimento das energias renováveis na produção mundial de 2008 para 2013 [10].

garantam a capacidade pedida, sem qualquer risco, condição que não favorece as renováveis, pois muita da sua capacidade adicionada à rede é variável no tempo, ou seja, depende de recursos, dos quais o homem não consegue controlar [10].

Prevê-se que a Energia eléctrica gerada a partir de renováveis suba para 7 000 TWh de 2011 a 2035, perfazendo quase metade do crescimento da geração total de energia.

As renováveis, com o contínuo crescimento da Hidrogeração e bioenergia, mais a rápida expansão do eólica e solar fotovoltaico, já antes de 2015, passam a ser a segunda maior fonte de electricidade, atrás da produção de carvão.

Como consta na figura 2.7, quase dois terços do crescimento da geração de energia a partir deste tipo de fontes será em países não pertencentes à OCDE. Somente o crescimento na China, é maior que o total combinado da União Europeia, Estados Unidos e Japão.

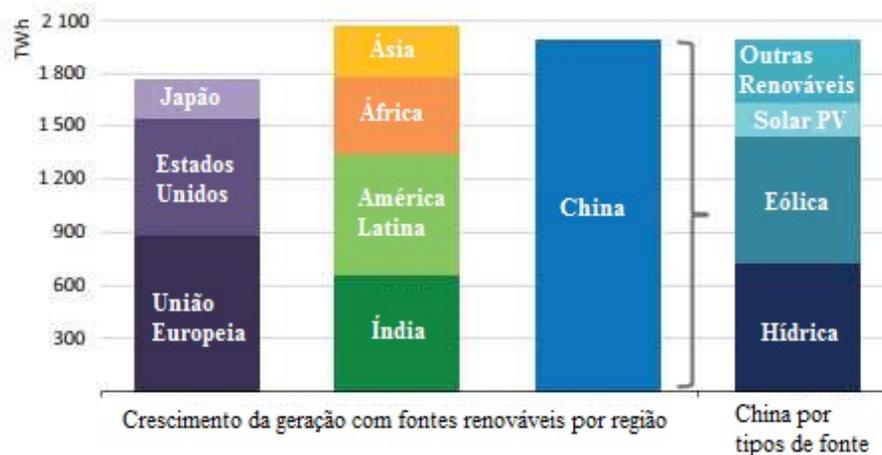


Fig. 2.7: Avanço das fontes renováveis por região [11].

Nos dias de hoje as tecnologias renováveis são, não só vistas como ferramentas para a criação de energia limpa, segura e adaptada às mudanças climáticas, mas também têm vindo a ser reconhecidas como investimento que consegue promover directa e indirectamente, vantagens na economia. Isto porque contribuem para a redução da dependência na importação de combustíveis fósseis, criação de melhores condições atmosféricas, criação de empregos , incentivo à investigação e desenvolvimento tecnológico.

O desafio está na criação e designe de sistemas mais efectivos, com melhores índices de custo-eficiência , e que considerem os processos e as infraestruturas já existentes com o intuito de minimizar o efeitos adversos [10].

# 3

## Sector eléctrico Nacional

### Conteúdos

---

3.1	Panorama Eléctrico em Portugal . . . . .	14
3.2	Organização do Sistema eléctrico nacional . . . . .	15
3.3	Legislação para o Mercado das Renováveis . . . . .	15

---

No presente Capítulo descreve-se o sector eléctrico em Portugal: qual a sua evolução até a actualidade e de que forma se organiza nos dias de hoje. Ainda no mesmo Capítulo são anunciadas as regras para exploração de energias provenientes de fontes renováveis, emitidas pelo Diário da República.

### 3.1 Panorama Eléctrico em Portugal

O parque termoeléctrico nacional é constituído por 9 centrais, sendo as mais importantes a de Sines e do Pego, a carvão, as do Ribatejo, Lares e Tapada do Outeiro, de ciclo combinado a gás natural. Estas 5 centrais representam 86% da potência instalada a nível térmico, que é de 6734 MW. Ao nível dos aproveitamentos hidroeléctricos, existem 7067 MW em potência instalada, que é constituída por 93 grupos geradores, distribuídos por 35 centrais e agregados em termos operacionais em três centros de produção: Cávado-Lima, Douro e Tejo-Mondego. Acrescem ainda as centrais de mini-hídrica que totalizam uma potência instalada de 482 MW [12].

No que concerne às restantes fontes renováveis, Portugal apostou na forte implementação deste tipo de fontes, principalmente na energia eólica que contabiliza em 2014, 4802 MW de potência instalada, com um crescimento de aproximadamente 3700 MW desde 2005.

No entanto a tecnologia que mais cresceu foi o solar fotovoltaico, tendo evoluído de uma potência instalada residual, para 321 MW. A biomassa e a geotérmica têm actualmente 723 MW e 29 MW de potência instalada, respectivamente [11]. Estes valores encontram-se representados na figura 3.1.

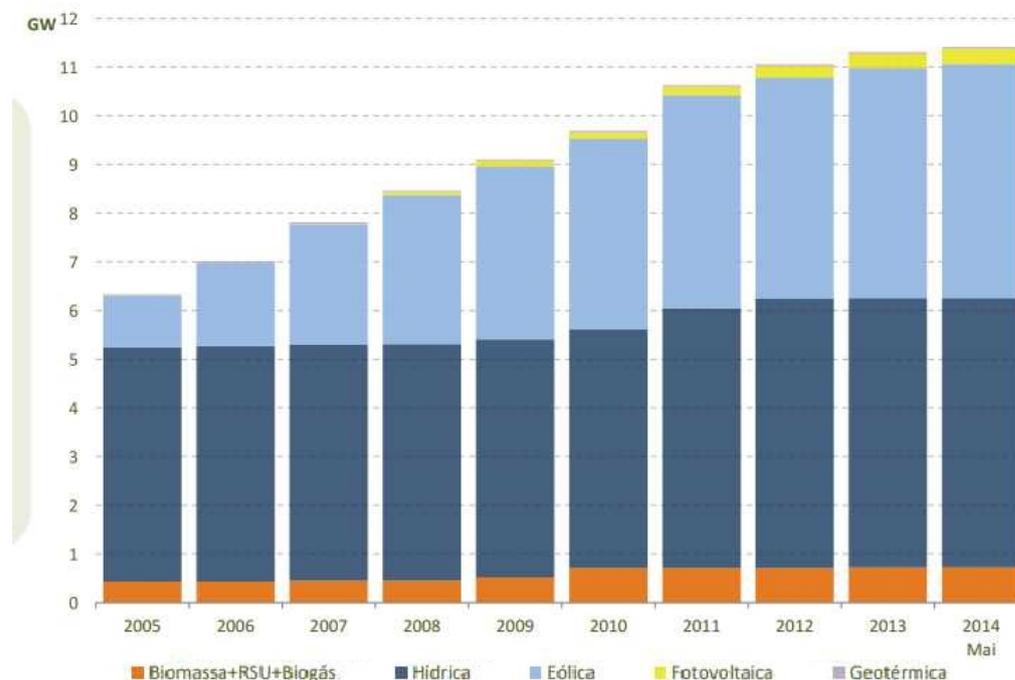


Fig. 3.1: Contribuição das várias fontes renováveis no sector eléctrico português[11].

## 3.2 Organização do Sistema eléctrico nacional

O primeiro modelo organizacional do sistema eléctrico nacional, que prevaleceu até à relativamente pouco tempo, constituiu um mercado monopolizado e fechado, onde não existia competição, detendo uma única empresa o exclusivo da produção e distribuição.

A primeira grande restauração do sector eléctrico ocorreu em 1995, quando foi estabelecida uma repartição do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), formando um modelo dual constituído pelo: Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). O segundo compreende, o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE) [13].

Este modelo abriu portas a novos produtores, mas estes encontravam-se forçados a intermediar a sua energia com uma única empresa de distribuição, não possibilitando nenhuma escolha ao consumidor final.

A partir de 2007 forma-se um novo conceito do Sistema Eléctrico Nacional, formalizado nos decretos de lei: *DL n°29/2006; DL n°172/2006; DL n°264/2007* [13]. Esta reestruturação estabelece uma abertura total do mercado retalhista de energia, separando formalmente as actividades de distribuição e comercialização. Cria-se desta forma um mercado liberalizado, que promove a concorrência dos mercados energéticos desde a produção até ao consumidor de último recurso. Este estabelece que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licenças, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões a serviço público.

## 3.3 Legislação para o Mercado das Renováveis

A exploração de fontes renováveis para produção de energia eléctrica, é sujeita a um leque de requisitos que vigoram no actual regime jurídico, com o intuito de estabelecer os diferentes procedimentos de operação (remuneração, registo, inspecção, entre outros).

Os requisitos constitucionais estabelecidos têm procurado sempre conciliar as vantagens para os produtores, consumidores e estado, pelo que têm vindo a sofrer várias alterações até aos dias de hoje. A antiga legislação energética, estabelecida pelos decretos-lei n° 363/2007, 2 de Novembro e n° 34/2001, 8 de Março, assumia três modos de produção: Microprodução, Miniprodução e Macroprodução. Estas encontram-se estabelecidas consoante o nível de potência da ligação, na 3.1.

Tab. 3.1: Modos de produção de energia

Regime de Produção	Potência	Condição para regime bonificado
Microprodução	$\leq 5,75 \text{ KW}$	Para unidades em baixa tensão Aplicado a condomínios que integrem seis ou mais fracções, com instalações trifásicas
	$\leq 11,04 \text{ KW}$	
Miniprodução	$5,75 \leq P_e \leq 20 \text{ KW}$	Escalão I
	$20 \leq P_e \leq 100 \text{ KW}$	Escalão II
	$100 \leq P_e \leq 250 \text{ KW}$	Escalão III
Macroprodução	$250 \text{ KW} \leq$	Produção que não beneficia de qualquer incentivo por parte do governo. Compete no mercado energético

Com a entrada em vigor Decreto-Lei nº 153/2014, 20 de Outubro, reformou-se o quadro legislativo energético. A nova reforma, com o intuito de simplificar e potenciar a produção distribuída, agrega os antigos regimes de micro e mini produção, formando a pequena produção, e cria um novo regime de produção denominado de Autoconsumo.[14]

### 3.3.1 Pequena Produção

Esta situação Agrega o actual regime de Micro e Miniprodução, mantendo os mesmo requisitos de instalação, produção e remuneração. As normas presentes no actual decreto-lei anunciam que:

- A potência de ligação das Unidades de Pequena Produção (UPP) não deve ser superior a 100% da potência contratada na instalação de consumo.
- Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da electricidade consumida na instalação de consumo.
- A energia produzida pela UPP na sua totalidade tem de ser injectada na RESP.
- A Instalação de consumo associada recebe toda a electricidade proveniente do respectivo comercializador.
- A potência de ligação a atribuir no âmbito deste regime não pode exceder anualmente os 20 MW.

Na pequena produção vigoram os mesmos regimes de remuneração, dos anteriores modelos. São estes, a remuneração em regime bonificado e em regime geral.

#### Regime bonificado

Para que a UPP beneficie deste regime, a sua potência de ligação tem de ser inferior a 250 KW. Caso contrário tem acesso unicamente ao regime geral.

A remuneração neste regime subentende um processo de leilão, sobre o qual se enumeram os seguintes procedimentos:

1. É atribuída anualmente uma tarifa de referência, estabelecida por portaria, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área de energia.

2. Esta é sujeita a um modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência.
3. O valor mais alto de entre as várias licitações de desconto é atribuído como tarifa de remuneração, pela energia produzida pela UPP e entregue à RESP
4. A tarifa atribuída à UPP vigora por um período de 15 anos, não permitindo aos produtores optar por aderir a outro regime durante esse período.
5. Findo o prazo de vigência do regime bonificado, a UPP passa automaticamente para o regime geral.

Realça-se o facto da tarifa a aplicar, antes de ir a leilão, variar consoante o tipo de energia primária utilizada. Para determinar a mesma são aplicadas as seguintes percentagens à tarifa de referência:

**Tab. 3.2:** Percentagens da tarifa de referência

Parcela da tarifa	Energia máxima admissível
solar - 100%	2,6 MWh/ano
Eólica - 80%	
Hídrica - 50%	5 MWh/ano
Cogeração e Biomassa - 60%	
Cogeração não renovável - 60%	

Na tabela 3.2, encontram-se também, o valor máximo de electricidade que pode ser vendida anualmente, dentro do regime bonificado, para os diferentes tipos de energia.

### Regime Geral

A electricidade produzida nas UPP no âmbito do regime geral é vendida ao comercializador de último recurso e remunerada segundo a seguinte fórmula [15]:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 W_i \times OMIE_m \times f_p \times C_i \quad (3.1)$$

$Rem_m$  é a remuneração do mês  $m$ , em ;€

$i$  é o índice que representa o período horário de entrega de energia eléctrica (em vazio ou fora de vazio);

$W_i$  é a energia produzida no mês  $m$  durante o período  $i$  em [KWh]

$OMIE_m$  é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) Para Portugal (mercado diário) relativos ao mês  $m - 1$ , em [€/KWh];

$C_i$  é o coeficiente de ponderação do período tarifário  $i$ , que assume os valores abaixo descritos:

- $C_1$  - período de horas fora do vazio: 1,13
- $C_2$  - período de horas de vazio: 0,86

$f_p$  são os factores de ajustamento para perdas do período tarifário  $i$ , desde o barramento de produção em muito alta tensão até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução.

### 3.3.2 Autoconsumo

Neste regime de produção, a energia produzida é usada para consumo próprio, sendo apenas vendida à rede, em casos de excedentes de produção instantânea. O modelo proposto pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo do local, com o intuito de minimizar a quantidade de injeção de energia na RESP.

O mesmo destina-se a energia de carácter renovável e não renovável, e estabelece que a produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo, pelo que a potência de ligação à rede deve ser  $\leq 100\%$  da potência contratada para consumo. Para valores de potências ligadas à RESP superiores a  $1,5 \text{ kW}$  a contagem por parte da rede é obrigatória. O excedente instantâneo de produção é remunerado ao preço do mercado de licitações anunciado no OMIE, deduzido de  $10\%$  para compensar os custos com injeção[14]:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} * OMIE_m * 0,9 \quad (3.2)$$

As Unidades de Produção em Autoconsumo (UPAC) com potência superior a  $1,5 \text{ kW}$  e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, que permita recuperar uma parcela dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. Esta compensação apenas se torna efectiva quando a representatividade das UPAC excederem  $1\%$  do total da potência instalada no *SEN*<sup>1</sup>

Após atingir  $1\%$  de representatividade, a compensação passa a ser devida pelas novas UPAC instaladas nos seguintes termos:

**30% dos CIEG** enquanto a potência acumulada de UPAC instaladas não exceda  $3\%$  do total da potência instalada no *SEN*.

**50% dos CIEG** quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceder  $3\%$  do total da potência instalada no *SEN*.

A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos. O cálculo da respectiva compensação é efectuado pela seguinte equação:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} * V_{CIEG} * K_t \quad (3.3)$$

Em que  $C_{UPAC,m}$  representa o valor da compensação,  $P_{UPAC}$  a potência instalada na UPAC e  $V_{CIEG}$  o valor da CIEG que equivale a  $4,82 \text{ €/kW}$  para o ano 2014.  $K_t$  assume o valor de  $0\%$ ,  $30\%$  ou  $50\%$ , consoante o valor de potência instalada respeitante às UPAC, no *SEN*.

---

<sup>1</sup>No final de 2013,  $1\%$  da potência total instalada no *SEN* corresponde a cerca de  $180 \text{ MW}$ , e consequentemente,  $3\%$  a  $540 \text{ MW}$ . [14]

# 4

## Solar Fotovoltaico

### Conteúdos

---

4.1	Recurso Solar	20
4.2	A Conversão Fotovoltaica	24
4.3	A Célula Fotovoltaica	25
4.4	Modelos Matemáticos das Células	27
4.5	Sistemas Fotovoltaicos	32
4.6	Módulos Fotovoltaicos	33
4.7	Inversores	35

---

O presente capítulo descreve o sol como fonte de energia; quais os efeitos da sua radiação na terra e no que consiste os método de conversão fotovoltaica. Ainda no mesmo capítulo são descritos os principais componentes que caracterizam um sistema fotovoltaico.

## 4.1 Recurso Solar

### 4.1.1 Proporções energéticas do Recurso

A principal fonte de energia da Terra, é a radiação electromagnética emitida pelo Sol, vulgarmente chamada radiação solar.

As reservas mundiais de petróleo estão avaliadas em  $1,7 \times 10^{22} J$ . Em termos comparativos, este é o valor da energia que a Terra recebe do sol em 1,5 dias. Este último entrega à Terra, em cada hora, a mesma energia que é usada nas actividades humanas num ano, cerca de  $4,6 \times 10^{20} J$  [16].

### 4.1.2 Inclinação Solar

O eixo de rotação da Terra não é vertical, o que faz variar a posição do sol relativamente à Terra, consoante a época do ano. Por conseguinte, em diferentes épocas do ano os raios solares que atingem a Terra, à mesma hora do dia, apresentam diferentes inclinações [17]. O ângulo formado entre o plano do equador e uma linha que parte do centro do Sol até ao centro da Terra ( $\delta$ ) denomina-se ângulo de inclinação solar, e é dado por:

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right) \quad (4.1)$$

Sendo  $n$  o dia do ano:  $n \in [1;365]$

Com base nesta definição é possível determinar a melhor a inclinação de um sistema fotovoltaico, que tem por objectivo de maximizar a radiação solar incidente no mesmo. Veja-se na figura 4.1 que a inclinação de um sistema varia com a latitude do local e os dias do ano.

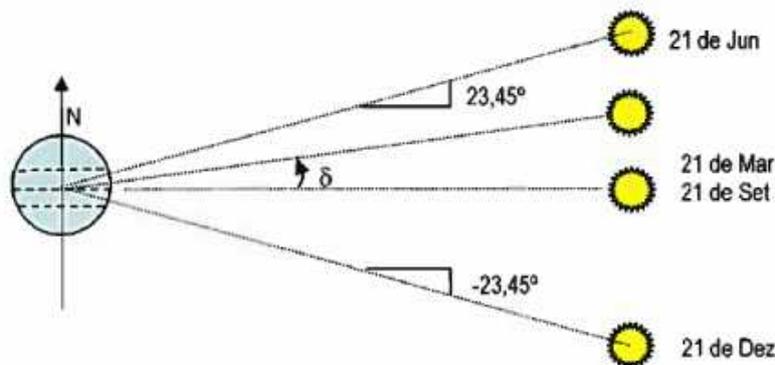


Fig. 4.1: Variação da inclinação solar ao longo do ano [17].

### 4.1.3 Posição Solar Durante o Dia

A localização do sol a qualquer hora do dia pode ser descrita em termos de ângulo de altitude  $\beta$  e o ângulo azimutal  $\phi_s$ . Este último, resulta da relação entre a projecção do Sol sobre o plano do

horizonte num determinado instante e a mesma projecção ao meio-dia local [17]. Representa-se na figura 4.2

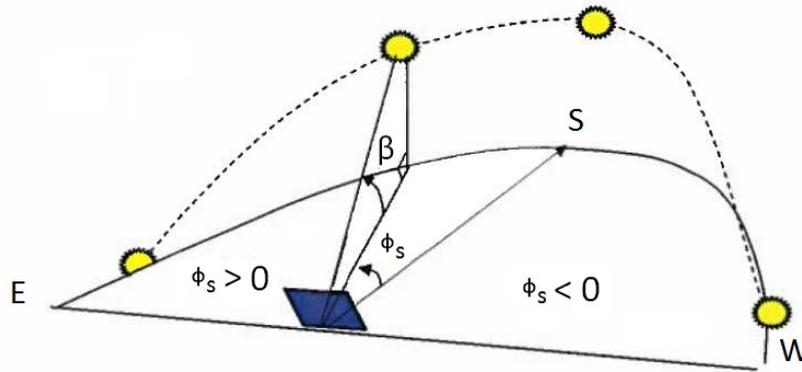


Fig. 4.2: Posição solar durante o dia em função da latitude do local [17].

Os ângulos de altitude  $\beta$  e de azimute  $\phi_s$ , obtêm-se com as seguintes equações:

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos H + \sin L \sin \delta \quad (4.2)$$

$$\sin \phi_s = \frac{\sin \delta \sin H}{\cos \beta} \quad (4.3)$$

Representa-se por  $L$  o ângulo referente à latitude do local, e por  $H$  o ângulo horário. Este ultimo ângulo indica o número de graus que a Terra deve girar até chegar ao meio-dia, no seu meridiano local.

#### 4.1.4 Radiação solar

Quando a radiação solar atravessa a atmosfera, interage com as partículas e os gases que a constituem, sendo parte da energia absorvida e outra parte difundida em todas as direcções.

A radiação que atinge uma superfície horizontal num dado local da superfície terrestre, é constituída por dois tipos de radiação. A radiação directa, proveniente directamente do Sol, e a radiação difusa, resultante da difusão provocada pelas partículas que constituem a atmosfera. O factor atmosférico que proporciona a difusão da radiação solar denomina-se Massa de ar (factor  $AM$ ). Este factor indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um preciso local, num determinado momento, e depende da posição solar  $\beta$  [18], como demonstra a equação 4.4:

$$AM = 1 - 0,03(\cos \beta - 1) \quad (4.4)$$

Neste contexto  $AM=1$  quando a posição do Sol é perpendicular, o que corresponde à posição solar no equador ao meio dia, no início da primavera ou do Outono.

Como média anual para a Europa foi definido, segundo a norma International Energy Centre (IEC) 60891, um índice de Massa de ar de 1,5 [18].

#### 4.1.5 Irradiação e Irradiância

A potência solar incidente por unidade de área designa-se por irradiância solar, representa-se por  $G$  e, mede-se em  $W/m^2$ . Este termo resulta da soma da irradiância directa  $G_b$  com a irradiância difusa  $G_d$ .

$$G = G_b + G_d \quad (4.5)$$

A energia solar incidente por unidade de área designa-se irradiação solar, representa-se por  $H$  e, mede-se em  $kWh/m^2$ . Esta resulta da variação da irradiância solar em função do tempo. A equação 4.6 exemplifica o cálculo da irradiação solar, entre a hora do nascer do sol  $t_r$ , e a hora do pôr-do-sol  $t_s$  [19]:

$$H = \int_{t_r}^{t_s} G dt \quad (4.6)$$

#### 4.1.6 Distribuição do Recurso Solar na Europa

A figura 4.3 representa-se a irradiação global anual ( $kWhm^{-2}$ ), medida numa superfície orientada a sul com a inclinação óptima que permita captar o máximo de radiação solar anualmente. Na mesma figura com a mesma escala de cores, representa-se também, a utilização anual da potência-pico<sup>3</sup> ( $kWh/KWp$ ), para painéis FV fixos, assumindo um Performance Ratio<sup>4</sup> de 0,75 [16].

Pode observar-se que o recurso solar disponível na Europa varia significativamente com a latitude, de tal forma que, nos países do Sul (Portugal, Espanha, Itália), a irradiação solar anual chega a atingir, em algumas situações o dobro da média anual disponível nos países do Norte da Europa (Noruega, Suécia, Dinamarca). Portugal apresenta assim, das melhores condições a nível Europeu para o aproveitamento do recurso Solar e designadamente para a produção de energia eléctrica por via fotovoltaica [19].

#### 4.1.7 Distribuição do Recurso Solar em Portugal

Ainda analisando a Figura 4.3, observa-se que em Portugal, numa superfície com orientação fixa óptima, são atingidos valores de irradiação solar que variam entre cerca de  $1700 kWhm^{-2}$  a Norte, e  $2000 kWhm^{-2}$  a Sul. Estima-se que a produtividade anual no território nacional, varie entre cerca 1275 kWh e 1550 kWh, por cada kWp e potência-pico instalado, o que corresponde a, utilizações anuais de potência-pico entre 1275 e 1550 horas.

Na região Sul do país são comuns valores de utilização de potência-pico superiores a 1500 horas. Já na Região Norte os valores rondam as 1300 horas. Para melhor interpretação dos dados referenciados, a figura 4.4, mostra a distribuição da irradiação solar anual e a utilização anual de potência-pico para Portugal continental[16].

<sup>3</sup>Utilização anual de potência-pico, é o número de horas que um gerador FV teria de funcionar à potência-pico para produzir a mesma energia AC, que, efectivamente, produziu num determinado período

<sup>4</sup>Performance Ratio (PR), é um índice de desempenho dos sistemas PV, que se define para um dado período, como razão entre a energia eléctrica produzida útil (entregue à rede) por unidade de potência pico instalada e a irradiação solar medida na superfície dos módulos dividida pela irradiância de referência.

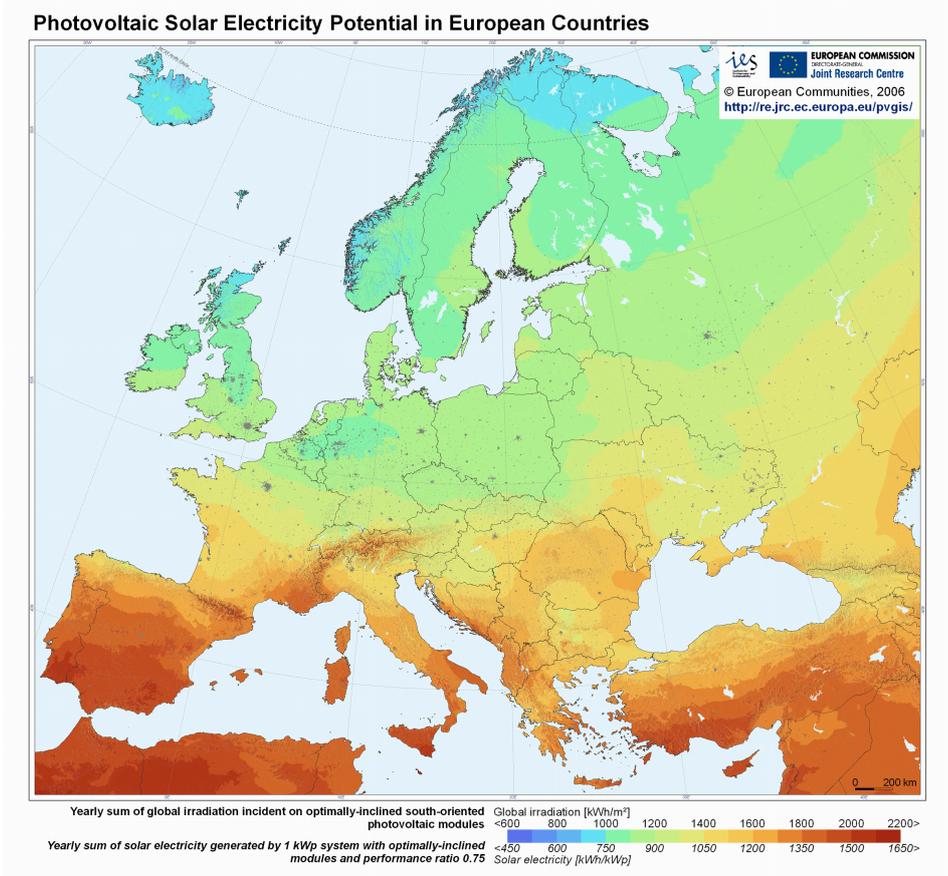


Fig. 4.3: Distribuição da Irradiação solar na Europa.

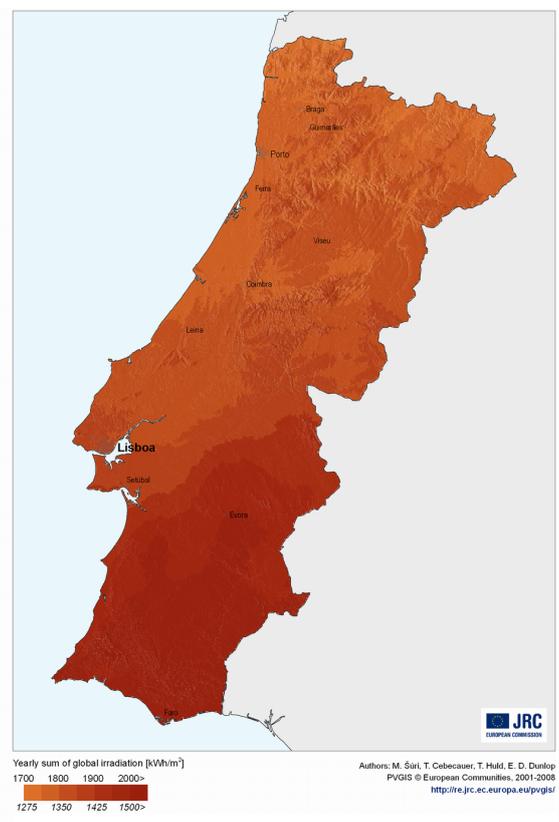


Fig. 4.4: Distribuição da Irradiação solar em Portugal.

Através dos vários estudos efectuados com o objectivo de calcular os valores de inclinação que maximizam a energia produzida por sistemas FV fixos, concluiu-se que o melhor ângulo é cerca de 33° em quase todo o território Português [16].

Estes valores evidenciam o potencial de Portugal relativamente à exploração da energia solar fotovoltaica, que é claramente superior à maioria dos outros países Europeus. Não obstante, é facto que muitos destes, como é exemplo a Alemanha, apostam fortemente nesta fonte de energia.

## 4.2 A Conversão Fotovoltaica

As células fotovoltaicas são o elemento chave de um sistema fotovoltaico pois é através delas que é possível obter uma certa quantidade de electricidade, a partir da radiação solar. Este processo de conversão tem o nome de efeito fotovoltaico e, o seu efeito deve-se aos materiais semicondutores que constituem a célula capazes de produzir corrente eléctrica devido à sua estrutura atómica cristalina. Para completar o processo são adicionadas substâncias, denominadas por dopantes, que facilitam as reacções químicas e possibilitam a condutividade eléctrica.

Veja-se o exemplo do silício, uma vez que é a matéria-prima mais comum e largamente difundida no mercado fotovoltaico. Um átomo de silício é formado por catorze prótons e catorze electrões distribuídos por três bandas de energia. Na banda exterior, conhecida como banda de valência, existem 4 electrões. Para o cristal de silício garantir a sua estabilidade, precisa de conter oito electrões na sua banda de valência. Assim os átomos alinham-se segundo uma estrutura em teia, formando quatro ligações co-valentes com quatro átomos vizinhos, partilhando deste modo os seus electrões de valência.

Em consequência todos os átomos garantem que a banda de valência está cheia, ou seja o átomo está estável. Para que os electrões possam deslocar-se têm de adquirir energia suficiente para passarem da banda de valência para a banda de condução. Esta energia é designada por hiato  $e$ , no caso do cristal de silício vale  $1,12 eV$ .

Quando um fóton da radiação solar atinge a cristal de silício, se este contiver energia suficiente para quebrar a ligação covalente, solta um electrão da banda de valência para a banda de condução, deixando um buraco no seu lugar, que se comporta como uma carga positiva. No entanto, o silício puro não consegue produzir energia eléctrica. [16].

Os electrões que se encontram na banda de condução quando atraídos pelos catiões de silício voltariam a preencher os buracos, não dando origem a qualquer corrente eléctrica. Para que tal não aconteça, é necessário existir um campo eléctrico, isto é uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. O processo adoptado que impede a recombinação dos electrões com os catiões de silício é conhecido como dopagem. Este consiste na introdução de elementos estranhos, com o objectivo de alterar as suas propriedades eléctricas criando assim, duas camadas na célula: a camada de tipo  $p$  e a camada de tipo  $n$ , que possuem respectivamente, um excesso de cargas positivas num excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro [16].

O boro é o dopante usado para criar a região do tipo  $p$ . Um átomo deste elemento forma quatro ligações co-valentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três electrões na banda

de valência, numa das ligações vai existir um buraco, o qual se comporta como uma carga positiva que circula pela região, pois cada vez que um electrão vizinho o preenche, cria-se outro buraco. A razão entre os átomos de boro e átomos de silício é normalmente de 1 para 10 milhões.

O material usado para criar a região *p*, é o fósforo. Um átomo de fósforo possui cinco electrões na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações co-valentes com os átomos de silício e, deixa um electrão livre, que viaja através do material.

A razão entre o fósforo e o silício é próxima de 1 para 1000. Um cristal dopado constitui um semiconductor e a região onde os dois materiais se encontram é designada por junção *p-n*. Nesta junção cria-se um campo eléctrico que separa os portadores da carga que a atingem: os buracos são enviado para o terminal positivo, ao passo que os electrões são direccionados para o terminal negativo. As cargas eléctricas são recolhidas através de contactos metálicos colocados na base e no topo da célula, produzindo corrente eléctrica. Por sua vez os transportadores minoritários: electrões no material tipo *p* e buracos no material tipo *n*, movem-se por difusão para a junção e atravessam-na por acção do campo eléctrico, fechando o circuito através da célula.

A figura 4.5, mostra um junção *p-n*, com 4 situações distintas de incidência de fotões. Ressalve-se que, só na caso da alínea *c*) é que ocorre efeito fotovoltaico [19].

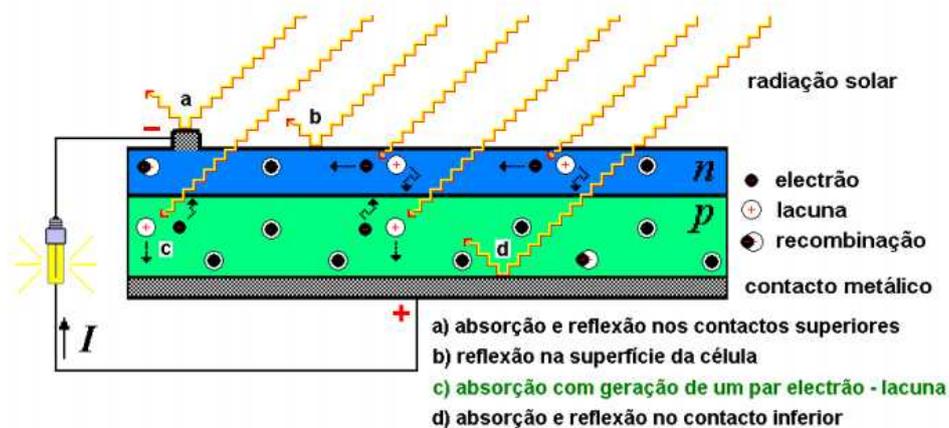


Fig. 4.5: Efeito da conversão fotovoltaica numa célula [19].

## 4.3 A Célula Fotovoltaica

### 4.3.1 Regime de funcionamento

A potência máxima que uma célula fotovoltaica de tamanho comum é capaz de debitar é insuficiente para as várias aplicações pelo que, estas são conectadas em série e em paralelo. Este tipo de ligações permite aumentar a tensão, a corrente, e consequentemente a potência gerada pelo grupo, cujo o nome é módulo fotovoltaico.

Os módulos fotovoltaicos apresentam um regime de funcionamento restrito pelo que, devem ser alimentados em concórdia com alguns parâmetros. Estes caracterizam electricamente o funcionamento de um módulo: Potência-Pico  $P_{mp}^r$ ; Corrente de curto-circuito  $I_{cc}$ ; Tensão de circuito aberto

$V_{ca}$ ; Tensão de máxima potência  $V_{mp}$ ; Corrente de máxima potência  $I_{mp}$  [16]. O seu regime de funcionamento é definido pelas curvas características  $I-V$  e  $P-V$ , obtidas em condições de ensaio padrão, representadas na figura 4.6. Mais, são referenciados ainda a vermelho os pontos correspondentes às situações de operação características: curto-circuito; circuito aberto; máxima potência.

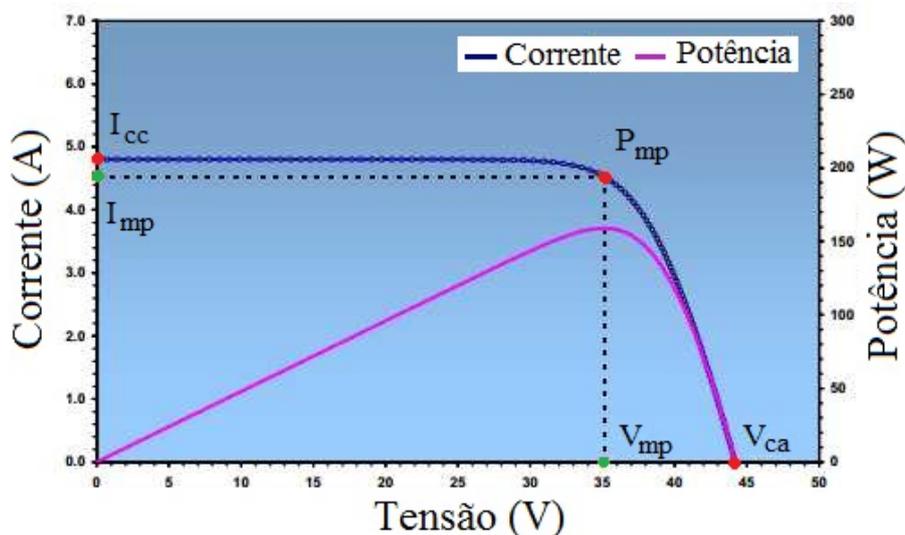


Fig. 4.6: Curvas características de uma célula fotovoltaica. [Azul]-Curva I-V [roxo]-Curva P-V [19].

### 4.3.2 Condições de Teste e Compração

O desempenho dos dispositivos de conversão fotovoltaica, células ou módulos, dependem de factores externos não constantes como: a temperatura, a irradiância, a velocidade do vento, entre outros. Para comparar os diferentes modelos e marcas, a comissão técnica de normalização para sistemas FV da IEC definiu que os valores dos parâmetros que caracterizam os módulos fotovoltaicos construídos com células de silício cristalino, na norma IEC 61215, e com filmes finos na norma IEC 616146, fossem determinados para as seguintes condições padrão [19]:

⇒ *Standard Test Conditions (STC)* - condições normalizadas de ensaio, que se designam também habitualmente por valores pico ou valores de referência:

- Temperatura das células,  $\theta^r = 25^\circ\text{C}$
- Irradiância normal Incidente  $G^r = 1000\text{Wm}^{-2}$  com índice de massa de ar  $AM = 1.5$

⇒ *Normal Operation Conditions and temperature (NOCT)* - condições nominais de funcionamento:

- Temperatura ambiente,  $\theta^{amb} = 20^\circ\text{C}$
- Irradiância normal Incidente  $G = 800\text{Wm}^{-2}$  com índice de massa de ar  $AM = 1.5$
- Velocidade do vento de  $1\text{ms}^{-1}$

⇒ *Performance at Low Irradiance* - condições de ensaio relativas ao desempenho com fraca irradiância:

- Temperatura das células,  $\theta^{cel} = 25^{\circ}\text{C}$
- Irradiância normal Incidente  $G = 200\text{Wm}^{-2}$  com índice de massa de ar  $AM = 1.5$

Os valores dos parâmetros característicos, provenientes das curvas nas condições de referência STC, são habitualmente fornecidos pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos e serão representados no presente trabalho com o índice "r" :  $I_{cc}^r$ ,  $V_{ca}^r$ ,  $I_{mp}^r$ ,  $V_{mp}^r$  e  $P_{mp}^r$ .

## 4.4 Modelos Matemáticos das Células

Para estudar o comportamento dos Módulos fotovoltaicos descritos no capítulo anterior a engenharia, recorre ao método da representação de sistemas através de circuitos eléctricos equivalentes, capazes de simular as condições que sujeitam o sistema com resultados próximos da realidade.

No presente capítulo apresentar-se-ão dois modelos: o modelo simplificado de um díodo e três parâmetros e o modelo mais detalhado de um díodo e cinco parâmetros. Ambos respeitantes aos conversores fotovoltaicos de silício (*Si*), tecnologia adoptada para o dimensionamento do projecto.

### 4.4.1 Modelo de um Díodo e três Parâmetros

O Modelo matemático simplificado descreve uma célula através do circuito eléctrico equivalente representado na figura 4.7 [16].

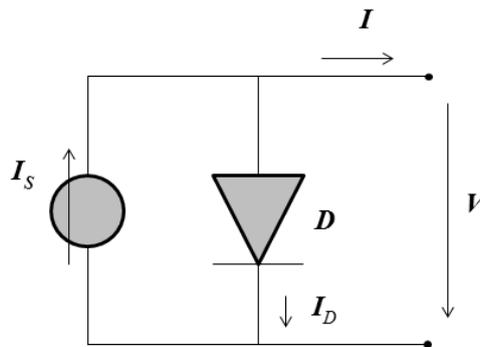


Fig. 4.7: circuito equivalente do modelo simplificado de uma célula fotovoltaica

$I_s$  - Representa a corrente eléctrica gerada por um feixe de radiação solar ao atingir a superfície activa da célula. Este fenómeno é denominado efeito fotovoltaico.

$V$  - Tensão aos terminais da célula.

$I_D$  - Representa a corrente que atravessa um díodo porque simula a característica de funcionamento da junção *p-n* da célula. Esta corrente é unidireccional e depende da tensão  $V$  aos terminais da célula.

$I$  - Corrente aos terminais da célula.

A corrente  $I_D$  que se fecha no diodo é representada pela seguinte formula:

$$I_D = I_0(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \quad (4.7)$$

$I_0$  - Corrente inversa do diodo.

$m$  - Factor de idealidade do diodo(diodo ideal:  $m = 1$ ; diodo real: $m > 1$ )

$V_T$  - Designado por potencial térmico.

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (4.8)$$

$K$  - Constante de Boltzman ( $K = 1,38 \times 10^{-23}$  J/K)

$T$  - Temperatura absoluta da célula em K

$q$  - Carga eléctrica do electrão ( $q = 1,6 \times 10^{-19}$  C)

Observando a figura 4.7,conclui-se que pela lei das malhas, se chega à seguinte condição:

$$I_D = I_s - I_D = I_s - I_0(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \quad (4.9)$$

Como referido no capítulo anterior, existem dois pontos de operação que merecem especial atenção:

### 1. Curto-circuito

A situação de curto-circuito demonstra a operação da célula, quando sofre um corte de corrente exterior. Neste caso a corrente de curto-circuito  $I_{cc}$  é o valor máximo da corrente da carga, isto é,  $I_{cc}$  é igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico. Essa corrente depende directamente da irradiação sobre a superfície da célula [16]. Nestas condições temos:

$$\begin{cases} V = 0 \\ I_D = 0 \\ I = I_s = I_{cc} \end{cases} \quad (4.10)$$

### 2. Circuito aberto

A tensão de circuito aberto  $V_{ca}$  é o valor máximo da tensão aos terminais da célula que ocorre quando esta está em vazio [16]. Neste caso temos:

$$\begin{cases} I = 0 \\ V_{ca} = mV_T \ln(1 + \frac{I_s}{I_0}) \end{cases} \quad (4.11)$$

A relação entre a corrente e a tensão, dependente de três factores: temperatura  $I_0(T)$ , Irradiação  $I_{cc}(G)$  e factor de idealidade do diodo  $m$ , é determinada recorrendo à seguinte expressão [16].

$$I = I_{cc} \left( 1 - e^{\frac{V - V_{ca}}{mV_T}} \right) \quad (4.12)$$

#### 4.4.2 Modelo de um Díodo e Cinco Parâmetros

O modelo simplificado apesar de estar muito perto dos resultados simulados não consegue ser uma representação rigorosa da célula fotovoltaica real, pois despreza as perdas de tensão nos materiais e as correntes de fuga. Estes dois parâmetros, que se verificam nas células reais, são tidos em conta neste modelo e representados pelas resistências  $R_s$  e  $R_{sh}$  respectivamente.

O circuito equivalente encontra-se representado na figura 4.8 [16].

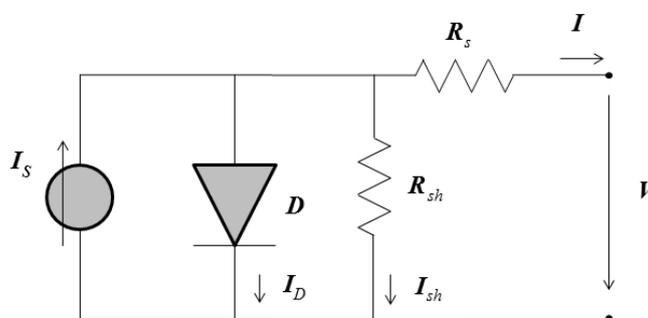


Fig. 4.8: circuito equivalente do modelo de um díodo e 5 parâmetros de uma célula fotovoltaica

Deste modelo conseguimos retirar a seguinte expressão:

$$I = I_s - I_0 \left( e^{\frac{V + R_s I}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (4.13)$$

Com o intuito de calcular os seus parâmetros a metodologia segue o mesmo padrão usado no *modelo simplificado dos três parâmetros*, onde relaciona as equações nos três pontos-chave da característica I-V:

Curto-circuito:

$$I_{cc} = I_s - I_0 e^{\frac{R_s I_{cc}}{mV_T}} - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (4.14)$$

Circuito-aberto:

$$0 = I_s - I_0 e^{\frac{V_{ca}}{mV_T}} - \frac{V_{ca}}{R_{sh}} \quad (4.15)$$

Ponto de potência máxima:

$$I_{MP} = I_s - I_0 e^{\frac{V_{MP} + R_s I_{MP}}{mV_T}} - \frac{V_{MP} + R_s I_{MP}}{R_{sh}} \quad (4.16)$$

Observa-se que existem cinco incógnitas (cinco parâmetros do modelo) e apenas três equações, pelo que se exige alguma manipulação matemática e recurso a outras relações.

Este modelo destaca-se não só pela sua forte aproximação à realidade, mas também pela sua complexidade visto que, para obter os parâmetros  $m$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$  recorrendo ao conjunto de grandezas

típicas disponíveis nos catálogos, é necessário o uso de métodos iterativos para resolução de sistemas de equações não lineares [16].

### 4.4.3 Influência da Irradiância Incidente

A partir de simulações e resultados experimentais verifica-se que a corrente de curto-circuito  $I_{cc}$ , depende fundamentalmente da irradiância. Considerando que essa relação é linear e com base na equação 4.17 é possível estimar o valor da corrente de curto-circuito, para valores de irradiância diferentes da considerada nas condições STC.

$$I_{cc} = \frac{G}{G_r} I_{cc}^r \quad (4.17)$$

Este efeito remonta a importância da irradiância solar no comportamento da célula fotovoltaica. Visto que a irradiância é variável no tempo, o impacto das suas variações reflecte-se na curva característica I-V.

Tomando como base a equação 4.17 é possível observar na figura 4.9 as variações da corrente em função da irradiância.

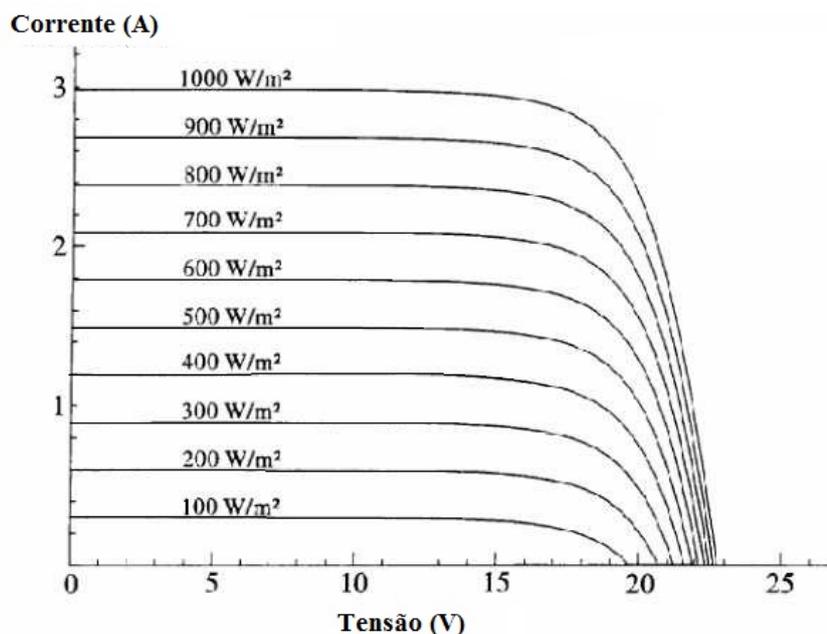


Fig. 4.9: Efeitos da irradiância na curva característica I-V.

Analisando a figura 4.9, concluí-se que quanto maior for a intensidade da irradiância solar:

- Maior será a corrente de curto circuito  $I_{cc}$ ;
- Maior será a Potência  $P_{mp}$ ;
- A tensão de circuito aberto decresce, mas com uma variação pouco significativa. Esta apresenta uma relação logarítmica com a irradiância.

#### 4.4.4 Influência da temperatura

Assim como a irradiância, a temperatura também tem um papel decisivo na eficiência das células fotovoltaicas. A sua variação, respeitante à quantidade de energia incidente que se dissipa sob a forma de calor, provoca variações na curva característica I-V, sobretudo na tensão de circuito aberto.

Já a corrente de curto circuito sofre uma pequena variação, pois a influência da temperatura sobre esta é pequena.

Como se pode verificar na figura 4.10, o aumento da temperatura tem as seguintes consequências:

- Diminuição da tensão da circuito aberto  $V_{ca}$ , proporcionalmente com o aumento da temperatura;
- Ligeiro aumento da corrente de curto-circuito  $I_{cc}$ . Esta varia de forma logarítmica com a temperatura;
- Diminuição da Potência, provocada pela significativa descida da tensão na célula face a um ligeiro aumento da corrente.

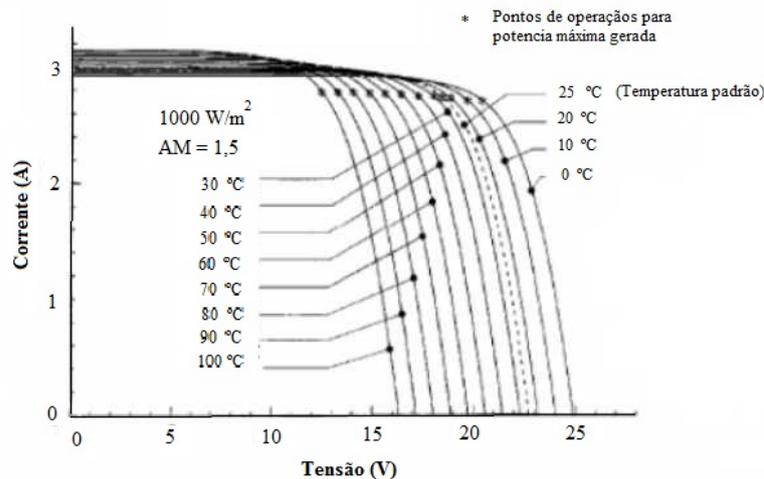


Fig. 4.10: Efeitos da temperatura na curva característica I-V.

A temperatura da célula  $\theta_c$ , pode ser calculada a partir da temperatura ambiente, e da irradiância solar incidente  $G_i$  nas condições NOCT, pela expressão 4.18.

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G_i}{800}(\text{NOCT} - 20) \quad (4.18)$$

#### 4.4.5 Potência Eléctrica, Rendimento e Factor de Forma

A potência eléctrica máxima de saída, encontra-se no ponto de máxima potência e resulta da seguinte equação:

$$P_{mp} = V_{mp}I_{mp} \quad (4.19)$$

O rendimento de um modulo fotovoltaico, advém da relação entre potência-pico e a potência correspondente à irradiância incidente:

$$\eta_{STC} = \frac{P_{mp}^r}{AG^r} \quad (4.20)$$

Este índice é o principal indicador de comparação entre os diversos módulos, pois dá a conhecer a eficiência de conversão energética dos mesmos.

O quociente entre a potência-pico e o produto  $V_{ca} I_{cc}$  chama-se o factor de forma FF<sup>1</sup>:

$$FF = \frac{P_{mp}^r}{V_{ca} I_{cc}} \quad (4.21)$$

O *factor de forma* está relacionado com a qualidade da junção e da resistência série. As células de silício em uso comercial apresentam um *factor de forma* entre 0,7 e 0,85. Em conformidade com a eficiência da célula, é sempre desejável trabalhar com células em que o *factor de forma* seja o maior possível [16].

## 4.5 Sistemas Fotovoltaicos

### 4.5.1 Tipologia de um sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é composto por um conjunto específico de componentes com o propósito de converter a energia solar em energia eléctrica. Porém, este pode ser dimensionado de acordo com os diferentes requisitos e aplicações. Existe portanto uma tipologia definida para os diferentes contextos em que é aplicada a tecnologia.

A figura 4.11 mostra que os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três tipos diferentes, de acordo com as suas finalidades, que se encontram evidenciadas nas respectivas ramificações.

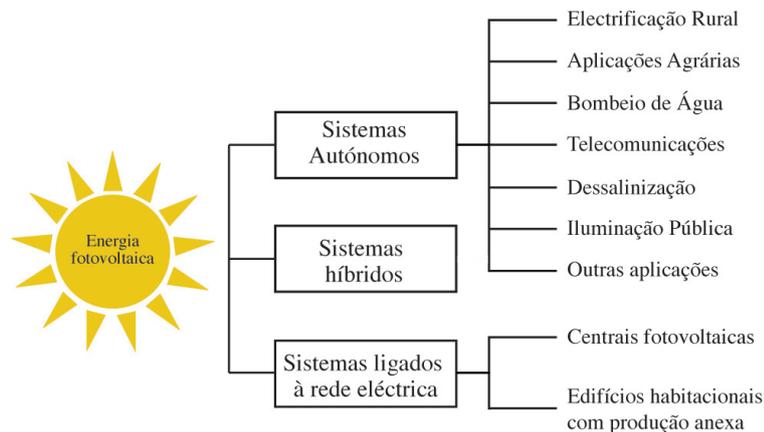


Fig. 4.11: tipos de sistemas (figura não está correcta).

<sup>1</sup>Em inglês, Fill factor

## 4.5.2 Sistemas Ligados à Rede

Este tipo de sistemas representam apenas mais uma fonte complementar do grande sistema eléctrico ao qual estão conectados.

A ligação à Rede possui vantagens para o sistema, pois toda a energia eléctrica gerada é depositada na Rede, e as necessidades da carga, caso exista, são satisfeitas também pela Rede. Esta, garante o consumo de toda a energia produzida eliminando o risco de desperdício de potência gerada pelo sistema. Dado esta propriedade, o uso de baterias torna-se dispensável já que a rede consegue colmatar a necessidade de se conservar energia eléctrica.

Os sistemas fotovoltaicos ligados à Rede eléctrica também oferecem certas vantagens à mesma, tais como: a possibilidade de instalação em estabelecimentos comerciais, industriais e zonas habitacionais, permite transportar a geração para junto do consumo, eliminado assim grande parte das perdas no transporte de energia, o que resulta num processo de geração-consumo mais eficiente.

A figura 4.12 representa o esquema de um sistema fotovoltaico ligado à Rede, constituído pelos principais componentes que o caracterizam.

A potência instalada neste tipo de sistema é muito variável, podendo atingir centenas de  $KWp$  em centrais fotovoltaicas e dezenas de  $KWp$  para a alimentação de cargas residenciais.[20]

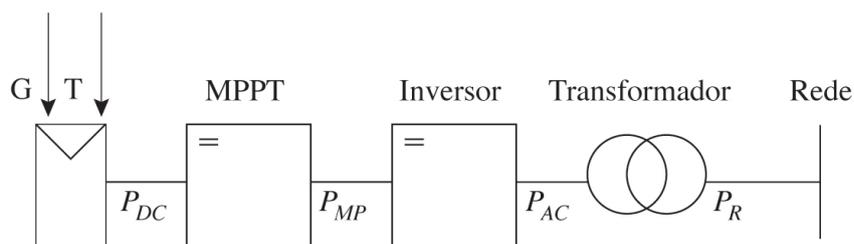


Fig. 4.12: Esquema unifilar de um sistema fotovoltaico ligado à rede [16].

## 4.6 Módulos Fotovoltaicos

### 4.6.1 Principais Tecnologias

As tecnologias de construção de células fotovoltaicas podem dividir-se em três gerações: [16]:

**Primeira geração:** Silício cristalino (actualmente representa cerca de 90% das células disponíveis no mercado).

**Segunda geração:** filme fino (tecnologia de películas finas aplicadas sobre substratos rígidos).

**Terceira geração:** tecnologia de películas finas aplicadas sobre substratos flexíveis (ainda em fase de investigação).

#### 4.6.1.A Primeira Geração

As células que utilizam a tecnologia de silício podem ainda ser do tipo, monocristalino ou policristalino. Em ambos os casos, para o seu fabrico é necessária a produção de silício com um grau de impurezas extremamente baixo (na ordem dos 0,0001%).

Os processos industriais de obtenção do silício são um factor diferenciador do tipo de célula. Assim as células multicristalinas apresentam custos de produção mais baixos (em cerca de 20%), embora atinjam valores de rendimento eléctrico também mais baixos do que as congéneres monocristalinas. Isto porque a uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico, já as descontinuidades da estrutura molecular do *silício policristalino* dificultam o movimento de electrões o que reduz a potência de saída. Deste modo, a eficiência das células de silício policristalino encontram-se entre os 11 e os 16% , enquanto que a eficiência das células de silício monocristalino podem atingir 21%. Apesar das primeiras apresentarem uma eficiência mais baixa relativamente ao monocristalino, o seu custo de produção também é mais baixo, o que possibilita a sua entrada no mercado com preço mais acessíveis [16].

Nos últimos tempos têm surgido células, baseadas no mesmo princípio de funcionamento das de silício, mas ainda sem sucesso comercial, devido à escassez e elevado custo dos seus materiais, dos quais se destacam o Arseno de Gálio (*GaAs*) e o Fosforeto de Índio (*Inp*). Na tentativa de torná-los ainda mais eficientes, adoptou-se um desenho da célula diferente da convencional, que inclui múltiplas camadas (normalmente duas ou três). Este tipo de células é designado por células de multijunção e atingem rendimentos superiores a 35%. Apesar do alto rendimento que esta tecnologia atinge, o seu custo de produção é elevado o que dificulta a sua comercialização.

#### 4.6.1.B Segunda Geração

A tecnologia de filme fino é constituída por materiais semicondutores ultra-finos. Estes materiais são depositados em substratos de grande área: metal, vidro ou de plástico. Os mais usados são o Teruleto de Cádmiu (*CdTe*), silício amorfo (*a-Si*) e o Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (*CIGS*).

Embora o rendimento desta de tecnologia seja bastante inferior ao das células de silício cristalino (na ordem dos 11%) este tipo de células apresenta algumas vantagens, entre as quais se destacam: a menor quantidade de material e energia gasto no sua produção; a menor perda de eficiência a altas temperaturas; melhor desempenho em condições de baixa radiação e radiação difusa e menor sensibilidade a sombreamentos devido à sua geometria (células longas e estreitas).

#### 4.6.1.C Terceira Geração

Existe ainda um conjunto de novas tecnologias emergentes de filmes finos com elevado potencial de desenvolvimento, mas ainda em fase de investigação. Dentro das várias tecnologias em investigação destacam-se: as células sensibilizadas por corante; células orgânicas e nanoantenas. A primeira constituída por Dióxido de Titânio (*TiO<sub>2</sub>*), apresenta níveis de eficiência na ordem dos 5%. As células orgânicas, utilizam pigmentos orgânicos como dadores e receptores de electrões e buracos, ao invés de junções *p-n*. Com eficiências máximas de 7-8%, esta tecnologia, ainda que barata, tem a desvantagem

de necessitar de uma área demasiado grande para garantir os níveis de potência de saída semelhantes às concorrentes.

Já as nanoantenas apresentam uma eficiência de 80%. Esta última tecnologia assenta na ideia de "sintonizar" uma antena para a frequência de radiação de infravermelho, captando a energia do sol, durante o dia, e a radiação absorvida pela terra durante a noite. Este efeito dá-se porque as nanoantenas possuem a capacidade de absorver diversos comprimentos de onda de luz, de acordo com a sua dimensão, o que permite aumentar o espectro de radiação e assim melhorar a eficiência da célula. Com possibilidade de fabricação em larga escala por processos de impressão a rolo, esta tecnologia procura actualmente ultrapassar os problemas associados aos efeitos de ressonância, os quais poderão ter efeitos destrutivos [16].

## 4.6.2 Rendimento das Diversas Tecnologias

A evolução do rendimento das células e módulos fotovoltaicos a nível mundial, confirmadas em laboratórios independentes, encontra-se representada na figura em Anexo A, publicada pela NREL<sup>2</sup>. Esta, acompanha evolução dos módulos desde o surgimento das primeiras células fotovoltaicas em 1975 até 2015.

## 4.7 Inversores

### 4.7.1 Tipos de Inversores

Um componente fundamental na constituição de um sistema fotovoltaico são os inversores. Estes são dispositivos electrónicos de comutação, que permitem com recurso a um sistema de controlo, converter corrente contínua em corrente alternada.

Os diversos tipos de inversores, de acordo com o modo como é feita a comutação dos semicondutores, podem ser classificados de duas formas: Comutados pela rede ou auto-comutados.

#### 4.7.1.A Inversores comutados pela Rede

Este tipo de inversores é constituído por uma ponte de tirístores como elemento de comutação. Estes dispositivos são semicomandados, uma vez que só permitem o controlo do instante de passagem à condução e não o instante de passagem ao corte. A passagem ao corte dá-se com o anulamento da corrente, sendo esse processo controlado pela fase e frequência da tensão da rede de distribuição, motivo pelo qual, estes inversores são designados de "comutados pela rede", Por conseguinte é impossível a sua aplicação em sistema autónomos.

O seu método de conversão apresenta formas de onda quadrada na saída com altos valores de distorção harmónica, e níveis de eficiência baixos, pelo que, este tipo de inversores tem vindo desaparecer no mercado [18].

---

<sup>2</sup>National Renewable Energy Laboratory (NREL), é uma instituição que procura respostas criativas para os desafios energéticos da actualidade, através de estudos e análise que permitem a validação de produtos para o comércio energético

#### 4.7.1.B Inversores auto-comutados

Este tipo de inversores também constitui uma ligação em ponte, embora com outros elementos semicondutores: *IGBT*<sup>3</sup> ou *MOSFET*<sup>4</sup>. Estes, permitem o controlo tanto do instante de passagem ao corte como à condução, o que possibilita controlar as formas de onda da tensão e da corrente do lado AC. Esta característica dos semicondutores totalmente comutados permite ajustar o factor de potência e reduzir o conteúdo harmónico nos sinais de saída. No entanto, estes semicondutores operam com frequências de comutação elevadas na ordem das dezenas ou mesmo centenas de *KHz*, onde as perdas por comutação ainda são toleráveis. Esta propriedade deve ser considerada durante a concepção da instalação pois a origem de harmónicas produzidas pelas frequências de comutação, podem originar problemas de compatibilidade electromagnética [18].

#### 4.7.2 Inversores Ligados à Rede

Um inversor quando conectado à rede comporta-se para a mesma como uma fonte de corrente, injectando corrente eléctrica sinusoidal (com baixa distorção harmónica) em sincronismo com a forma de onda de tensão. Além da conversão DC/AC, o inversor incorpora diversas funções que são necessárias para o aproveitamento da energia fotovoltaica e a conexão segura com a rede, como ilustra a figura 4.13 [21].

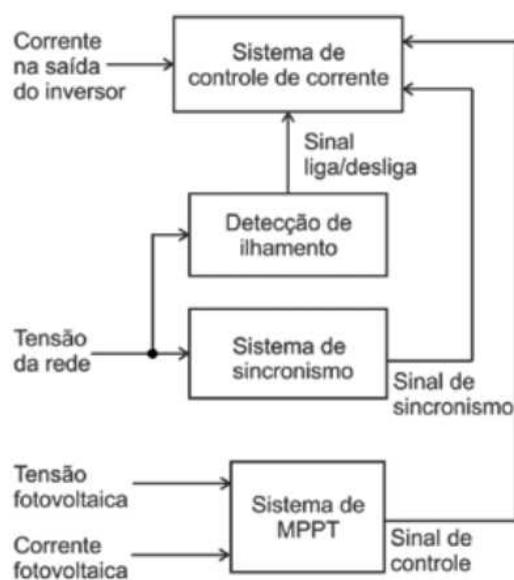


Fig. 4.13: Componentes integrantes de um inversor [21].

##### 4.7.2.A Sistema de controlo de corrente

O princípio de funcionamento do controlador de corrente baseia-se na leitura do valor instantâneo da corrente na saída do inversor e a sua comparação com o sinal de referência, que resulta num erro que é colmatado por um compensador Proporcional-Integral *PI*. O Ganho proporcional serve para a

<sup>3</sup>Insulated-gate bipolar transistor (IGBT)

<sup>4</sup>metal oxide semiconductor field effect transistor (MOSFET)

compensação de erros estáticos grandes e o integral para erros estáticos residuais. Para que isso seja possível, é necessário recorrer-se às transformações de clarke e de Park [22].

A primeira consiste em transportar as grandezas trifásicas de corrente ( $i_a, i_b, i_c$ ) para o referencial difásico ( $\beta\alpha$ ) possibilitando assim, o trabalho com apenas dois graus de liberdade.

A transformação de park permite a passagem de um referencial difásico ( $\beta\alpha$ ) para um referencial ortogonal ( $dq$ ) que gira a uma velocidade, em sincronismo com a tensão da rede [22]. Esta tensão, em coordenadas polares, assim como o sinal de referência, são obtidos por intermédio do sistema de sincronismo, como se explica mais à frente no ponto 4.7.2.C.

A figura 4.14 mostra o modelo esquemático do controlador de corrente.

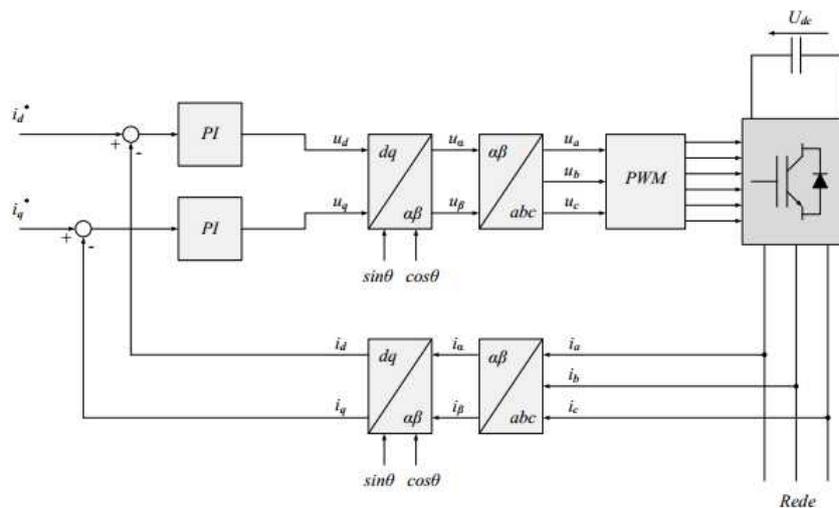


Fig. 4.14: Esquema do controlador de correntea [22].

#### 4.7.2.B Modulação por Largura de Impluso (PWM)

Através destas transformações é possível criar um sinal sinusoidal modulante. Este é comparado com uma onda triangular portadora, com uma frequência muito elevada. Este tipo de modulação denomina-se Modulação por largura de impulso<sup>5</sup>.

Neste tipo de modulação, a tensão de saída depende da diferença entre a modulante e a portadora. Assim, o sinal da onda de saída será positivo para valores da onda modulante (em módulo) superiores à portadora e, negativo para o valores da modulante inferiores à portadora [22].

Os semicondutores do conversor entram em condução quando os valores do sinal de disparo são positivos. Para isso os sinais de disparo dos semicondutores superiores de cada braço devem estar desfasados e 120° entre cada um, enquanto que os sinais dos semicondutores inferiores de cada braço devem ser complementares dos sinais dos semicondutores superiores.

Devido ao grande avanço tecnológico na área de controlo de sistemas de potência, a geração de sinais PWM passou a ser de origem digital, trazendo grandes vantagens entre as quais uma capacidade muito superior da frequência da onda portadora, o que permite uma forte redução no conteúdo harmónico, evitando ruído adjacente no sinal pretendido [22].

<sup>5</sup>Pulse Width Modulation (PWM)

A aplicação digital do PWM tem permitido maior flexibilidade na concepção de um sistema de controlo de um conversor, devido à simplicidade da sua implementação.

#### 4.7.2.C Sistema de Sincronismo

O sistema de sincronismo pode passar por uma simples leitura da tensão na rede por meio de um detector de *cruzamento por zero* ou, o mais usual, um sistema de *PLL*<sup>6</sup>. Este último, é responsável pelo sincronismo entre as tensões da rede, medidas à saída do inversor, e os valores de referência. A ideia fundamental deste sistema é, a de detectar uma diferença instantânea entre o sinal de referência interno e o sinal externo, que deve ser seguido, como mostra a figura 4.15. O filtro produz uma tensão proporcional ao erro de *fase/frequência* entre os sinais e actua no *VCO*<sup>7</sup>, que é um oscilador controlado por tensão que altera a frequência interna de modo a sincronizá-la com o sinal externo [23]. O sinal já sincronizado com a frequência da rede é enviado para o controlador de corrente para dar-se início à modulação do sinal de disparo dos semicondutores.

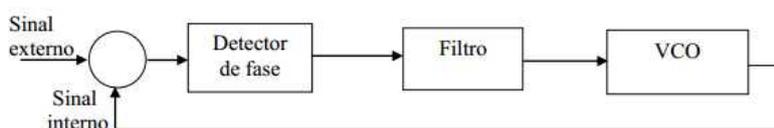


Fig. 4.15: Esquema de funcionamento do Sistema de Sincronismo [23].

#### 4.7.2.D Sistema MPPT

De modo a colocar o módulo fotovoltaico no ponto de operação correspondente à potência máxima, os conversores fotovoltaicos possuem um sistema digital de cálculo da tensão à potência máxima, designado por seguidor de potência máxima (MPPT).

Este valor de referência da tensão é calculado através de um modelo de simulação de comportamento do módulo fotovoltaico e constitui uma entrada de um conversor *DC/DC*, o qual é usado para ajustar o nível de tensão à entrada do inversor. Ao controlar a tensão de acordo com a curva I-V do módulo fotovoltaico e com o modelo adoptado para a sua representação [16].

Os inversores actualmente utilizados nos sistemas ligados à rede eléctrica, têm em geral o sistema Maximum Power Point Tracker (MPPT) integrado, para maximizar a potência entregue à rede e, consequentemente aumentar a eficiência no processo de conversão DC/AC.

Por forma a permitir correcto funcionamento do MPPT integrado nos inversores, deve procurar-se que cada inversor esteja ligado a um conjunto de módulos orientados e montados, que permitam que todos os módulos funcionem sempre nas mesmas condições de irradiância solar e temperatura.

#### 4.7.2.E Detecção de Ilhamento

O recurso de detecção de ilhamento<sup>8</sup> é exigido pelas normas que regem a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede eléctrica. É necessário para garantir a segurança das pessoas, equipamentos e

<sup>6</sup>phase-locked-loop

<sup>7</sup>Voltage Controlled Oscillator

<sup>8</sup>anti-islanding

instalações, nas situações de interrupção do fornecimento de energia da rede eléctrica pública.

O sistema tem o objectivo de desconectar o inversor da instalação eléctrica, cessando a injeção de corrente na rede na ocorrência de falhas durante o fornecimento ou ausência da mesma (situação de ilhamento), mesmo em situações que o sistema fotovoltaico seja capaz de suprir a demanda de energia local [21].

Os métodos de detecção de ilhamento existentes estão divididos em três categorias, conforme o seu princípio de operação: Remotos, Passivos e Activos:

- **Os métodos remotos** são o mais recentes e surgiram com o avanço das novas tecnologias de comunicação e sistemas de *smart grid*. Apesar destes métodos serem os mais eficazes, são os menos utilizados, devido ao seu elevado custo de implementação.
- **Os métodos passivos** consistem na detecção de anormalidades nas grandezas eléctricas (valor eficaz da tensão e frequência) no ponto de acoplamento com a rede permitindo assim, determinar a ocorrência de ilhamento.
- **Os métodos activos** são implementados como suporte de maneira a que consigam compensar as deficiências dos métodos passivos, quando estes não são capazes de detectar correctamente situações de ilhamento. Os métodos activos inserem distúrbios na corrente eléctrica fornecida pelo inversor e verificam a resposta da rede a essas perturbações.

### 4.7.3 Rendimento dos Inversores

O aspecto mais importante a ter em conta na escolha de um inversor é o seu rendimento, pois este decide, do total de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, a quantidade que é fornecida à rede. Visto que o inversor tem, geralmente, a função MPPT integrada, o rendimento do sistema de conversão rege-se pela equação 4.22.

$$\eta_{total} = \eta_{MPPT}\eta_{inv} \quad (4.22)$$

Em que o  $\eta_{MPPT}$  é o rendimento da função MPPT presente no inversor, e  $\eta_{inv}$  é o rendimento da função de conversão DC-AC.

O rendimento do MPPT, em regime estacionário, está muito perto de valor unitário, geralmente com valores superiores a 99,5%[16].

O rendimento do inversor varia com a potência em DC que lhe é entregue para conversão e é genericamente dado pela razão entre a potência de saída em CA e a potência de entrada em DC, como mostra a equação 4.23.

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{V_{MP}I_{MP}} \quad (4.23)$$

Os procedimentos a seguir para efectuar a medição do rendimento em inversores e outros conversores electrónicos de potência utilizados nos sistemas fotovoltaicos, são descritos na norma IEC

61683, de 1999 [24].

Atendendo ao tipo de perdas que ocorrem nos inversores, a curva de rendimento varia tipicamente entre 0%, para potência de entrada inferiores ao valor das perdas constantes, e um patamar superior aos 90% para potências entre os 10% e os 100% da respectiva potência nominal, como mostra a figura 4.16 [25].

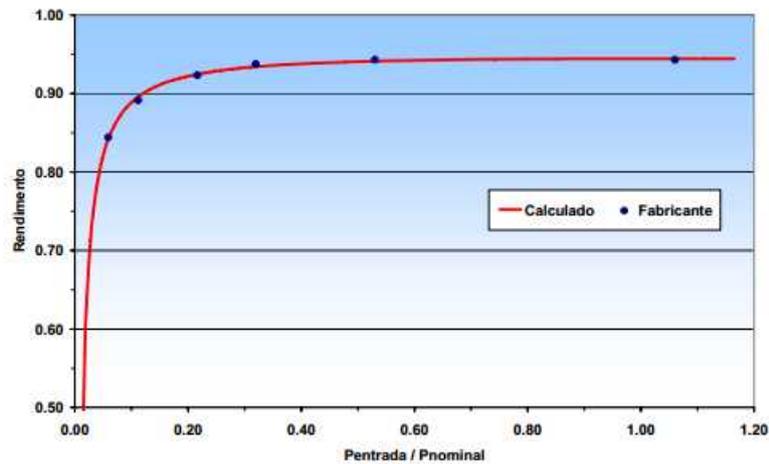


Fig. 4.16: Rendimento de um inversor calculado a partir de vários valores de Potência fornecidos pelo fabricante [25].

É frequente quando se pretende comparar os desempenhos de diversos inversores, e para isso é conveniente possuir uma métrica uniforme. Definiu-se portanto, como medida de comparação generalizada, o rendimento europeu  $\eta_{EU}$ , que resulta de uma média ponderada entre os valores do rendimento, para determinados valores de potência de entrada CC, relacionadas com a potência nominal. Os vários valores de potência são multiplicados pelo respectivos pesos que representam a percentagem de tempo que o inversor funciona, aproximadamente com essa mesma potência [16].

O rendimento europeu do inversor  $\eta_{EU}$ , é dado pela seguinte média pesada:

$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,006\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 10\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,20\eta_{100\%} \quad (4.24)$$

A maioria dos fabricante fornecem, para além do rendimento europeu, os valores do rendimento no ponto de máxima potência, isto é, máxima eficiência. Alguns disponibilizam, ainda, a curva do rendimento.

# 5

## Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico ligado à Rede

### Conteúdos

---

5.1	Introdução ao Capítulo . . . . .	42
5.2	Levantamento das Características do Local . . . . .	42
5.3	Componentes do Sistema . . . . .	43
5.4	Ligação à Rede . . . . .	52

---

*Uma instalação fotovoltaica, consoante a sua dimensão, exige um alto financiamento e implica alterações consideráveis na estética do local. Sabe-se que o grosso desse financiamento reside no Investimento inicial, mais se acrescenta que uma instalação mal dimensionada pode implicar grandes perdas na conversão eléctrica, o que se traduz na perda de capitais. Em suma, uma instalação fotovoltaica exige uma planificação prévia que garanta o máximo desempenho do sistema, por forma a justificar o investimento.*

## **5.1 Introdução ao Capítulo**

Neste projecto, são considerados dois *Campi* que visam estudar uma possível integração de energias renováveis, mais concretamente solar fotovoltaico. Para ambos, os conceitos necessários para o dimensionamento e a metodologia utilizada é igual. Assim, essa mesma metodologia dividida em 4 etapas fundamentais será abordada neste capítulo, servindo de base para os resultados obtidos nos capítulos seguintes:

1. A primeira etapa visa o estudo da envolvente, económica, legal e geográfica. As características do local e o regime legal em vigor para o tipo de exploração pretendida, são factores decisivos para a continuidade do projecto.
2. A segunda etapa está relacionada com o dimensionamento dos componentes do sistema. Esta, centra-se na escolha dos equipamentos adequados, concepção do sistema e dimensionamento dos inversores e respectivos cabos de ligação.
3. Na terceira etapa considera-se o tipo de ligação à rede. Nesta fase, têm-se em conta, de acordo com a potência instalada, o tipo de interligação entre o sistema de produção eléctrica e a rede. As decisões baseiam-se em que nível de tensão a electricidade é injectada na rede (Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT)) e quais os meios necessários para que requisitos tarifários e de segurança sejam respeitados.
4. A quarta e última etapa resulta no cálculo da viabilidade económica. O estudo do desempenho do sistema na conversão energética, associado ao sistema tarifário aplicado na altura, traduz a rentabilidade financeira do projecto. Com base neste estudo é possível, a partir da quantidade de energia injectada na rede durante o tempo de vida útil do Sistema fotovoltaico, planificar o tipo de investimento, avaliar a sua fiabilidade, e estimar o tempo de retorno desse investimento.

## **5.2 Levantamento das Características do Local**

Para se poder começar a planear um sistema fotovoltaico, tendo em vista o seu posterior dimensionamento, é fundamental conhecer bem o local da instalação. O estudo da envolvente geográfica do local é crucial para o desenvolvimento do projecto de um sistema solar fotovoltaico. A análise das características do local possibilitam aferir se o mesmo, reúne as condições necessárias, quer técnicas quer económicas, para iniciação do projecto.

Neste contexto, essas condições passam pela verificação e registo dos seguintes dados:

- Área disponível para exploração;
- Valores de irradiação e temperatura do local;
- Orientação azimutal e inclinação das infra-estruturas sujeitas à colocação do sistema;
- Em caso de telhados, verificação do seu formato, inclinação e tipo de cobertura;
- Acessos e condições de trabalho, no decorrer da instalação;
- Localização do posto de interligação com a rede eléctrica
- Recolha de dados que facilitem o estudo da existências de sombreamentos.

Com base nestes dados devem ser definidos os trabalhos necessários para a instalação do gerador fotovoltaico, assim como a localização dos equipamentos, desde o ponto de geração até ao ponto de ligação à rede, porque permitem delinear estratégias no dimensionamento da cabelagem, reduzindo as perdas do sistema.

O recurso a programas e aplicações na Internet, como é exemplo, o Google Earth<sup>1</sup> ou o Suncalc<sup>2</sup>, que servem como ferramentas de suporte à recolha de dados, são outro ponto chave no planeamento do projecto, uma vez que acrescentam rigor às medidas efectuadas e possibilitam visualizar o espaço da instalação numa perspectiva diferente da conseguida no local.

## 5.3 Componentes do Sistema

### 5.3.1 Selecção dos módulos fotovoltaicos

Depois de analisadas as características do local, é necessário escolher os painéis a aplicar no projecto. A escolha dos mesmos deve ser feita de forma cuidada e de acordo com as características registadas na etapa anterior. Acrescenta-se que para a selecção do material e concepção do sistema fotovoltaico devem constar os seguintes dados [18]:

- Tipo de material: monocristalino, policristalino, silício amorfo, telurieno de cádmio (*CdTe*), disselenieto de cobre e Índio (*CIS*), arsenieto de gálio (*GaAs*);
- Tipo de módulo: módulo standard com ou sem armação, módulo semi-transparente, telha fotovoltaica, etc;

Deve ter-se ainda em consideração, o custo dos painéis, dependendo da marca e do modelo e a potência dos módulos que vão compor o sistema. Depois da selecção do tipo módulo, é possível calcular o número de painéis necessários, de acordo com a potência requerida ou/e área disponível.

<sup>1</sup><https://www.google.com/earth/>

<sup>2</sup><http://www.suncalc.net>

### 5.3.2 Orientação dos painéis fixos

A *orientação ótima* de um painel fixo é aquela que permite o melhor aproveitamento da irradiação solar incidente. Para que esse aproveitamento se verifique, os painéis devem estar orientados para o Sul geográfico em países acima do meridiano equatorial, ou para Norte em locais pertencentes ao hemisfério Sul. A sua inclinação em relação ao plano horizontal varia com latitude do local e a altura do ano, com se pôde verificar nos pontos 4.1.2 e 4.1.3. É recomendada a adopção dos ângulos de inclinação da tabela 5.1 [17].

Tab. 5.1: inclinação dos módulos de acordo com a época do ano

	Ângulo de inclinação dos painéis
Inverno	Latitude do local + 15°
Verão	Latitude do local - 15°

Geralmente os painéis fotovoltaicos encontram-se instalados segundo a inclinação adoptada para os meses de Verão, visto ser esta a estação do ano em que melhor se rentabiliza a instalação fotovoltaica, devido ao maior número e horas de exposição solar à par da fraca ocorrência de nuvens [17]. Actualmente o calculo da *orientação ótima* anual é obtida com recurso a *software* que, para mesmas condições do local, simula a quantidade de radiação absorvida com diferentes ângulos, seleccionando como *ótima* a inclinação responsável pela maior produção de energia anual. Dentro dos vários recursos informáticos destacam as aplicações *Meteonorm*<sup>3</sup>. e *PVGIS*<sup>4</sup> ambas gratuitas.

### 5.3.3 Sombreamentos nos painéis

A existência de sombreamentos nos módulos fotovoltaicos conduz a vários problemas, que debilitam consideravelmente o sistema fotovoltaico, resultando numa perda de potência e conseqüente decréscimo no rendimento. O efeito de sombreamento numa única célula pode afectar um modulo inteiro ou até mesmo a fileira, se não existirem protecções isto porque, as células do módulo fotovoltaico encontram-se ligadas em série. É por isso necessário fazer uma leitura do local no que respeita à exposição do sistema a possíveis sombras ao longo do ano.

Outra situação a considerar é o auto-sombreamento provocado pela inclinação do painéis. Para evitar que esta última aconteça, calcula-se a distância mínima entre fileiras que garanta não existir qualquer efeito de sombreamento sobre os módulos.

#### 5.3.3.A Sombreamento de obstáculos

Os módulos deverão estar suficientemente afastados de qualquer objecto que lhes projecte sombra no período de melhor radiação. Habitualmente considera-se para este efeito o dia mais curto do ano, entre as 9 e as 17 horas.

<sup>3</sup>Meteonorm é um programa freeware que oferece ao utilizador o acesso a dados precisos para qualquer lugar na Terra: irradiação, temperatura e outros parâmetros meteorológicos. <http://meteonorm.com/>

<sup>4</sup>Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), é uma aplicação que fornece um inventário dos recursos de energia solar e avaliação da geração de electricidade a partir de sistemas fotovoltaicos na Europa, África e Sudoeste da Ásia com base no mapa interactivo [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/about\\_pvgis/about\\_pvgis.htm](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/about_pvgis/about_pvgis.htm)

A equação 5.1 permite calcular a distância mínima  $D_{min}$  que garante que a sombra produzida por um objecto com uma altura  $H_0$  não incida sobre sistema fotovoltaico. Este estudo deve fazer-se no Inverno, época do ano em que o Sol se encontra mais baixo, e produz sombras maiores [17].

$$D_{min} = F_e(H_0 - H_m) [m] \quad (5.1)$$

Sendo,  $F_e$  o factor de espaçamento,  $H_0$  a altura do objecto e  $H_m$  a altura entre o campo gerador fotovoltaico e o solo.

O factor de espaçamento é obtido em função da latitude do local de instalação, e encontra-se representado na seguinte figura 5.1:

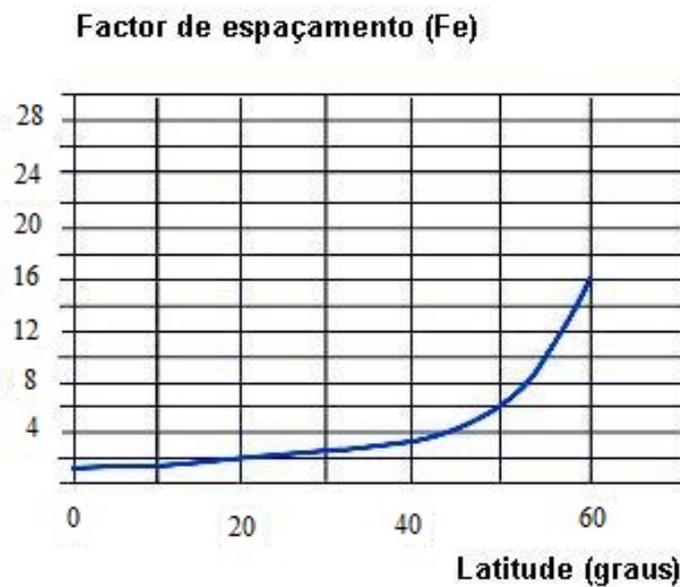


Fig. 5.1: Factor de espaçamento em função da latitude do local [17].

### 5.3.3.B Sombreamento entre fileiras

Para evitar que um grupo gerador fotovoltaico tenha grandes quedas de rendimento, deve levar-se em conta uma distância mínima de segurança entre as fileiras. Considera-se que o ângulo  $\beta_{min}$  corresponde à altura mínima do Sol durante o ano, que  $\alpha$  corresponde à inclinação dos módulos e  $d$  representa o afastamento entre fileiras.[26].

Para os casos em que o telhado tem uma inclinação considerável (acima dos 15°), tem-se em conta essa inclinação que entra como nova variável  $\gamma$ , sendo que  $b$  representa a altura do módulo, como se pode ver na figura 5.2.

O afastamento entre fileiras é dado pelas seguintes expressões:

$$d_1 = \frac{b \sin \alpha}{\tan(\beta_{min} - \gamma)} \quad (5.2)$$

$$d = d_1 + b \cos \beta_{min} \quad (5.3)$$

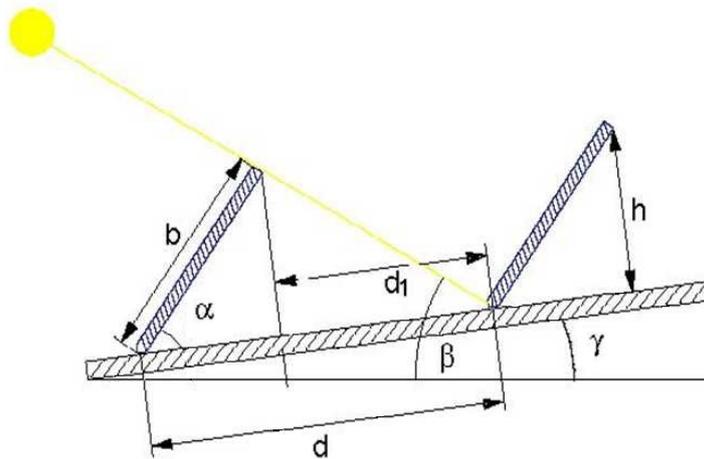


Fig. 5.2: Inclinação dos painéis de acordo com a posição solar [26].

## 5.3.4 Dimensionamento dos Inversores

### 5.3.4.A Conceitos de dimensionamento

Os Inversores devem ser seleccionados de acordo com a configuração do sistema. Esses devem responder às necessidades do campo de geração, quer de potência, quer de tensão de funcionamento. É muito importante que a escolha e posterior dimensionamento tenham em atenção a preservação do inversor, pelo que este deve estar protegido da humidade, radiação, temperatura, bem como das restantes condições climáticas que podem condicionar o seu tempo de vida útil [18].

Durante muito tempo considerou-se como sendo a solução adoptada para uma instalação fotovoltaica, a instalação de uma estação de conversão DC/AC, dimensionada para suportar o conjunto gerador. Actualmente os avanços das tecnologias, sobretudo no campo da electrónica, permitiram que deixasse de existir unicamente o conceito de inversor central. Em particular, nos sistemas de dimensão média, existe a crescente tendência para a instalação de vários inversores de pequena dimensão. Surgem assim, novos conceitos com uma abordagem descentralizada, inversores em cadeia de módulos e inversores directamente integrados nos módulos [18].

#### Conceito do inversor central

Normalmente adoptado para sistemas de grande dimensão, principalmente em centrais de geração fotovoltaica situadas em descampados planos, locais onde todo o sistema está orientado para o mesmo sítio e não é afectada por sombreamentos.

#### Conceito de inversores em cadeia de módulos

Usado regularmente em campos fotovoltaicos com diferentes orientações e disposições. Este conceito facilita a instalação de sistemas fotovoltaicos, contribui para a redução do comprimento da cablagem do módulo ligado em série e permite a omissão do cabo principal DC<sup>5</sup>.

#### Conceito das unidades integradas inversor/módulo

<sup>5</sup>Cabo que resulta da junção de todos os cabos das fileiras e liga ao inversor central

Permite que cada módulo esteja a funcionar permanentemente no seu ponto de máxima potência, o que torna o sistema ainda mais eficiente. Já existem no mercado este tipo de painéis e são denominados por módulos AC. No entanto o rendimento do sistema ainda não compensa os custos.

### 5.3.4.B Determinação da potência do inversor

O mercado de energia fotovoltaica oferece uma vasta gama de inversores, de várias marcas e para várias potências. Porém, o inversor escolhido deve satisfazer as características do gerador fotovoltaico. Respeitante à potência do inversor essa deve estar relacionada num factor de 1:1 com a potência do gerador fotovoltaico, admitindo um desvio de 20% [18].

$$0,7P_{mp}^r < P_{invDC} < 1,2P_{mp}^r \quad (5.4)$$

De forma geral, é favorável a escolha de um inversor com uma potência menor do que a potência do gerador fotovoltaico ( $P_{invDC} < P_{pico}$ ), visto que a eficiência do inversor decresce para gamas de potência inferiores à potência nominal.

Com o intuito de otimizar a eficiência do inversor, este é frequentemente sub-dimensionado de maneira a trabalhar em gamas de potência mais próximas da operacional, como se pode observar na figura 5.3a. Para os dias de maior irradiação, ao sub-dimensionar-se o inversor corre-se o risco de existirem perdas de potência quando a produção do gerador fotovoltaico ultrapassa o limite máximo admitido pelo inversor. Este risco é colmatado pela quantidade de energia ganha devido ao sub-dimensionamento. (vide figura 5.3b).

Esta prática permite manter elevados níveis de eficiência do inversor (rendimentos superiores a 90%), mesmo para baixos níveis de irradiação solar. Outra vantagem que se verifica é a redução de custos no aumento de potência. Com os preços mais baixos dos módulos fotovoltaicos, o custo incremental de adicionar mais capacidade DC ao sistema, para o mesmo número de inversores, diminuiu consideravelmente [27].

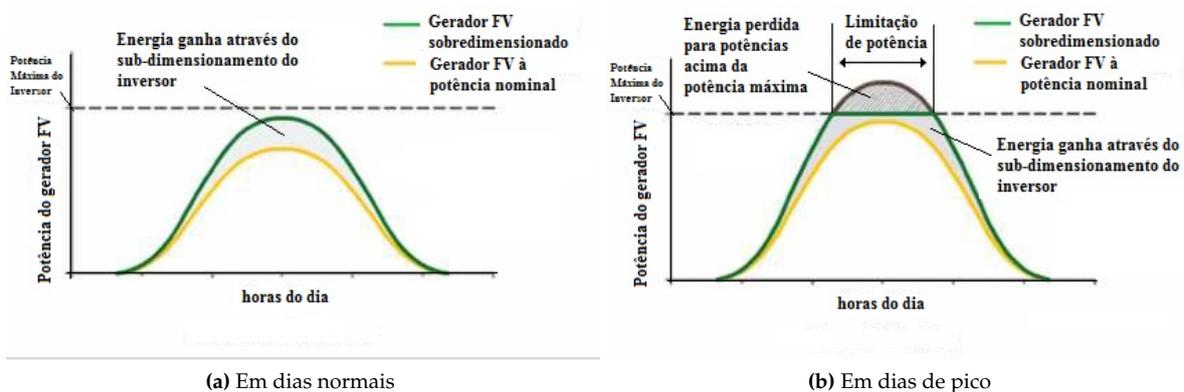


Fig. 5.3: Desempenho de um inversor sub-dimensionado [27]

### 5.3.4.C Determinação da tensão do inversor

Sabe-se que a tensão de uma fileira é a soma das tensões de cada módulo, visto que estão ligados em série. A amplitude da tensão no inversor será portanto, igual à tensão da fileira. Uma vez que a tensão do módulo depende da temperatura, o inversor necessita de ser dimensionado para situações de operação extrema de Inverno e de Verão, por forma a definir-se um intervalo de funcionamento. Esse intervalo deve ser ajustado em função da curva característica do gerador fotovoltaico[18]. O intervalo de máxima potência do inversor deve garantir que incorpora, os pontos de funcionamento óptimo (funcionamento que permite o máximo rendimento do inversor), para as diferentes temperaturas, como mostra a figura 5.4.

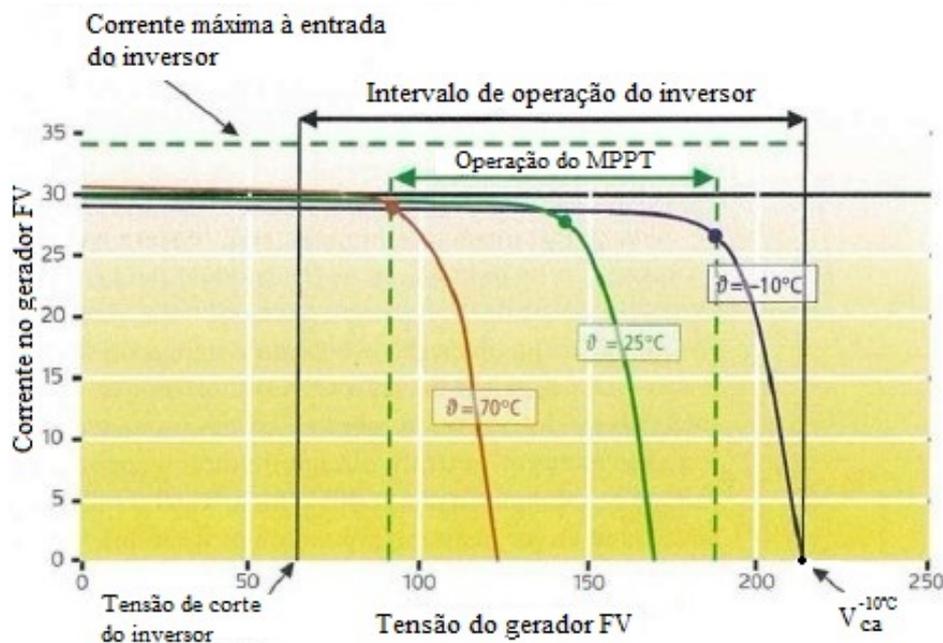


Fig. 5.4: Região de operação do inversor de acordo com a tensão e a corrente [18].

O factor a ter em conta para as diferentes temperaturas é a tensão máxima do inversor,  $V_{inv}^{max}$ .

O primeiro valor a considerar deriva da estação fria, para uma temperatura do módulo de  $-10^{\circ}\text{C}$ . Em baixas temperaturas, o valor máximo que a tensão de funcionamento do módulo pode atingir é a tensão de circuito aberto,  $V_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}$ . Neste caso, a tensão de uma fileira corresponderá assim à soma das tensões  $V_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}$  dos módulos. Esta não deve ser maior que a tensão máxima do inversor, caso contrário o inversor corta o trânsito de energia. [18].

Para a tensão de circuito aberto à temperatura  $-10^{\circ}\text{C}$  é especificada a variação da tensão  $\Delta V$  em  $mV$  ou uma taxa da variação de tensão  $\mu$  em %, em função da temperatura. Com base nas seguintes formulas é possível obter-se a tensão  $V_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}$ , a partir da tensão de circuito aberto nas condições STC:

$\Delta V$  em % por cada  $^{\circ}\text{C}$

$$V_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}} = (1 - 35\mu_{V_{ca}}) V_{ca}^r \quad (5.5)$$

$\Delta V$  em  $mV$  por cada  $^{\circ}\text{C}$

$$V_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}} = -35\Delta V + V_{ca}^r \quad (5.6)$$

No Verão os módulos podem estar sujeitos a temperaturas superiores a  $70^{\circ}\text{C}$ , pelo que o sistema fotovoltaico terá uma tensão aos seus terminais inferior àquela que se verifica para as condições de referência STC. Se a tensão operacional do gerador cair abaixo da tensão mínima MPP<sup>6</sup> do inversor, a eficiência global do sistema fica comprometida e, na pior das hipóteses, poderá provocar um corte no mesmo. Por este motivo, a tensão considerada numa fileira à temperatura de  $70^{\circ}\text{C}$ , deverá ser superior à tensão mínima MPP do inversor [18].

Caso a tensão do módulo no MPP a  $70^{\circ}\text{C}$  não seja especificada na folha de dados do fabricante, esta calcula-se de forma análoga à tensão de curto circuito:

$\Delta V$  em % por cada  $^{\circ}\text{C}$

$$V_{ca}^{70^{\circ}\text{C}} = (1 + 45\mu V_{MPP}) V_{MPP}^r \quad (5.7)$$

$\Delta V$  em mV por cada  $^{\circ}\text{C}$

$$V_{ca}^{70^{\circ}\text{C}} = 45\Delta V + V_{MPP}^r \quad (5.8)$$

Com base nos valores de tensão supracitados, é possível determinar o número máximo e o mínimo de módulos por fileira:

**Número máximo de módulos por fileira**

$$n_{max} = \frac{V_{max}^{inv}}{V_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}} \quad (5.9)$$

**Número mínimo de módulos por fileira**

$$n_{min} = \frac{V_{MPPmin}^{inv}}{V_{ca}^{70^{\circ}\text{C}}} \quad (5.10)$$

#### 5.3.4.D Determinação da corrente do inversor

A corrente do gerador fotovoltaico caracteriza-se pela soma das correntes de cada fileira e essa não pode exceder o limite máximo da corrente de entrada no inversor. Por conseguinte, é possível calcular o número máximo de fileiras em paralelo que verifiquem as condições do inversor, como comprova a expressão matemática 5.11 [18]:

$$n_{max}^{fileiras} \leq \frac{I_n^{inv}}{I_n^{fileira}} \quad (5.11)$$

<sup>6</sup> Maximum Power Point, ponto de máxima potência

Em que  $I_{max}^{inv}$  é a corrente máxima DC admissível pelo inversor e  $I_n^{fileira}$  é a corrente nominal de cada fileira.

### 5.3.5 Dimensionamento dos Cabos

Após a escolha do equipamento e definição dos locais de instalação é possível efectuar o dimensionamento da cablagem do sistema. Para evitar acidentes provenientes de sobreaquecimento, é crucial uma cablagem devidamente ajustada às grandezas eléctricas e térmicas do sistema.

Relativamente às grandezas eléctricas, o dimensionamento dos cabos deve cumprir os limites fixados, tanto pela tensão nominal como pela intensidade da corrente máxima admissível nos mesmos. A tensão dos sistemas fotovoltaicos, normalmente não ultrapassam a tensão nominal dos cabos *standard*, que se situam entre os 300 e os 1000 V. A secção transversal dos cabos deve estar dimensionada de forma a suportar a intensidade de corrente máxima que atravessa o cabo, sem o danificar.

#### 5.3.5.A Perdas nos Cabos e quedas de tensão

##### Lado DC

Segundo a norma Alemã *VDE 0100 Parte 712* (1988) afirma que, para um bom desempenho do sistema fotovoltaico, a queda da tensão máxima admissível no circuito condutor não deve ser superior a 1% da tensão nominal, para condições de referência STC. Este critério determina que se limite a 1% as perdas de potência no cabos DC do sistema. Assim sendo é boa prática garantir que o inversor seja instalado o mais próximo possível do gerador fotovoltaico, de forma a reduzir ao máximo as perdas resistivas [18].

O nível de perdas, por feito de *Joule* no cabos DC, está relacionado com a intensidade de corrente produzida pelo gerador fotovoltaico. Logo quanto maior a intensidade da radiação absorvida pelo o gerador, maiores as perdas nos cabos.

##### Lado AC

A queda de tensão máxima admissível entre o ponto de ligação à rede e o lado AC dos inversores, não deverá ser superior a 3%. Este valor deve ser considerado no dimensionamento das secções dos cabos AC [18].

#### 5.3.5.B Protecções contra curto-circuitos

Na protecção dos cabos, deve ter-se em atenção que a corrente de curto-circuito é aproximadamente igual à corrente nominal. Este facto condiciona o tipo de fusíveis a utilizar para protecção de curto-circuitos. Com o intuito de evitar cortes intempestivos, a corrente máxima no cabo  $I_{max}^{cabo}$ , deverá ser 25% superior à corrente nominal do cabo  $I_n^{cabo}$ .

$$I_{max}^{cabo} \geq 1,25 I_n^{cabo} \quad (5.12)$$

No entanto, os fusíveis devem garantir que a corrente máxima admissível nos cabos se encontra entre a corrente nominal  $I_n^{fusível}$  e a corrente de corte<sup>7</sup>  $I_{corte}$  do respectivo aparelho de protecção. Por sua vez a corrente de corte não deve ser superior a 15% da corrente máxima admissível nos cabos. A equação 5.13 traduz o presente parágrafo:

$$I_n^{fusível} \leq I_{max}^{cabo} \leq I_{corte} \leq 1,15 I_{max}^{cabo} \quad (5.13)$$

### 5.3.5.C Secções dos cabos

O dimensionamento da secção dos cabos de uma instalação fotovoltaica divide-se em duas partes: O lado DC, que liga o gerador ao inversor e o lado AC que liga o inversor ao posto de transformação.

#### Lado DC

No lado DC do inversor pode-se encontrar, ou não, o cabo principal DC. Já os cabos de fileira são imprescindíveis na constituição de um sistema fotovoltaico. Estes são responsáveis pela ligação eléctrica entre os painéis e a caixa de junção.

De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712 os cabos de fileira devem suportar correntes 1,25 vezes superiores à corrente de curto-circuito do gerador e estar protegidos contra falhas de terra [18]:

$$I_{max}^{cabo} \geq 1,25 I_{cc} \quad (5.14)$$

Em que  $I_{max}^{cabo}$  é a corrente máxima que o cabo deverá ser capaz de transportar e  $I_{cc}$  é a corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico.

Para garantir a segurança e fiabilidade do transporte de corrente no sistema, a secção transversal do cabo da fileira deve ser determinada a partir da corrente de corte do fusível de protecção  $I_{corte}$ . Subentende-se que o limite de queda de tensão admitido para a instalação é de 1%, como visto anteriormente. Considerando que os cabos de fileira possuem todos o mesmo comprimento, o método que permite calcular a secção dos cabos  $S_{DC}$  reflecte-se na seguinte equação 5.15:

$$S_{DC} = \frac{2L_{DC}I_{corte}}{0,01V_{fileira}K} \quad (5.15)$$

Onde  $L_{DC}$  designa o comprimento do cabo DC,  $V_{fileira}$  a tensão admitida na fileira e  $K$  a condutividade eléctrica do condutor (34  $m/\Omega.mm^2$  para o alumínio e 56  $m/\Omega.mm^2$  para o cobre)

O resultado obtido da equação 5.15 deve ser arredondado para o maior valor aproximado das secções nominais dos cabos *standard* (2,5  $mm^2$ , 4 $mm^2$ , 6 $mm^2$ , ...).

#### Lado AC

<sup>7</sup>A corrente de corte é a corrente máxima tolerada pelo dispositivo de protecção. Qualquer corrente acima desta, o dispositivo desliga cortando o trânsito de corrente.

No lado AC o sistema pode apresentar uma instalação monofásica ou trifásica. Para ambos os casos, no cálculo da secção transversal do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de 3%, como consta no referido capítulo 5.3.5.A. A secção  $S_{AC}$  é calculada da seguinte maneira:

- Para uma instalação monofásica;

$$S_{AC} = \frac{2L_{AC}I_{nAC} \cos \mu}{0,03U_{ns}K} \quad (5.16)$$

- Para uma instalação trifásica;

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3}L_{AC}I_{nAC} \cos \mu}{0,03U_{nc}K} \quad (5.17)$$

Onde  $S_{AC}$  é a secção respeitante ao cabo AC,  $L_{AC}$  é o comprimento do Cabo,  $I_{nAC}$  é a corrente nominal AC,  $\cos \mu$  é o factor de potência do inversor,  $U_{ns}$  é a tensão simples,  $U_{nc}$  é a tensão composta e  $K$  representa a condutividade eléctrica do condutor (34  $m/\Omega.mm^2$  para o alumínio e 56  $m/\Omega.mm^2$  para o cobre).

## 5.4 Ligação à Rede

Antes da ligação à Rede deve-se assegurar que o sistema respeita as normas de protecção, das quais se destacam: a protecção contra descargas atmosféricas, e ligação à terra. No Anexo B encontram-se descritas as principais técnicas adoptadas para o dimensionamento dos aparelhos de protecção.

Assim que, dimensionadas as protecções segue-se a ligação do sistema de produção fotovoltaica à RESP ou a uma rede interna de consumo.

Este procedimento deve respeitar determinados requisitos para impedir qualquer perturbação da rede receptora e assegurar a compatibilidade entre essa e o sistema. As características técnicas de ligação à Rede, publicadas pela *Direcção Geral de Energia*, encontram-se descritas de forma resumida no Anexo C, e são reconhecidas pela entidade certificadora Associação Certificadora de Instalações Eléctricas (CERTIEL), que publicou um guia prático de ligação de unidades à rede pública, com as diferentes soluções de ligação que respeitam a regulamentação<sup>8</sup>[28].

<sup>8</sup>As soluções encontram-se disponibilizadas, com os respectivos esquemas unifilares, no site <http://www.renovaveisnadora.pt>.

# 6

## Viabilidade do Projecto

### Conteúdos

---

6.1	Factores de Perdas . . . . .	54
6.2	Calculo Energético . . . . .	55
6.3	Pressupostos financeiros . . . . .	56

---

Este capítulo trata o estudo do projecto, ao nível da produção energética e relação rentabilidade-custo. O estudo é fundamental na decisão de implementação do sistema, e com base nele é possível quantificar a produção energética e transporta-la para a vertente económica. Esta análise para além de ser fundamentada com base no dimensionamento do sistema, também depende de factores externos como: os preços das tecnologias, o sistema legal em vigor e as tarifas aplicadas às diferentes fontes produção.

## 6.1 Factores de Perdas

Antes de se efectuar o cálculo energético do sistema é necessário admitir todas as perdas que vão influenciar o seu rendimento global. Nesta parte serão discriminadas todas as perdas que contribuem para a diferença entre energia eléctrica produzida pelos painéis e a energia eléctrica entregue à rede.

### 6.1.1 Perdas de irradiância e temperatura

Sabe-se que a eficiência dos módulos FV é calculada em condições de referência STC, no entanto, para uma situação real, as características do meio não correspondem da mesma forma, pelo que o rendimento dos módulos fica aquém do rendimento atingido nas condições STC.

Como foi visto nos pontos 4.4.3 e 4.4.4, a irradiância e a temperatura afectam consideravelmente a curva característica I-V, e consequentemente afectam a eficiência das células. As figuras 6.1 são exemplo disso.

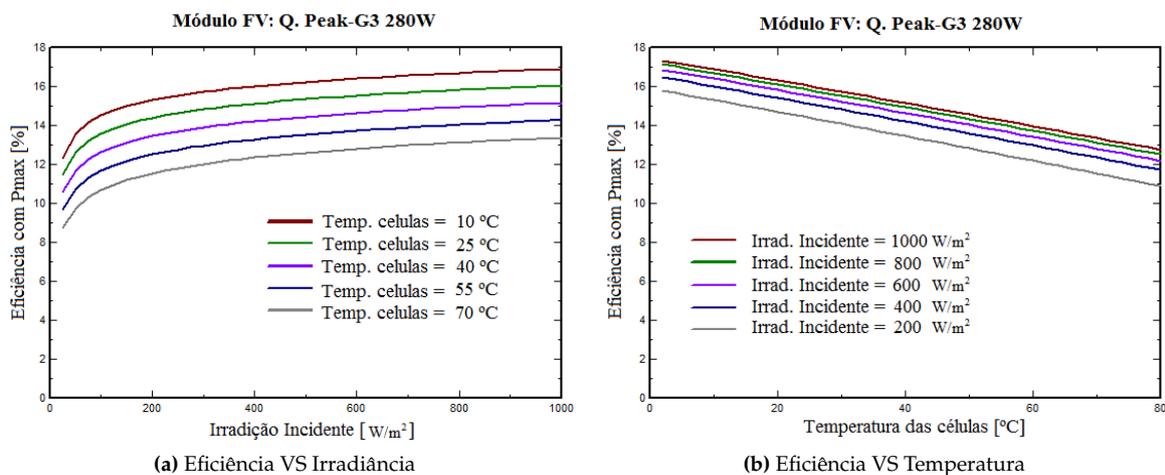


Fig. 6.1: Variação da Eficiência com a Irradiância e a Temperatura

### 6.1.2 Perdas da qualidade dos módulos

Este parâmetro expressa a confiança depositada pelo produtor na qualidade dos módulos, visto que estes apresentam performances diferentes das apresentadas pelos fornecedores, quando sujeito a condições reais. Considera-se esta perda adicional, no rendimento do sistema, de modo a assegurar eventuais quedas na produção, devido à qualidade dos materiais. Este valor é assumido pelo produtor, e geralmente equivale a 1,5%.

### 6.1.3 Perdas de compatibilidade

Como cada célula apresenta a sua corrente em função da irradiância, é fácil presumir que cada célula apresenta o seu valor de corrente.

Numa fileira, apesar de cada célula apresentar a sua corrente, é apenas a corrente mais baixa que é assumida como corrente da fileira, pelo MPPT do inversor. Apesar da diferença entre as correntes ser pequena, todas as outras células apresentam correntes mais altas que a corrente efectiva na fileira. Correntes essas que contribuem para uma potência que não será aproveitada, ou seja, é contabilizada como perdas.

De acordo com os dados fornecidos pelo fabricante considera-se as perdas de compatibilidade<sup>1</sup> dos módulos 2%.

### 6.1.4 Perdas nos materiais

As perdas nos materiais como é o caso dos: Cabos DC, cabos AC, inversores e transformador, são assumidas nos respectivos pontos, que se encontram no capítulo 5.3. No caso dos inversores e transformador, em função das perdas determina-se a eficiência do dispositivo, valor que é também fornecido pelo fabricante.

## 6.2 Calculo Energético

O cálculo energético a partir do modelo simplificado, contrariamente ao que se verifica na realidade, não considera a influência da temperatura e da irradiação na conversão fotovoltaica. Este pressuposto permite, de uma forma simplificada, obter uma estimativa da energia produzida, muito próxima do valor real[16].

Para esse efeito, o cálculo da energia resultante da conversão fotovoltaica segue a seguinte expressão:

$$E_{in} = H_{AM}\eta_{módulos}A \quad (6.1)$$

Em que  $H_{AM}$ , expressa em  $(kWh/m^2)$ , é a irradiação incidente média anual, já corrigida pelo factor AM (vide ponto 4.1.4).  $\eta_{módulos}$  é o rendimento dos módulos, considerado para a respectiva localização, e  $A$  em  $m^2$ , é a área do painel fotovoltaico, constituído por vários módulos.

O cálculo da energia cedida pelo sistema fotovoltaico à rede contabiliza as perdas referidas no sub-capítulo 6.1. São essas: perdas da qualidade dos módulos  $\eta_q$ , perdas de compatibilidade (mismatch)  $\eta_{mismatch}$  e perdas nos cabos  $\eta_{ohmicas}$ .

Outro factor preponderante na energia de saída é o rendimento dos inversores  $\eta_{inv}$ , que apesar de ter perdas pequenas em condições STC, já apresenta perdas consideráveis para valores baixos de irradiação solar. Assim a energia entregue à rede é calculada do seguinte modo:

$$E_{out} = E_{in}(1 - \eta_q\eta_{mismatch}\eta_{ohmicas})\eta_{inv} \quad (6.2)$$

---

<sup>1</sup>Mismatch losses

Comparando a energia produzida com a potência instalada, consegue-se prever a quantidade de energia que um  $kWp$  consegue produzir por ano[16]:

$$PE = E_{out}/P_N \quad (6.3)$$

Calculada a energia produzida e a energia cedida à rede pelo sistema é possível determinar a sua performance, como se verifica na expressão 6.4.

$$PR = \frac{E_{out}}{H_{inc}A\eta_{STC}} \quad (6.4)$$

Em que  $E_{out}$  corresponde à energia entregue à rede,  $H_{inc}$  é a irradiação incidente sem a correcção AM,  $A$  a área do painel fotovoltaico e  $\eta_{STC}$  o rendimento dos módulos nas condições de referência.

Depois de calculada a quantidade de energia que o sistema consegue injectar na Rede passa-se à fase de avaliação de projecto, tendo em conta o investimento efectuado na instalação do sistema e a receita que o mesmo consegue produzir.

### 6.3 Pressupostos financeiros

O investimento num projecto, dado o risco associado, conta com diferentes fontes de financiamento. É necessário portanto, diferenciar o tipo de Capital de acordo com a fonte de investimento.

O *Capital Próprio*  $C_p$ , pertencente à entidade promotora do projecto, já o *Capital Alheio*  $C_a$ , corresponde a financiamentos externos por parte de outras entidades como, por exemplo um Banco.

No presente trabalho será efectuada uma análise a preços constantes, pelo que será desprezada a taxa de inflação. Neste caso a taxa de actualização a utilizar corresponde a uma taxa de actualização real, que contabiliza a taxa de rendimento real e o prémio de risco. A taxa de rendimento real é uma taxa que pretende compensar o investidor pelo facto de não poder gastar actualmente o dinheiro investido, dado o mesmo ter sido aplicado no investimento. Já o prémio de risco pode ser entendido como o prémio exigido pelos investidores como forma de compensação do risco e da incerteza do investimento, no que diz respeito aos futuros benefícios [16].

Na análise financeira teve-se ainda em conta a amortização do exercício. Numa perspectiva contabilística, a amortização refere-se à perda de valor sofrida pelos bens imobilizados como capital fixo (ou activo), que se depreciam com o tempo. Na perspectiva fiscal, a respectiva perda é considerada como custo que é deduzido aos lucros tributáveis.

As deduções são feitas em função das taxas definidas por lei. Seguindo o actual código do IRC verifica-se que amortização para equipamentos solares com fins contabilísticos e fiscais, pode estender-se até um máximo de 4 anos, uma vez que o limite para a reintegração dos equipamentos é de 25% [29].

#### 6.3.1 Balanço financeiro

O estudo da viabilidade financeira de qualquer projecto, passa pelo balanço anual das respectivas receitas e custos, actualizados para os valores do ano corrente.

Considerando que o estudo financeiro é efectuado no mesmo ano da instalação e início de produção, assume-se que o ano corrente é o ano 0. Nesse ano são contabilizados todos os custos fixos do Investimento, o que resulta numa injeção de Capital, Próprio e Alheio.

O Capital investido será amortizado, de acordo com o *IRC*, nos primeiros quatro anos do projecto. Desta forma, é possível calcular o resultado Operacional *RO*, por cada ano de exploração:

$$RO_t = \text{Receitas}_t - CO\&M_t - AE_t - EF_t \quad (6.5)$$

Onde  $t \in [1;25]$  é o ano, *AE* a amortização do exercício, *CO&M<sub>t</sub>* custo de operação e manutenção e o *EF* os encargos financeiros (juros de Capitalização). Alerta-se para o facto da Amortização do exercício neste caso, só ser contabilizada para os primeiros quatro anos.

O Resultado Operacional representa o exercício da actividade no ano referente de modo que, se considera despesa ou lucro, para valores negativos ou positivos, respectivamente.

De acordo com a legislação portuguesa, é cobrada um taxa de imposto sobre os lucros a partir do momento em que a soma dos resultados brutos dos quatro exercícios (anos) anteriores seja positivo. A taxa de imposto é aplicada sobre a matéria colectável *MC* que será, de entre, o Resultado bruto do respectivo ano ou a soma dos últimos quatro anos, o que apresenta o menor valor. Subtraindo ao Resultado operacional, o montante relativo à taxa de imposto *TX*, obtém-se o Resultado líquido do exercício *RL*, como se pode ver pela equação 6.6.

$$RL_t = RO_t - TX_t \times MC_t \quad (6.6)$$

### 6.3.2 CASH-FLOW'S

De acordo com dados enunciados anteriormente, é possível estimar os saldos contabilísticos (*Cash-Flows*) de cada ano do projecto, com base no fluxos de entrada (*inflow*) e saída (*Outflow*) de dinheiro. Os *Cash-Flows* podem ser classificados como:

**Cash-Flow de exploração CFE:** Este termo representa o dinheiro recebido ou gasto como resultado das actividades principais, já sujeito ao imposto. Calcula-se o *CFE* através equação 6.7:

$$CFE_t = RL_t + AE_t + EF_t \quad (6.7)$$

**Cash-Flow de investimento CFI:** Este termo considera o dinheiro recebido ou gasto através do *CAPEX* (gastos em bens de Capital), Investimentos ou aquisições. Visto que este valor representa a injeção de Capital para início de projecto, deve ser recuperado durante o tempo de exploração, para que o projecto em causa seja, no mínimo, viável.

**Cash-Flow de Financiamento CFF:** Como o nome indica, representa dinheiro recebido ou gasto em resultado de actividades de financiamento, cobrança ou pagamento de dívidas, pagamento de dividendos, entre outros. Este valor obtém-se com recurso à equação 6.8.

$$CFF_t = \text{Recebimentos de financiadores} - \text{pagamentos a financiadores} \quad (6.8)$$

**Cash-Flow de Projecto CFP:** Este valor representa o o fluxo financeiro já livre de encargos financeiros, mais concretamente, o fluxo de entrada arrecadado pela entidade promotora. Este montante é contabilizado como lucro após o CAPEX ser completamente colmatado. No ano zero, o CFP corresponde ao montante investido pelo promotor do projecto, ou seja é subtraído ao CFI, o dinheiro financiado por entidades externas. Obtém-se o respectivo termo pelas equações 6.9 e 6.10.

$$CFP_0 = CFI - \text{Investimento de financiadores} \quad (6.9)$$

$$CFP_t = CFE_t - CFF_t \quad t \in [1; n] \quad (6.10)$$

### 6.3.3 Critérios de Avaliação Económica

De acordo com aos fluxos financeiros referidos no ponto anterior, é possível avaliar a viabilidade de um projecto, e até mesmo, a sua rentabilidade comparativamente a outros. Para isso utilizam-se métodos que fundamentam a opção de Investimento. Os indicadores mais utilizados em análise financeira de projectos são o Valor Actual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). Como reforço à análise de investimento, existem ainda outros indicadores como: o Período de recuperação de Investimento (PRI)<sup>2</sup>, o índice de Rentabilidade (IR) e o custo da energia (LCOE)<sup>3</sup>. [30].

#### 6.3.3.A Coeficiente de actualização

É importante salientar que os indicadores a acima referidos são actualizados para o ano corrente, sendo portanto multiplicados pelo coeficiente de actualização:

$$A_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (6.11)$$

Pelo que  $t$  representa o ano do exercício, e  $r$  a taxa de actualização. Esta última, é a taxa de rendimento esperada pelo investidor e deverá reflectir os custos dos Capitais envolvidos no investimento, incluindo o risco. Trata-se portanto, da taxa mínima de rendimento que o empresário está disposto a aceitar para decidir investir no projecto [30].

#### 6.3.3.B Índice de Rentabilidade IR

Este indicador mostra o número de unidades de receitas líquidas (lucros) geradas por um projecto por unidade de Capital. Representa portanto, um bom critério de comparação entre projectos que não apresentam o mesmo investimento. Este valor obtém-se recorrendo à equação 6.12.

<sup>2</sup>Payback Period

<sup>3</sup>Levelized Cost of Energy (LCOE)

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^T (RL_t \times A_t) - \sum_{t=0}^T (CO\&M \times A_t) Cp + Ca}{\sum_{t=0}^T (CFI \times A_t)} \quad (6.12)$$

### 6.3.3.C Valor Actualizado Líquido VAL

É o valor em unidade monetária, que resulta dos “fundos gerados ( meios libertos gerados) pelo projecto, uma vez remunerado e reembolsado o Capital investido” [30]. Em termos matemáticos, este valor corresponde ao somatório dos *Cash-Flows* de projecto actualizados à taxa de rendimento mínima exigida, e traduz-se na seguinte equação 6.13.

$$VAL = \sum_{t=0}^T CFP \times A_t \quad (6.13)$$

### 6.3.3.D Taxa Interna de Rendibilidade TIR

Esta taxa permite determinar, a taxa de actualização que, aplicada ao conjunto de “Cash-Flows” actualizados de um projecto, anula o respectivo VAL. Ou seja,  $r = TIR$  quando  $VAL = 0$ . O modelo matemático representa-se pela equação 6.14.

$$VAL = \sum_{t=0}^T \frac{CFP}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (6.14)$$

Em termos práticos, procura-se calcular o *TIR* por aproximações sucessivas, ou recorrendo a métodos iterativos.

### 6.3.3.E Período de Recuperação do Investimento PRI

O *PRI* indica o número de períodos de tempo (o projecto em causa é contabilizado em anos) necessários para recuperar o investimento inicial. O modelo matemático é verificado na equação 6.15.

$$\sum_{t=0}^{PRI} CFI \times A_t = \sum_{t=0}^{PRI} CFP \times A_t \quad (6.15)$$

### 6.3.3.F Custo da Energia produzida LCOE

Outro parâmetro a considerar na avaliação financeira, dado a natureza do projecto, é o parâmetro LCOE<sup>4</sup>, que tem com princípio básico calcular o custo médio da energia total produzida num determinado centro de produção durante o seu período de vida.

Este tem com unidade €/kWh, e permite contabilizar o custo da instalação por unidade de potência instalada, tendo em conta o custos de operação e manutenção, a energia produzida, e o tempo de vida da instalação. O Seu cálculo é efectuado através da razão entre valor investido *CFI* com os custos de operação e manutenção  $C_{O\&M}$  e a energia total produzida  $E_{Total}$  em todo o período de funcionamento da central:

---

<sup>4</sup>Levelized Cost Of Energy

$$LCOE = \frac{CFI + \sum_{t=0}^T CO\&M_t \times A_t}{E_{total}} \quad (6.16)$$

### 6.3.4 Análise de Sensibilidade

Quando se fala na análise de sensibilidade de um projecto pretende-se, de alguma forma, chamar a atenção para os efeitos induzidos pela variação de uma dada variável nos resultados esperados do projecto em causa [30]. Neste caso concreto as variáveis que assumem um maior impacto na alteração dos resultados esperados são: custo da instalação, que abrange o custo de todos os componentes de acordo com a potência instalada, e a taxa de actualização.

Para este tipo de análise assume-se que as variações são dentro de uma gama próxima do "cenário" considerado, de forma a dimensionar o impacto que pequenas variações podem incutir na análise económica do projecto.

# 7

## Campus Alameda

### Conteúdos

---

7.1	Projectos . . . . .	62
7.2	Percurso Solar no Campus . . . . .	62
7.3	Disposição dos Painéis Fotovoltaicos . . . . .	63
7.4	Inversores . . . . .	65
7.5	Dimensionamento dos cabos . . . . .	67
7.6	Ligação à Rede . . . . .	68
7.7	Calculo Energético do Sistema . . . . .	71
7.8	Custo do Sistema Fotovoltaico . . . . .	74
7.9	Regime de Produção e Tarifa Aplicada . . . . .	75
7.10	Viabilidade Económica do Projecto . . . . .	77
7.11	Recurso a Capital Alheio . . . . .	80
7.12	Análise de sensibilidades . . . . .	81
7.13	Efeitos da Taxa de Compensação . . . . .	82
7.14	Perspectiva nos próximos 5 anos . . . . .	83

---

Actualmente o Campus IST situado na Alameda é composto por 26 infraestruturas, distribuídas pelas suas imediações. Para que a energia chegue a todos os edifícios com poucas perdas foi criado um anel de média tensão que percorre o Campus alimentando vários Posto de Transformação (PT), onde a partir desses, o trânsito de energia se faz em baixa tensão. A ligação à RESP é feita em média tensão com uma potência contratada de 3,45 MW. Neste momento o anel interno do campus serve 10 PT de 630 KVA e um de 800 KAV. Com base nestes dados este Capítulo, trata a implementação no Campus IST Alameda de um sistema fotovoltaico, aplicando todos os conhecimentos teóricos referenciados nos Capítulos anteriores.

## 7.1 Projectos

Na presente dissertação são propostos 3 projectos, em que todos apresentam o mesmo sistema fotovoltaico, no entanto cada um deles difere no modelo de interligação à rede ou no regime de produção. Os diferentes modelos de interligação à rede abordados neste trabalho são referenciados como:

**Modelo BT:** Cada grupo fotovoltaico é ligado directamente ao Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT) do edifício correspondente. Para o caso da produção ser superior ao consumo, a energia restante é injectada no anel de média tensão que a distribuí pelos restantes edifícios do *Campus*. Por outro lado, se esta não for aproveitada pelo *Campus* pode ser vendida à RESP. (vide anexo em D, projecto AutoBT)

**Modelo MT:** Todos os grupos fotovoltaicos ligam a um transformador BT-MT, situado no centro do *Campus* que transporta toda a energia em média tensão para o ponto de ligação à RESP. É aqui que se verifica a necessidade de consumo do campus e onde opta-se por: vender toda a Energia produzida à RESP ou direcciona-la para o anel de média tensão por forma a distribuir toda a energia pelos vários pontos de consumo.(vide em anexo D, projectos AutoMT e RGeral)

A seguinte tabela relaciona os três projectos:

Tab. 7.1: *Campus Alameda*: Projectos

	Projecto AutoBT	Projecto AutoMT	Projecto RGeral
Conceito do campo inversor	Inversores em cadeia de módulos	Inversores em cadeia de módulos	Inversores em cadeia de módulos
Modo de interligação à rede	Modelo BT	Modelo MT	Modelo MT
Regime de produção	Autoconsumo	Autoconsumo	Regime Geral
Transformador	Não	Sim	Sim
Ligação à RESP	Sim	Sim	Sim

## 7.2 Percurso Solar no Campus

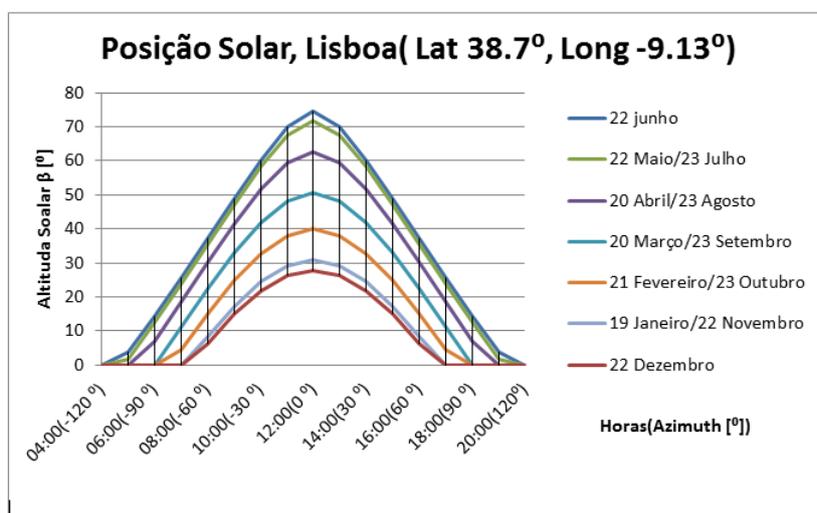
Os 25 pavilhões que constituem o *Campus Alameda* estão distribuídos por uma área de 107,137 m<sup>2</sup>, situada na *Avenida Rovisco Pais*, em Lisboa. As suas coordenadas geográficas são:

Latitude : 38,736°

**Longitude** :  $-9,138^\circ$

O *Campus* está orientado a *Este*, mais concretamente para o nascente solar. A posição dos edifícios que constituem o *Campus* e a sua estrutura arquitectónica apresenta uma inclinação nos telhados que permite a orientação dos painéis solares a Sul, sendo esta a *orientação óptima* durante todo o período de luz solar.

De acordo com as equações 4.2 e 4.3 é possível calcular o percurso solar em função das coordenadas geográficas e, assim obter-se a altitude e a distância azimutal do Sol, para qualquer altura do Ano. Ressalve-se que existe uma relação entre o ângulo horário H e as horas do dia. Visto que Lisboa está localizada sobre o *Meridiano de Greenwich*, pode considerar-se que às 12:00 horas o Sol se encontra a Sul, localização que serve de referência ao azimute ( $0^\circ$ ), pelo que cada hora corresponderá portanto a  $\pm 15^\circ$ . Atendendo as considerações supracitadas é possível traçar o percurso solar para Lisboa, como consta na figura 7.1.



**Fig. 7.1:** Posição Solar diária, IST-Alameda, Lisboa.

Como base no estudo da posição solar para a região de Lisboa sabe-se que os painéis deverão estar virados para Sul, o que corresponde a um azimute de  $0^\circ$ . Esta direcção equivale à posição dos painéis solares que proporciona o tempo máximo de exposição solar.

### 7.3 Disposição dos Painéis Fotovoltaicos

Os módulos considerados nos três projectos foram seleccionados segundo o critério *Qualidade/Preço*. Assim os módulos monocristalinos Q.Peak-G3 280W[31] fabricados pela Empresa Alemã *QCells*, juntamente com dos módulos STP275S-20/WEM[32], da companhia Chinesa *Suntech*, revelaram ser a melhor opção quando comparados a outras marcas.

Por motivos de localização geográfica optou-se pelos módulos Q.Peak-G3<sup>1</sup>, tendo em conta que os resultados do projecto não sofrem alterações significativas quando comparados com os módulos

<sup>1</sup> As características que especificam os módulos *standard* Q.Peak-G3 280W encontram-se em [http://www.q-cells.com/fileadmin/Website\\_Relaunch\\_2014/4\\_Products/4.1\\_Solar\\_Modules/4.1.1\\_Q.PEAK-G3/Hanwha\\_Q\\_CELLS\\_Data\\_sheet\\_QPEAK-G3\\_265-280\\_2014\\_05\\_Rev07\\_EN.pdf](http://www.q-cells.com/fileadmin/Website_Relaunch_2014/4_Products/4.1_Solar_Modules/4.1.1_Q.PEAK-G3/Hanwha_Q_CELLS_Data_sheet_QPEAK-G3_265-280_2014_05_Rev07_EN.pdf)

da *Suntech*.

A orientação dos módulos fotovoltaicos foi a primeira questão analisada, pois permitiu verificar de que forma se pode aproveitar a área disponível para o gerador fotovoltaico, em função da distância que as fileiras devem manter entre si.

De acordo com o fundamento teórico, a inclinação assumida para os módulos foi 30°. Esta inclinação permite aproximadamente um aumento em 11% da irradiação solar incidente face a um plano complanar com a superfície terrestre. A diferença entre esta inclinação e a inclinação óptima (33°) é quase nula em termos de rentabilidade energética no entanto, um ângulo menor permite encurtar a distância entre as fileiras. Com base neste pressuposto é possível determinar a distância entre as fileiras, recorrendo às expressões 5.2 e 5.3. Considerando a altura dos módulos  $b = 1670 \text{ mm}$  e a altura mínima do Sol ao meio dia (22 de Dezembro)  $\beta = 26,286^\circ$  pode calcular-se as distâncias  $d_1$  e  $d$ .

$$d_1 = \frac{1,67 * \sin(30^\circ C)}{\tan(26,286^\circ C)} = 1,69m \quad (7.1)$$

$$d = 1,69 * 1,67 * \cos(26,286^\circ C) = 3,18 \quad [m] \quad (7.2)$$

De acordo com os resultados obtidos optou-se por uma distância  $d_1 = 2 \text{ m}$ , que garante 0,3 metros como factor de segurança entre os dados simulados e as condições reais do local.

Dos vários edifícios do *Campus*, apenas alguns justificam a alocação de um grupo gerador fotovoltaico, devido à sua permanente exposição solar.

Visto que cada módulo fotovoltaico Q-Peak (280W) apresenta uma superfície de  $1,67 \text{ m}^2$ , é possível obter a potência instalada e a área útil do grupo fotovoltaico em função do número de módulos. Por conseguinte, o grupo fotovoltaico dispõe de uma área útil de  $4317 \text{ m}^2$  distribuído pelos respectivos edifícios que constam na tabela 7.2.

Tab. 7.2: Distribuição dos módulos pelos edifícios do IST-Alameda

Edifícios	nº de módulos	área [ $\text{m}^2$ ]	Potência [ $\text{kW}$ ]	Anexos
Central	682	1139	190,96	E-2
Civil	498	832	139,44	E-3
Complexo	132	220	36,96	E-4
Matemática	94	157	26,32	E-4
Torre Norte	64	107	17,92	E-5
Mecânica I	165	276	46,20	E-5
Torre Sul	232	387	64,96	E-6
Mecânica II	277	463	77,56	E-7
Mecânica III	64	107	17,92	E-7
Mecânica IV	38	63	10,64	E-7
Informática I	150	251	42,00	E-7
Cantina	189	316	52,92	E-8
Alameda	2585	4317	723,8	

Cada edifício perfaz um grupo gerador fotovoltaico que está integrado no sistema geral do *Campus Alameda*. Assim todos os grupos podem ser dimensionados de forma independente, pelo que a energia

produzida pelo sistema dimensionado para o *Campus* é somente a soma das energias geradas por cada grupo fotovoltaico (edifício).

Os anexos que constam na tabela 7.2 representam a distribuição dos painéis pelos respectivos edifícios. Assumiu-se esta distribuição por se ter comprovado ser a opção que melhor otimiza a quantidade de irradiação incidente nos módulos solares em função da área disponível.

## 7.4 Inversores

O sistema fotovoltaico está dividido em vários grupos espalhados pelo *Campus* cuja a distância entre os mesmos é superior a 25 metros, pelo que se optou pelo conceito de *inversores em cadeia de módulos*, que possibilita a conversão para corrente alternada em vários pontos, em alternativa ao conceito de inversor central, onde só existe um ponto de conversão *DC/AC*.

Outro factor preponderante na escolha de *inversores em cadeia de módulos* foi o seu peso, isto porque considerou-se o facto dos grupos estarem dispostos nos telhados dos pavilhões do *Campus*, onde a maior parte destes é constituído por telhas de fibrocimento, material que consegue suportar um painel fotovoltaico mas que não deve ser exposto a pesos adicionais, como é o exemplo um inversor central de grandes proporções.

Os inversores escolhidos para o projecto foram os *Sunny Tripower* do Fabricante *SMA*. Estes são conversores *DC/AC*, auto-comutados e sem transformador, com uma variada gama de potências que se adequa às necessidades do projecto em causa.

Apresentam uma eficiência máxima de conversão *DC/AC* de 98.2%, que segundo as normas Europeias aponta para valores de eficiência próximos dos 97.7%.

Outra propriedade destes inversores, é o seu sistema de protecção que já vem equipado com dispositivos *ENS/MSD*, que permitem detecção de falhas em todo o ramal *AC*, e accionam o corte assim que detectado algum defeito na linha.

Procurou-se agrupar os módulos da forma mais otimizada possível, de modo a reduzir o número de inversores do sistema. No entanto essa decisão nem sempre foi fácil, pois a cada inversor deve ser atribuído um certo número de módulos de forma a usufruir ao máximo das capacidades do inversor, nunca esquecendo que para potências superiores à potência máxima do inversor, o mesmo não efectua a conversão por motivos de segurança.

Tomando como referência a análise recolhida no ponto 5.3.4.B, sabe-se que a potência do grupo gerador deve relacionar-se com a potência nominal do inversor num factor de 1:1, admitindo um desvio de 20%. Contudo muitos estudos comprovam que sobredimensionar o grupo gerador com uma margem não superior a 10%, face à potência nominal do inversor, aumenta a rentabilidade energética do sistema. Acima desse valor as perdas deixam de ser residuais.

A tabela 7.3 demonstra o intervalo admissível de módulos por inversor e o respectivo factor de dimensionamento. Estes factores foram determinantes para a escolha dos inversores.

**Tab. 7.3:** Intervalo admissível de módulos por inversor

Inversores	$P_N$ [W]	$P_{MAX}$ [W]	$P_G$ [W]	Factor dimensio.	nº de módulos (280W)
	Inversor	Inversor	gerador fot.		
STP10000	10000	10200	10920	1 : 1,09	36 – 39
STP 12000	12000	12225	13160	1 : 1,10	43 – 47
STP 15000	15000	15340	16520	1 : 1,10	54 – 59
STP 17000	17000	17410	18760	1 : 1,10	61 – 67
STP 20000	20000	20440	21840	1 : 1,09	71 – 78
STP 25000	25000	25550	26880	1 : 1,08	89 – 96

A potência dos painéis deve estar dentro dos parâmetros estabelecidos pelo inversor, assim como a tensão e a corrente devem encontrar-se dentro dos valores admissíveis pelo MPPT. É necessário por isso obter os parâmetros que permitam uma configuração capaz de respeitar os limites do MPPT. Esses parâmetros são: o número de módulos por fileira e o número de fileiras por inversor.

Para o cálculo dos respectivos parâmetros, são necessárias as tensões  $V_{ca}^{-10^\circ\text{C}}$  e  $V_{ca}^{70^\circ\text{C}}$  dos módulos que são calculadas recorrendo às equações 5.5 e 5.7:

$$V_{ca}^{-10^\circ\text{C}} = \left(1 - \frac{35 * -0,3}{100}\right) * 38,81 = 42,88 \text{ [V]} \quad (7.3)$$

$$V_{ca}^{70^\circ\text{C}} = \left(1 + \frac{45 * -0,3}{100}\right) * 31,58 = 35,84 \text{ [V]} \quad (7.4)$$

Logo, os valores de tensão e corrente para cada módulo fotovoltaico são:

- $V_{ca}^{-10^\circ\text{C}} = 42.88 \text{ V}$
- $V_{ca}^{70^\circ\text{C}} = 35.84 \text{ V}$
- $I_n = 8,95 \text{ A}$

Para estes valores é possível determinar os parâmetros de configuração dos inversores, nas diferentes gamas de potência, recorrendo às expressões 5.9, 5.10 e 5.11. Veja-se a tabela 7.4:

**Tab. 7.4:** Parâmetros de configuração dos inversores

Gamas	Inversores				Parâmetros de configuração		
	$U_{MPP}$		$I_{MPP}$	$U_{Inv}$	nº módulos por fileira		nº de fileiras
	Min.	Máx.	Máx.	Máx.	Min.	Máx.	Máx.
STP10000	320	800	33	1000	9	23	3
STP12000	380	800	33	1000	11	23	3
STP15000	360	800	44	1000	10	23	5
STP17000	400	800	44	1000	11	23	5
STP20000	320	800	66	1000	9	23	7
STP25000	320	800	66	1000	9	23	7

Em suma, o sistema é constituído por 37 inversores espalhados pelos edifícios do Campus *Alameda*, como se pode verificar na figura 7.2. Nos Anexos E encontram-se os inversores distribuídos pelos respectivos grupos fotovoltaicos de acordo com o seu dimensionamento.

De acordo com os parâmetros supracitados, encontram-se em anexo (Anexo F) alguns exemplos de configurações dos inversores utilizados nos sistema fotovoltaico.

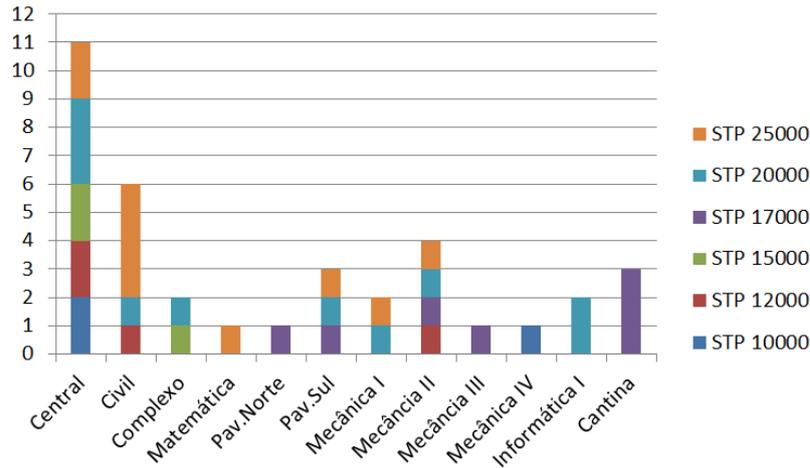


Fig. 7.2: Distribuição de inversores pelos edifícios do campus

## 7.5 Dimensionamento dos cabos

### 7.5.1 Lado DC

O método adoptado para o dimensionamento dos cabos *DC* consiste no cálculo do comprimento máximo, dada uma determinada secção, que garanta uma queda de tensão no cabo, inferior a 1% da tensão nominal. Para isso recorreu-se à expressão 5.15.

$$L_{DC} = \frac{0.01 * 600 * 56 * 4}{2 * 26.85} \approx 25 \text{ [m]} \quad (7.5)$$

Considerou-se  $I_{corte} = 26.85 \text{ A}$ , pois é a corrente que percorre um cabo, para um grupo de 3 fileiras em paralelo. Visto ser esse o número máximo de fileiras em paralelo por inversor, todos os valores de corrente para os restantes inversores são inferiores. Assume-se portanto, que o comprimento dos cabos com uma secção de  $4 \text{ mm}^2$  que ligam o grupo gerador aos inversores nunca deverá ser superior a  $25 \text{ m}$ .

Sendo que não existe um inversor central, mas sim vários inversores de pequenas dimensões em todos os edifícios, torna-se possível coloca-los num raio inferior a 25 metros dos respectivos painéis fotovoltaicos. Em virtude desta possibilidade, admite-se que todos os cabos *DC* têm uma secção de  $4 \text{ mm}^2$ .

### 7.5.2 Lado AC

O dimensionamento dos cabos para o lado *AC* difere consoante o modelo de interligação à rede. No *modelo BT* todos os cabos dimensionados têm de garantir, para uma distância do inversor aos QGBT de cada edifício, uma secção que permita perdas por queda de tensão inferiores a 3%. Por sua vez, no *modelo MT*, o comprimento dos cabos será maior devido a distância do transformador. Isso implica cabos com grandes secções, para que garantam o mesmo valor de perdas.

Como exemplo, é apresentado um cálculo da secção do cabo *AC*, que liga os inversores do grupo fotovoltaico do pavilhão central ao QGBT, situado no próprio edifício (*modelo BT*). Recorrendo à

expressão 5.17, para um comprimento de cabo de 95 metros e uma corrente resultante dos 11 inversores em paralelo  $I_N = 278 A$ , temos:

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 95 * 278 * 0,99}{0,03 * 400 * 56} = 67,34 \text{ [mm}^2\text{]} \quad (7.6)$$

O cabo adequado para esta secção será portanto o XV 3×70+35, pois são cabos rígidos preparados para instalações interiores e exteriores com 70 mm<sup>2</sup> de secção para cada fase, e 35 mm<sup>2</sup> de secção para o neutro, que neste caso serve como terra.

Com recurso à mesma expressão matemática, calculou-se os restantes cabos que se encontram apresentados nas tabelas em Anexo G.

No presente trabalho não foi possível obter o máximo de rigor para o dimensionamento dos cabos, visto que não foi viável do ponto de vista técnico efectuar medições aos edifícios, nem contabilizar os obstáculos com que a cabelagem se depara no percurso.

Tendo em conta a relatividade dos dados recolhidos, os comprimentos dos cabos foram arredondados por excesso. Apesar da quantidade de cabo ponderada para o custo do sistema, ter uma forte avaliação subjectiva, toda a metodologia adoptada para o seu dimensionamento respeita as regras de segurança e garante a redução das perdas por quedas de tensão na linha, para valores inferiores aos estipulados no ponto 5.3.5.A.

## 7.6 Ligação à Rede

Como referenciado nos pontos anteriores, a ligação à rede de cada projecto varia consoante o modelo adoptado. Assim, nesta parte descrevem-se os dois modelos de ligação à rede referentes aos três projectos abordados neste trabalho.

### 7.6.1 Modelo BT

No *modelo BT* os grupos fotovoltaicos são ligados directamente aos QGBT de cada edifício, e por isso não é necessário um transformador.

Em caso da produção exceder o consumo, o excedente de energia é injectado no anel de média tensão que percorre o Campus *IST Alameda*. Essa energia é elevada à média tensão por intermédio dos transformadores já existentes no *Campus*, distribuídos pelos vários edifícios. Esta elevação à média tensão é possível, pois todos os grupos fotovoltaicos têm uma potência de ligação inferior a 25% da potência nominal dos transformadores aos quais estão ligados.

A possibilidade de ligação em baixa tensão proposta no *modelo BT*, permite uma boa redução nos custos do sistema geral dimensionado para *Campus*. No entanto existem algumas condições técnicas que necessitam de ser verificadas. Os cabos que integram a rede de consumo do *Campus* foram somente dimensionados para suportar correntes que satisfaçam as exigências do edifício ( figura 7.3a). Deste modo deve-se averiguar se não passam correntes nos cabos acima da corrente máxima permitida. Caso contrário pode haver sobreaquecimento e danos materiais.

Com o sistema fotovoltaico a corrente que circula na rede do *Campus* é a diferença entre a corrente que alimenta o edifício e a produzida pelo sistema (figura 7.3b). Em módulo essa diferença nunca será superior à corrente máxima exigida pelo edifício ( $I_{edifício}$ ), o que permite assumir, que a corrente que transita nos cabos será sempre inferior à corrente máxima admissível. O pior caso, e aquele que deve ser analisado, dá-se quando não existe qualquer consumo por parte do edifício. Nesta situação a corrente que passa na linha é igual à corrente do grupo fotovoltaico.

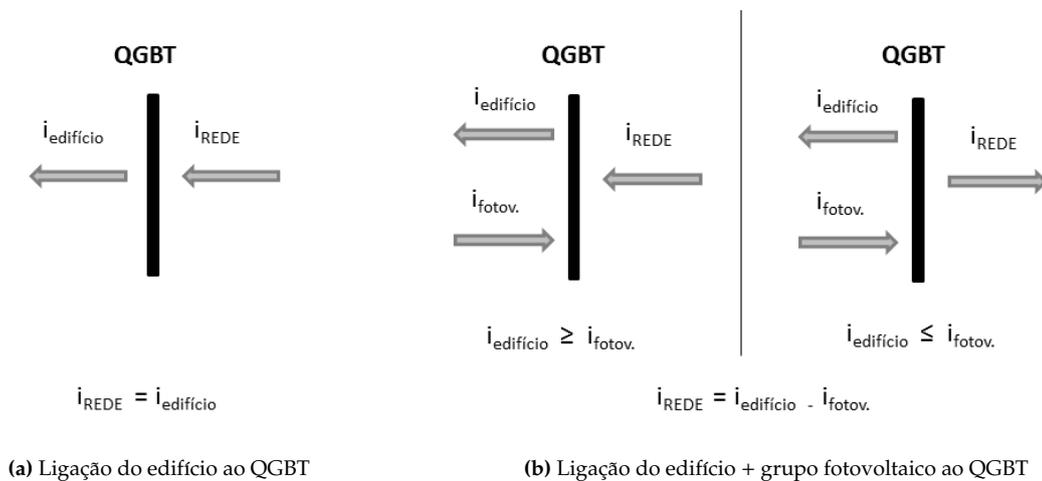


Fig. 7.3: Balanço das correntes no barramento do QGBT do edifício

Foi efectuada uma análise dos cabos, outrora dimensionados para alimentar somente os edifícios, visando verificar se permitem correntes superiores à corrente do sistema fotovoltaico.

Não foi possível o levantamento dos valores das correntes nominais dos cabos, no entanto com recurso ao diagrama de carga diário de cada edifício, referente a Agosto de 2013 (mês com mais radiação solar), verificou-se que existe uma altura em que a corrente que passa na linha é superior à corrente máxima produzida pelo grupo fotovoltaico. Verificada essa situação, provou-se que a linha suporta correntes superiores, logo está dimensionada para suportar a instalação.

A figura 7.4 demonstra que no dia 01 de Agosto de 2013 a corrente máxima que percorreu o cabo de baixa tensão do Pavilhão Central foi de 1269 Ah. Este valor é significativamente superior à corrente máxima que o subsistema pode atingir, 737 Ah. Assume-se portanto, que o cabo suporta as correntes geradas pelo conjunto (Pavilhão Central + sistema fotovoltaico).

Este teste foi efectuada em todos os pavilhões, recorrendo aos dados do mês de Agosto. Os resultados justificam a aptidão dos cabos, como se pode ver na tabela 7.5:

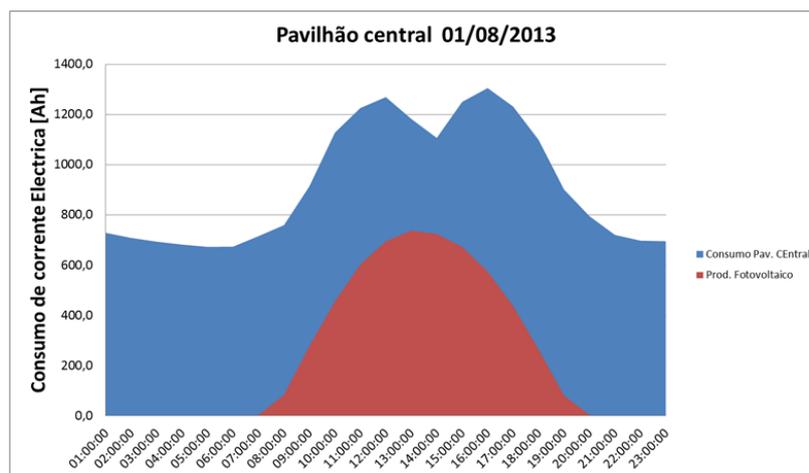


Fig. 7.4: Relação entre a corrente consumida e o máximo de corrente produzida pelo sistema fotovoltaico

Tab. 7.5: Comparação entre a corrente consumida e a corrente máxima produzida, em Agosto de 2013

	Corrente Máx. registada no cabo	Corrente Máx. do Sistema PV
Central	1269 Ah	737 Ah
Cívil	1464 Ah	539 Ah
Complexo	796 Ah	143 Ah
Matemática	1090 Ah	102 Ah
Pav.Norte	1128 Ah	68 Ah
PAv.Sul	1826 Ah	251 Ah
Mecânica I	473 Ah	178 Ah
Mecânica II	330 Ah	299 Ah
Mecânica III	345 Ah	68 Ah
Mecânica IV	44 Ah	41 Ah
Informática I	175 Ah	164 Ah
Cantina	615 Ah	204 Ah

Verificada a capacidade de integrar um sistema fotovoltaico na rede de consumo já existente no *Campus*, o *modelo BT* de interligação à rede apresenta-se como uma boa alternativa, visto que não apresenta qualquer custo adicional com alterações na rede.

A ligação à RESP mantém-se inalterada, mas o quadro de contagem deve ser trocado por um de quatro quadrantes, que permita a leitura da corrente nos dois sentidos, uma vez que existe a possibilidade de se vender a energia produzida que não é aproveitada para consumo. Para monitorização individual dos grupos fotovoltaicos instalados em cada edifício optou-se por integrar um quadro de contagem unidireccional nos respectivos QGBT.

## 7.6.2 Modelo MT

No *modelo MT* existe uma rede interna, paralela à rede de consumo, que liga à RESP em média tensão no mesmo ponto de interligação. Neste ponto a energia produzida pelo sistema fotovoltaico pode ter dois destinos distintos de acordo com o projecto:

**Projecto AutoMT:** A energia é cedida à rede interna de consumo do Campus. Neste caso o trânsito de energia no barramento de interligação é gerido por um relé de distribuição.

**Projecto RGeral:** A energia é vendida na sua totalidade à *RESP*. Neste caso a rede do sistema fotovoltaico não tem nenhum ponto de ligação com a rede de consumo interno do Campus.

Para o *modelo MT* foi necessário instalar um transformador de 800 KVA no centro do Campus, ao qual se efectuou a ligação aos subsistemas em baixa de tensão, para que o transformador por sua vez, envie a energia à *RESP* em média tensão. Esta foi a solução mais adequada considerando a distância que os subsistemas têm entre si.

Este modelo exige que os cabos percorram longas distâncias, o que para manter as perdas por queda de tensão abaixo dos 3% exige grandes secções. deve-se considerar ainda, a abertura de valas para levar os cabos ao transformador. Estima-se que por cada metro, o custo da abertura de vala é quatro vezes o valor de custo do cabo.

Outro factor que se teve em conta foi o espaço para a alocação de uma nova cela no ponto de interligação. Contudo se não houver espaço, é necessário cria-lo, o que implica a mudança do cabo de ligação à *RESP* e aberturas de valas para instalação da protecção, resultando num aumento dos custos. Não obstante no caso concreto do Campus *IST Alameda*, verificou-se que o local tem espaço suficiente para a instalação de uma nova célula, o que põe de parte a necessidade de criar um novo ponto de interligação à *RESP*.

Os materiais contabilizados para os pontos ligação à Rede e os seus custos, referentes aos dois modelos, encontram-se no Anexo H.

## 7.7 Cálculo Energético do Sistema

Os três projectos utilizam o mesmo sistema fotovoltaico, diferindo apenas no modelo de distribuição, pelo que a energia produzida é igual para ambos. Logo aplica-se o mesmo cálculo energético a todos.

Com vista à recolha de dados sobre a Irradiação incidente na superfície terrestre e num plano com uma inclinação de 30 °C para a região de Lisboa, mais concretamente a Alameda, recorreu-se ao programa *Meteonorm 7*. Este programa dispõe de uma base de dados recolhidos desde 1991 até 2010, e por isso foi feita uma interpolação de dados por forma a estimar irradiação no campus *IST Alameda*, assim como a temperatura e a velocidade do vento, em 2013.( vide tabela 7.6).

Tab. 7.6: Radiação e temperatura, Alameda-Lisboa

	Global H	Difusa H	Incidente H 30 °C	Temp. Máx	Temp. Min	Vento
Janeiro	71	28	112	11	7,5	3,1
Fevereiro	88	36	110	12	7,9	3,2
Março	137	55	143	14	8,7	3,7
Abril	171	66	169	15,1	9,5	3,8
Maio	212	70	209	17,7	11,2	3,8
Junho	227	66	227	21,1	13,8	3,8
Julho	237	64	251	22,1	14,6	4,2
Agosto	213	58	238	22,9	14,8	4
Setembro	158	54	170	21,4	14,2	3,2
Outubro	113	41	144	18,4	13,2	3,3
Novembro	73	34	95	14,1	9,6	3,2
Dezembro	60	26	98	11,5	8,1	3,5
Ano	1756	598	1965	16,8	11,1	3,6

O cálculo energético foi efectuado segundo o método simplificado, enunciado no ponto 6.2, para cada um dos 12 grupos fotovoltaicos que se encontram espalhados no *Campus*. Todos seguem o mesmo método, contudo apenas o *Pavilhão Central* será tomado como exemplo:

Assim, relativamente a este pavilhão pode dizer-se que o painel fotovoltaico que o cobre apresenta uma área útil de  $1139 m^2$ , o que corresponde a 682 módulos de 280 Watt.

Sabe-se segundo a expressão 4.4 que para um índice de massa de ar  $AM=1,5\%$  a irradiação anual que é convertida para energia eléctrica é  $H_{AM} = 1935 kWh/m^2$ .

Segundo a base de dados PVGIS as perdas por influência da irradiação e temperatura, para a Lisboa são aproximadamente 10,7%. Isto indica que, o rendimento de conversão dos módulos fotovoltaicos na região de Lisboa é inferior ao valor de referência  $\eta_{STC} = 16,8\%$ . O rendimento de conversão considerado para a região de Lisboa foi:

$$\eta_{módulos} = 16,8 * (1 - 0,107) = 15\% \quad (7.7)$$

Com base na equação 6.1 calculou-se a Energia eléctrica que resulta da conversão fotovoltaica nas células.

$$E_{in} = 0,15 * 1935 * 1139 = 340,364 \quad [MWh] \quad (7.8)$$

As perdas do sistema estão representadas na tabela seguinte:

Tab. 7.7: Perdas nos componentes do sistema  $P_{sist}$

Módulos	1,50%
Mismatch	2,00%
Ohmicas	1,00%
Total	4,50%

Somadas as perdas dos materiais que constituem o sistema, recorreu-se à expressão 6.2 para calcular a energia que o subsistema consegue entregar à rede:

$$E_{out} = 340,364 * (1 - 0,045) * 0,977 = 317,787 \quad [MWh] \quad (7.9)$$

Através das expressões 7.10 e 7.11, obtém-se a produção específica do sistema e a sua performance, respectivamente.

$$PE = \frac{317,787}{196,56} = 1616,74 \quad [KWh/Kwp.ano] \quad (7.10)$$

$$PR = \frac{317787}{1965 * 1172 * 0.168} = 82,1 \% \quad (7.11)$$

Na tabela seguinte encontram-se os valores de *energia produzida*, *produção específica* e *performance* de cada grupo fotovoltaico. Ainda na mesma tabela esses valores são comparados aos resultados do programa de simulação *PVsys*<sup>2</sup>, que está preparado para estimar com alto rigor a energia cedida por um sistema fotovoltaico, utilizando o modelo de um diodo e cinco parâmetros, descrito no subcapítulo 4.4.2. O programa permite portanto, através de métodos iterativos, um cálculo preciso das perdas por efeitos da temperatura e da irradiância, representadas pelas resistências em *série* e *paralelo* no modelo matemático.

**Tab. 7.8:** Energia produzida pelo sistema fotovoltaico no *Campus Alameda*

	Método simplificado					Simulador PVsys				
	$H_{incidente}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$E_{in}$ [MWh]	$E_{out}$ [MWh]	PE [kWh/kWp.ano]	PR [%]	$H_{incidente}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$E_{in}$ [MWh]	$E_{out}$ [MWh]	PE [kWh/kWp.ano]	PR [%]
Central Civil Complexo Matemática Pav.Norte Pav.Sul Mecânica I Mecânica II Mecânica III Mecânica IV Informática I Cantina	1965	340,36	317,79	1617	82,1	1986	348,85	326,86	1663	83,7
		241,45	225,44	1617	82,1		247,47	232,09	1664	83,8
		64,00	59,75	1617	82,1		65,60	61,46	1663	83,7
		45,58	42,55	1617	82,1		47,21	44,29	1665	83,8
		31,03	28,97	1617	82,1		31,31	29,30	1661	83,6
		112,48	105,02	1617	82,1		115,29	108,09	1664	83,8
		80,00	74,69	1617	82,1		81,50	76,46	1665	83,8
		134,30	125,39	1617	82,1		137,65	128,99	1663	83,7
		31,03	28,97	1617	82,1		31,31	29,30	1661	83,6
		18,42	28,97	1617	82,1		18,88	17,65	1659	83,5
72,73	67,90	1617	82,1	75,53	70,86	1665	83,8			
91,64	85,56	1617	82,1	93,92	87,89	1661	83,6			
Alameda	1965	1263	1191	1617	82,1	1986	1294,5	1213,2	1663	83,7

Todos os grupos fotovoltaicos apresentam a mesma *produção específica* e a mesma *performance* no *modelo simplificado*, porque se considerou que estes tinham os mesmos índices de perdas. Na realidade as perdas variam principalmente com a irradiância e temperatura, condições que se mantêm idênticas em todos os grupos. Esse facto é comprovado pelo simulador, onde as performances dos diferentes edifícios são aproximadamente iguais.

Assume-se portanto que o sistema dimensionado consegue, em condições normais, alimentar a Rede de consumo com aproximadamente 1.191 MWh por ano. Este valor é próximo da quantidade de energia entregue à rede, calculada pelo programa *PVsys*,  $E_{out} = 1.213 MWh$ .

<sup>2</sup>PVsys é um programa que simula o desempenho de um sistema fotovoltaico tendo em conta as condições do local e as características dos materiais. <http://www.pvsyst.com/en/software>

A potência contratada no *Campus IST Alameda* é de 3,45 MW, um valor para consumo muito acima da potência nominal do sistema fotovoltaico,  $P_n = 729 \text{ kW}$ . Comparando os consumos e os valores de produção mensais, é possível contabilizar o contributo do sistema fotovoltaico no *Campus*. Tabela 7.9:

Tab. 7.9: Contribuição Energética do sistema Fotovoltaico na redução de consumo no *Campus*

	Consumo do Campus Alameda		Produção do sistema fotovoltaico		Contribuição
	2012 [MWh]	2013 [MWh]	$E_{in}$ [MWh]	$E_{out}$ [MWh]	$E_{auto}$
Janeiro	1122,3	1033,1	71,9	67,2	7%
Fevereiro	1059,5	887,7	70,7	69,0	8%
Março	1074,4	985,9	91,9	85,8	9%
Abril	972,0	954,3	108,6	101,4	11%
Mai	1147,1	986,1	134,3	125,4	13%
Junho	1079,1	937,3	145,9	136,2	15%
Julho	1128,6	1133,7	161,3	155,6	14%
Agosto	754,3	687,7	153,0	142,8	21%
Setembro	1044,4	1000,8	109,3	102,0	10%
Outubro	1058,7	1060,7	92,6	86,4	8%
Novembro	1029,5	1008,9	61,1	60,4	6%
Dezembro	973,0	996,5	63,0	58,8	6%
Ano	12443,3	11673,3	1263,7	1191,3	10%

De acordo com os valores apresentados na tabela 7.9 o sistema fotovoltaico consegue colmatar 10% das necessidades energéticas anuais do *Campus*.

Sabe-se também, que Agosto é mês em que a parcela é mais alta, pois nesta altura o *IST* reduz a sua actividade, devido à interrupção lectiva, e em contrapartida o sistema produz mais energia devido às condições de temperatura e irradiação características da estação.

## 7.8 Custo do Sistema Fotovoltaico

Os custos dos projectos variam de acordo com o modelo de ligação à rede e por isso, Nesta parte serão apresentadas as tabelas de custos aplicadas aos dois modelos.

Tab. 7.10: Tabela de custos do Projecto AutoBT (Modelo BT)

Componentes	Custo unitário	Quantidade	Custo/Wp	Custo
Módulos	196,00 €	2605	0,70 €	510.580,00 €
Estrutura	72.940,00 €	1	0,10 €	72.940,00 €
Inversores:				
STP-10K	2.238,75 €	3		6.716,25 €
STP-12K	2.724,84 €	4		10.899,36 €
STP-15K	3.146,10 €	3		9.438,30 €
STP-17K	3.372,92 €	7		23.610,44 €
STP-20K	3.373,50 €	10		33.735,00 €
STP-25K	3.903,71 €	10		39.037,10 €
Total inversores		37	0,17 €	123.436,45 €
Cabos			0,03 €	20.908,69 €
Serviços de instalação			0,20 €	145.880,00 €
Interligação			0,01 €	8.880,00 €
Total			1,21 €	882.625,14 €

Tab. 7.11: Tabela de custos dos Projectos AutoMT e RGeral (Modelo MT)

Componentes	Custo unitário	Quantidade	Custo/Wp	Custo
Módulos	196,00 €	2605	0,70 €	510.580,00 €
Estrutura	72.940,00 €	1	0,10 €	72.940,00 €
Inversores:				
STP-10K	2.238,75 €	3		6.716,25 €
STP-12K	2.724,84 €	4		10.899,36 €
STP-15K	3.146,10 €	3		9.438,30 €
STP-17K	3.372,92 €	7		23.610,44 €
STP-20K	3.373,50 €	10		33.735,00 €
STP-25K	3.903,71 €	10		39.037,10 €
Total inversores		37	0,17 €	123.436,45 €
Cabos			0,34 €	248.937,16 €
Serviços de instalação			0,20 €	145.880,00 €
Interligação			0,09 €	63.885,00 €
Total			1,60 €	1.165.658,61 €

- Segundo a fonte *pvXchange*[33] e de acordo com a tendência de custo da tecnologia, soube-se que os preços dos módulos *Q-cell 280W* encontram-se dentro dos parâmetros de custo normais para o mercado actual na Indústria do solar fotovoltaico. Na mesma lógica, tomou-se como referência a companhia *EMAT Solar*[34], para a determinação dos custos dos módulos abordados no presente trabalho de investigação.
- Para além dos fabricantes *SMA*, recorreu-se a outros distribuidores de inversores, como a *PV Store*[35] o que facilitou na ponderação dos preços dos inversores.
- A tabela de preços dos cabos encontra-se discriminada no Anexo G. Os valores tiveram por base o preço destes componentes, disponibilizados por empresas de referência na área, como é o caso da *General Cable*[36] e da *CABELTE*[37].
- Os serviços de instalação foram calculados segundo a formula  $0.2 * P_N$ , assumindo que cada *Wp* tem um custo de instalação de 0,2 €.
- Os custos de interligação para os dois modelos encontram-se discriminados no Anexo H e foram cedidos pela empresa *EFACEC*.<sup>3</sup>

## 7.9 Regime de Produção e Tarifa Aplicada

No presente Trabalho tanto o *Projecto AutoBT* como o *Projecto AutoMT*, beneficiam do regime de produção de Autoconsumo com ligação à *RESP* (vide sub-capítulo 3.3.2).

Este regime cinge-se à tarifa de consumo, pois toda a energia produzida pelo sistema é energia consumida, não comprada à *RESP*. Logo os lucros não advêm da venda de energia mas sim da poupança, por via da redução de custos de consumo. Para se determinar a rentabilidade económica do sistema fotovoltaico, é necessário estimar o custo anual de consumo energético do *Campus IST Alameda*, quando o sistema se encontra em produção, isto é, nas horas de Sol.

<sup>3</sup>EFACEC é uma empresa que actua nas áreas da engenharia, transformadores, aparelhagem de média e alta tensão e automação. <http://www.efacec.pt/>

Com recurso aos dados disponibilizados no programa *SunCalc*<sup>4</sup> é possível saber quantas horas de Sol tem Lisboa aproximadamente, tanto no Verão como Inverno.

O Verão apresenta 13 horas de sol aproximadamente, e o Inverno dispõe somente 9 horas e meia de sol. Deste modo o preço do consumo de energia no *IST Alameda* foi tido em conta, apenas durante os períodos acima referenciados.

Quanto ao preço da energia, o *Instituto Superior Técnico* apresenta actualmente um contracto com a empresa de distribuição *EDP*, que estipula as seguintes tarifas em média tensão:

#### Energia Ativa:

Ponta=100 €/MWh

Cheia=90 €/MWh

Vazio=70 €/MWh

Super Vazio=60 €/MWh

**Potência hora de ponta=0.29 €/kW/dia**

Com recurso às tarifas estipuladas pela *EDP* neste contracto, para os diferentes horários de consumo é possível, através de uma média ponderada, calcular o custo médio da energia activa por *MWh*.(vide tabela 7.12):

Tab. 7.12: Tarifa média de consumo energético pelo *IST Alameda*

	Período	Dias/ano	Horas de sol				
			Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio	
Dias uteis	Inverno	130	0	9,5	0	0	
	Verão	131	3	10	0	0	
Sábado	Inverno	26	0	2	7,5	0	
	Verão	26	0	3,5	9,5	0	
Domingo	Inverno	26	0	0	9,5	0	
	Verão	26	0	0	13	0	
Total [horas/ano]			393	2688	1027	0	Total
Parcela			9,57%	65,43%	25,00%	0%	
Tarifa em contracto [€/MWh]			100	90	70	60	
Tarifa média anual[ €/MWh]			9,6	58,9	17,5	0	

Durante as horas de Sol ( $\approx 4108$  horas num ano), cada *MWh* consumido pelo *campus Alameda* custa 86€. Subentende-se por isso que este é o valor que o sistema permite poupar por cada *MWh* produzido.

A compra de energia à *EDP* em *hora de ponta* acresce ao valor base uma taxa de aquisição de 0,29€/kW/dia e segundo os dados do Departamento de Energia do *IST Alameda* a potência diária em *hora de ponta* ronda os 2000 kW<sup>5</sup>.

O sobrecusto de adquirir durante os 131 dias de verão, aproximadamente 2000 kW em *hora de ponta* será portanto:

<sup>4</sup>*SunCalc* é um pequeno aplicativo que mostra as fases do movimento do sol e da luz solar durante um determinado dia, num respectivo local .<http://suncalc.net/>

<sup>5</sup>O valor da potência de pico em 2013 ficou registado nos 3120 kW.

$$0,29 * 131 * 2000 = 75.980 \text{ €} \quad (7.12)$$

No entanto, durante as horas de ponta em que o sistema está no activo, este consegue a disponibilizar 730 kW, o que reduz o valor da sobretaxa aplicada:

$$0.29 * 131 * 730 = 27.733 \text{ €} \quad (7.13)$$

Esta poupança pode ser igualmente contabilizada como rentabilidade do sistema.

Considera-se portanto, que o sistema fotovoltaico em regime de autoconsumo, com uma energia anual de 1.191 MWh num ano, vai render:

$$86 * 1.191 + 27.732 = 130.158 \text{ €} \quad (7.14)$$

Ao qual acresce o valor do IVA em vigor =23%:

$$130.158 * 1,23 = 160.094 \text{ €} \quad (7.15)$$

Relativamente ao *Projecto RGeral*, sabe-se que está ligado à rede e beneficia de regime de tarifa geral, já que a potência instalada ultrapassa os limites permitidos para usufruto da tarifa bonificada. Quer isto dizer que em regime geral a energia é remunerada segundo os valores do mercado energético OMIE.

A tarifa aplicada é uma média ponderada dos valores de cheia e de vazio, sendo que:

- Em horas de cheias o factor de ajustamento é de 1,5%
- Em horas de vazio o factor de ajustamento é de 1,4%

Sabe-se que a tarifa comercializada no mercado OMIE é 53,77 €/MWh, logo segundo a equação 3.1 calculou-se a remuneração anual do sistema fotovoltaico em regime geral:

$$REM_{anual} = [0,8 * 1190 * 53,77 * (1 - 0,015) * 1,13] + [0,2 * 1190 * 53,77 * (1 - 0,014) * 0,86] \quad (7.16)$$

Isto é, a tarifa praticada no *Projecto RGeral*, em regime geral, é de 57 €/MWh, o que perfaz uma remuneração anual de 67.828 €.

## 7.10 Viabilidade Económica do Projecto

Para a realização de um estudo cuidado da viabilidade do projecto devem ser consideradas algumas variáveis inerentes ao sistema tais como as que seguidamente se enumeram:

**Rendimento do sistema fotovoltaico:** O factor temporal, bem como os factores climatéricos, contribuem para a contínua degradação e das células fotovoltaicas, baixando os níveis de eficiência dos módulos. Por conseguinte foi considerado este factor, como demonstra a imagem 7.5.

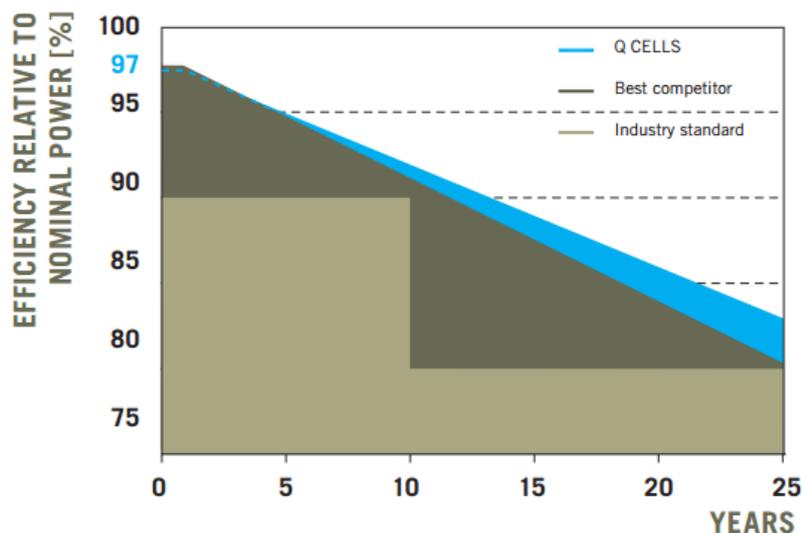


Fig. 7.5: Performance dos módulos Qcell durante o tempo de vida útil[31]

**Taxa de inflação da tarifa energética:** Apesar da taxa de inflação dos preços de consumidor ser praticamente nula, 0,2% em 2013 e -0,1% em 2014, o preço da factura energética sofre todos os anos uma subida aproximada de 3%. Essa subida será menos acentuada a partir de 2020, com valores de inflação na ordem de 1%, segundo o cenário estipulado pela união Europeia, para todos os países membros. (vide figura 7.6).

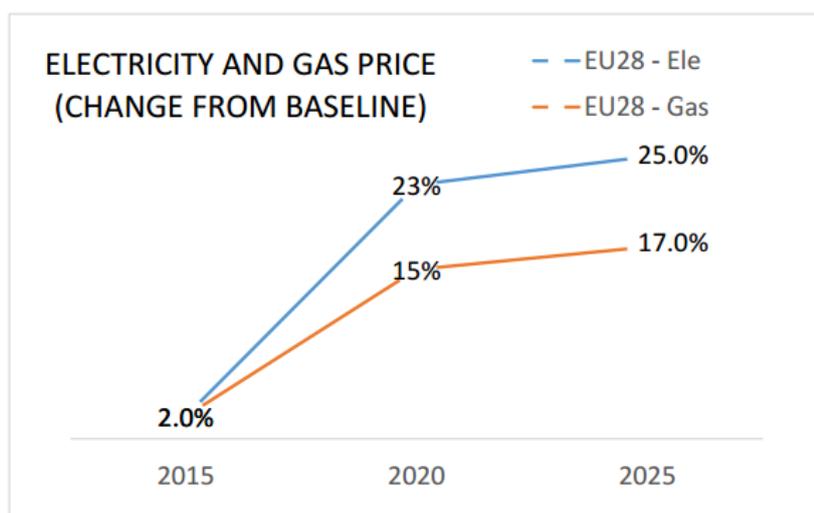


Fig. 7.6: Evolução dos preços da Electricidade e do Gás

**Taxa de actualização:** Visto que a taxa de inflação é residual quando comparada à taxa de risco, considera-se que a taxa de actualização é igual à taxa de risco de investimento. Considerou-se uma taxa de risco 6%, porque o projecto tem uma capacidade forte de cumprir os compromissos financeiros, mas é de certa forma susceptível a condições económicas adversas e alterações de conjuntura[38].

Os registos de *actividade financeira* durante o tempo de vida útil do sistema, para os três projectos encontram-se em anexo. (Anexo I).

De acordo com os registos efectuados, fez-se o balanço financeiro para estudo da viabilidade de cada projecto, como demonstra a tabela 7.13:

Tab. 7.13: Balanço Financeiro e Viabilidade dos Projectos

Balanço Financeiro	Projecto AutoBT	Projecto AutoMT	Projecto RGeneral
Potência Real [ $kWp$ ]	729	729	729
Rácio [ $kWh/kWp.ano$ ]	1617	1617	1617
Energia Produzida(Ano 0) [ $MWh$ ]	1191,25	1191,25	1191,25
Custo do Sistema [ $k€$ ]	882,63	1165,66	1165,66
Custo/potência instalada [ $€/Wp$ ]	1,21	1,60	1,60
Taxa de actualização	6,0%	6,0%	6,0%
Total de Receitas [ $k€$ ]	4276	4276	2270
Cash Flow do Projecto [ $k€$ ]	2134	1764	134
<b>Índices Financeiros</b>			
IR	1,81	1,33	0,54
VAL [ $k€$ ]	672	365	-501
TIR	14%	10%	1%
PRI	9	14	0
LCOE [ $€/MWh$ ]	83	109	109

Como é visível na tabela acima o *Projecto AutoBT* apresenta um *VAL* superior aos outros projectos porque, em consequência do modelo de ligação adoptado, o custo do sistema é mais baixo. A *TIR* de 14% relativamente ao *Projecto AutoBT* indica que o mesmo para além de viável, tem uma boa rentabilidade.

A partir dos restantes índices financeiros (IR;PRI e LCOE), estima-se que o projecto recuperará o Capital investido num período de 9 anos. Mais, preve-se ainda que possa gerar um lucro correspondente a 81% do Capital investido ao final de 25 anos. (figura 7.7)

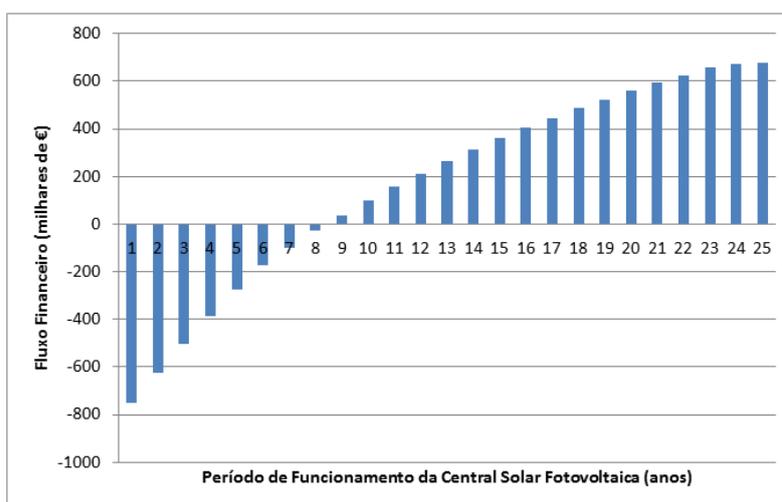


Fig. 7.7: Evolução financeira do Projecto AutoBT

Comprovou-se a viabilidade do *Projecto AutoMT*, contudo o Capital investido só será recuperado ao fim de 15 anos, e passados 25 anos o projecto consegue gerar apenas 33% do investimento, em lucro.

Apesar do projecto garantir uma boa solvabilidade, apresenta um *VAL* que não justifica um investimento, quando comparado com o primeiro projecto. (figura 7.8)

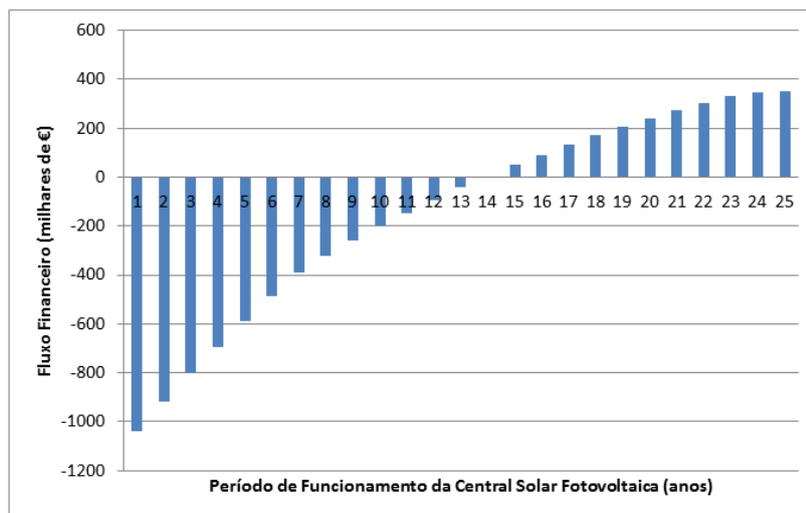


Fig. 7.8: Evolução financeira do Projecto AutoMT

Já no caso do *Projecto RGeral* pode dizer-se que é inviável uma vez que, vai gerar uma despesa que equivale a 46% do Capital investido, quer isto dizer, que ao fim de 25 anos o projecto só teria recuperado aproximadamente metade do investimento. A *TIR* indica que só com uma taxa de actualização de 1%, seria possível recuperar o investimento na sua totalidade, o que reforça a inviabilidade do *Projecto RGeral*, dado que, a taxa de actualização mínima considerada em projectos, é de 3%. (figura 7.9)

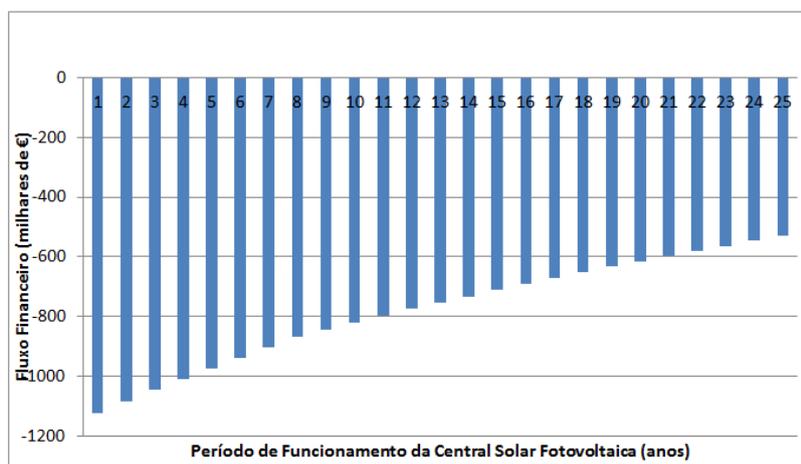


Fig. 7.9: Evolução financeira do Projecto RGeral

## 7.11 Recurso a Capital Alheio

Nesta parte são apresentados dados relacionados com a opção de recurso a *Capital Alheio*, como forma de financiamento dos projectos, pelo que serão simuladas as condições de um empréstimo bancário, a juros compostos, com uma taxa de juro de 7,645%.

Tomou-se o *Projecto AutoBT* como base de referência para o presente estudo uma vez que, como já foi demonstrado anteriormente, este projecto apresenta maior viabilidade de que os restantes.

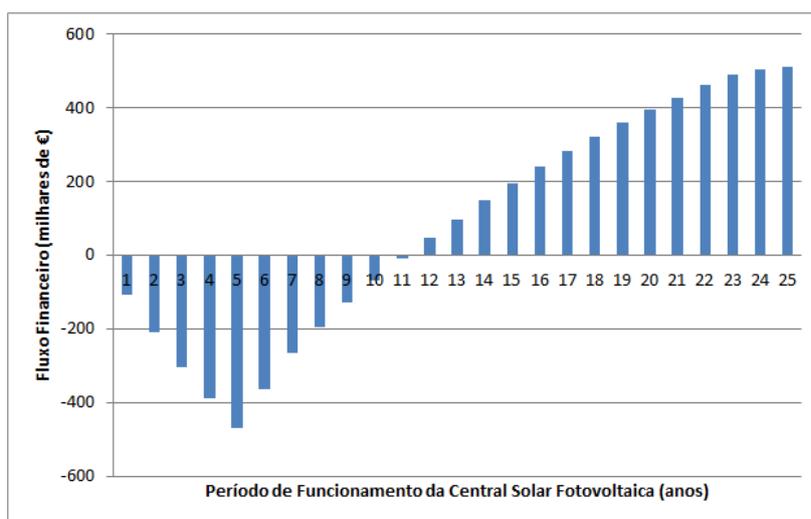
Assim, a tabela 7.14 mostra os índices de viabilidade financeira, para empréstimos equivalentes a uma parcela do valor de custo do sistema fotovoltaico:

**Tab. 7.14:** Viabilidade de Projecto com recurso a investimento externo

Parcela	20%	35%	50%	65%	80%	100%
Montante	176.525 €	308.919 €	441.313 €	573.706 €	706.100 €	882.625 €
VAL [k€]	643,21	621,91	600,608	578,096	550,910	514,663
TIR	14,37%	14,50%	14,66%	14,83%	14,94%	15,13%
PRI [anos]	9	10	10	11	11	12

Como se observa na tabela 7.14, dá-se uma subida da *TIR*, devido ao facto do pagamento do sistema fotovoltaico ser efectuado ao longo de vários anos, e neste caso é contabilizada a actualização do Capital. Deste modo o custo inicial do projecto, é maior quando avaliado ano 0, face ao valor avaliado 5 anos depois.

Contudo essa vantagem é colmatada nos juros do empréstimo, o que justifica a descida do *VAL*, com o aumento do montante requerido a título de empréstimo.



**Fig. 7.10:** Evolução financeira, com 100% do capital investido a título de empréstimo

## 7.12 Análise de sensibilidades

Com base nos fundamentos do capítulo 6.3.4, fez-se uma análise do *projecto AutoBT* de modo a levar em conta algumas condições subjectivas no dimensionamento.

Estas condições são: O custo do sistema (principalmente por influência do custo do módulos fotovoltaicos) e a taxa de actualização, e podem gerar uma maior variação nos índices de viabilidade do projecto.

Como se constata no gráfico 7.11, uma ligeira variação do custo do sistema implica uma mudança significativa nos índices decisores de viabilidade financeira, pelo que se pode afirmar que o projecto

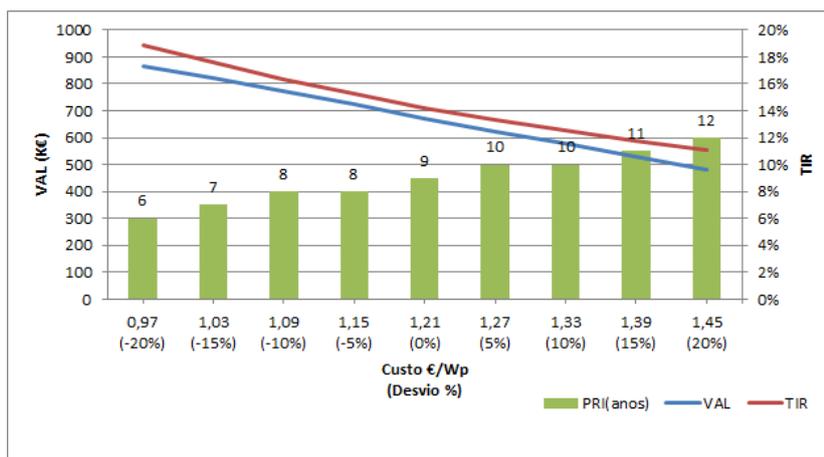


Fig. 7.11: Sensibilidade à variação do Custo do sistema

é sensível às variações de custo.

Veja-se o caso de um incremento de 20% no custo do sistema, em que a *TIR* é de 11% e o *VAL* de 480.000 €, com um período de retorno de investimento de 12 anos.

Conclui-se portanto, que se verifica uma descida de rentabilidade, mediante um incremento do custo muito susceptível de acontecer. Para que isto aconteça, basta considerar um sistema fotovoltaico, onde os módulos que o compõem têm um custo de 0,94 €/Wp.

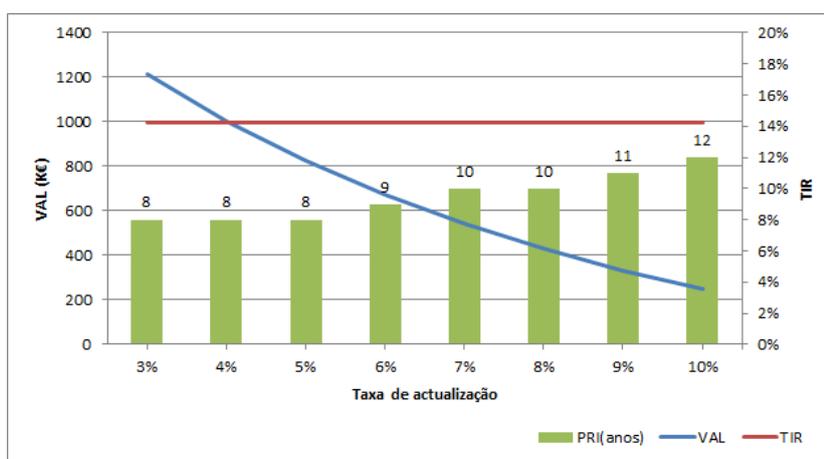


Fig. 7.12: Sensibilidade à variação da taxa de actualização

Como se pode ver pelo gráfico 7.12, variação da taxa de actualização tem pouca influência no *PRI*, no entanto origina uma forte variação no *VAL*, pelo que esta deve ser bem ponderada, de acordo com as garantias apresentadas pelo projecto no cumprimento de objectivos.

### 7.13 Efeitos da Taxa de Compensação

Tomando como base os fundamentos apresentados no Capítulo 3.3.2, para evitar que as UPAC disparem a nível nacional e façam disparar a dívida tarifária, obrigando os outros consumidores a pagar mais, foi accionado um sistema de compensação que obriga os micro-produtores a pagar uma taxa, que tem em conta os limites de potência instalada a nível nacional em regime de autoconsumo.

Este ponto trata por isso, o estudo da variação dos índices de viabilidade financeira, para os diferentes cenários de compensação, como em seguida se enumeram.

Assumindo o valor da CIEG correspondente a 2014,  $V_{CIEG} = 4,82 \text{ €/kW}$ , para uma potência instalada de 729 kW o pagamento mensal da compensação regista os seguintes valores:

- Potência das UPAC instaladas menor que 1% do total da potência instalada no SEN:

$$C_{UPAC,m} = 729 * 4,82 * 0 = 0 \quad (7.17)$$

- Potência das UPAC instaladas entre 1% e 3% do total da potência instalada no SEN:

$$C_{UPAC,m} = 729 * 4,82 * 0,3 = 1054 \text{ €} \quad (7.18)$$

- Potência das UPAC instaladas superior 3% do total da potência instalada no SEN:

$$C_{UPAC,m} = 729 * 4,82 * 0,5 = 1756 \text{ €} \quad (7.19)$$

Estes pagamentos mensais reduzem a receita anual todos os anos o que implica variações nos índices de viabilidade económica do projecto.

O gráfico 7.13 contabiliza essas variações em função taxa de compensação aplicada.

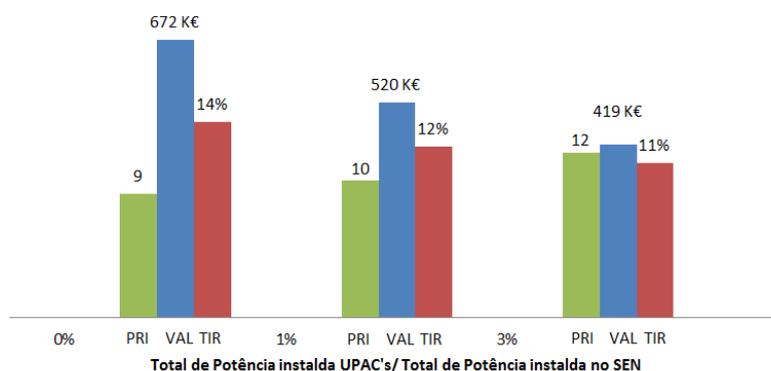


Fig. 7.13: Influência da taxa de compensação para o projecto Auto BT

O gráfico 7.13 demonstra que o regime de autoconsumo tende a tornar-se menos compensatório para os projectos, com o aumento da potência instalada a nível nacional aderente a este regime remuneratório.

No caso do *projecto AutoBT*, a taxa de compensação não compromete a viabilidade económica, mas reduz significativamente o lucro gerado pelo mesmo no seu tempo de vida útil.

## 7.14 Perspectiva nos próximos 5 anos

O aumento da competitividade do mercado fotovoltaico, aumento do rendimento de conversão fotovoltaica e a redução de preços das várias tecnologias que constituem as células, têm proporcionado uma queda nos preços dos módulos.

Prevê-se que nos próximos anos os preços dos módulos continuem a decair, sobretudo muito devido à queda dos preços das matérias-primas, como mostra o gráfico 7.14[39].

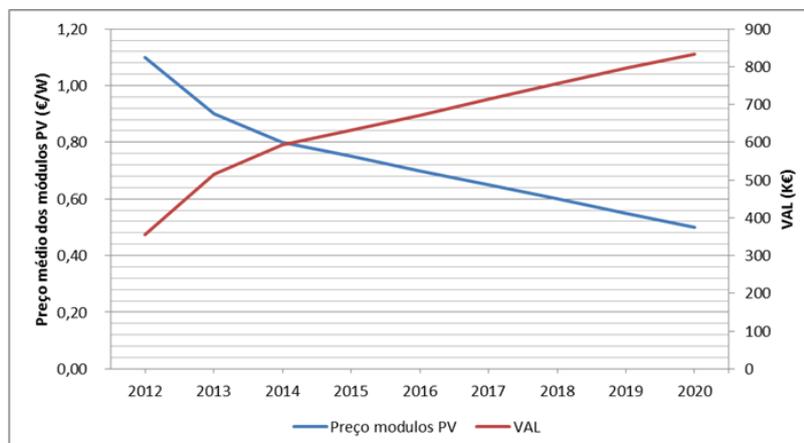


Fig. 7.14: Perspectiva do VAL acompanhando a evolução dos preços dos módulos

Tendo como base a evolução dos preços dos módulos é possível estimar a viabilidade económica do actual projecto, para um futuro recente. Ressalve-se contudo que, é necessário considerar a importância de factores externos, tais como: a inflação e a situação financeira do país, no caso de avaliações económicas futuras.

Na tabela 7.15 são apresentados os índices de viabilidade financeira do projecto, em função da expectável evolução dos preços do mercado fotovoltaico.

Tab. 7.15: Viabilidade do Projecto em função da evolução dos preços

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Preço dos módulos [€/kWp]	1,10	0,90	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50
VAL [k€]	355	515	593	633	672	714	756	797	834
TIR	9%	12%	13%	13%	14%	15%	16%	17%	18%
PRI [anos]	15	11	10	10	9	8	8	7	7
LCOE [€/MWh]	110	96,2	89,4	85,9	82,5	79,1	75,7	72,3	68,9

# 8

## Campus Taguspark

### Conteúdos

---

8.1	Projectos . . . . .	86
8.2	Disposição dos Painéis Fotovoltaicos . . . . .	86
8.3	Inversores, Cabos e ligação à Rede . . . . .	86
8.4	Calculo Energético do Campus . . . . .	87
8.5	Custo do Sistema Fotovoltaico . . . . .	87
8.6	Regime de Produção e Tarifa aplicada . . . . .	88
8.7	Viabilidade Financeira do projecto . . . . .	88
8.8	Recurso a Capital Alheio . . . . .	89
8.9	Análise de sensibilidades . . . . .	89

---

O Campus IST Taguspark é composto por um único edifício com apenas um PT de 600 KVA. A potência contratada do Campus é de 650kW e o contrato de compra de energia é igualmente feito em Média tensão. Analogamente ao capítulo anterior, pretende-se neste dimensionar e estudar a viabilidade de um sistema fotovoltaico que integre a rede do Campus Taguspark

## 8.1 Projectos

Neste capítulo serão apresentados dois projectos que apresentam o mesmo sistema fotovoltaico e o mesmo modo de interligação, mas diferem no regime de produção, como demonstra a tabela 8.1.

Tab. 8.1: Campus Taguspark: Projectos

	Projecto AutoTagus	Projecto BonifiTagus
Conceito do campo inversor	Inversores em cadeia de módulos	Inversores em cadeia de módulos
Modo de interligação à rede	Em média tensão com recurso a PT	Em média tensão com recurso a PT
Regime de produção	Autoconsumo	Regime Bonificado
Transformador	Sim	Sim
Ligação à RESP	Sim	Sim

## 8.2 Disposição dos Painéis Fotovoltaicos

Visto que a localização geográfica do *Campus IST Taguspark*, está sujeita a uma orientação solar muito semelhante ao *Campus IST Alameda*, assumiram-se os mesmos valores de inclinação e azimute. São estes:

**Inclinação dos painéis fotovoltaicos:** 30°

**Azimute:** 0°

Assim, para estes valores considerou-se uma distância entre fileiras de 2 metros, por forma a assegurar que não existisse qualquer efeito de sombreamento por sobreposição.

Para o espaço disponível no topo do edifício *Taguspark*, de acordo com os critérios acima referenciados, é possível alocar-se 376 módulos *Q-Peak* (280 W), ocupando uma área de 1,67 m<sup>2</sup> cada, o que perfaz um grupo fotovoltaico com uma área útil de 628 m<sup>2</sup>. O equivalente a uma potência de 105 kW.

Veja-se a configuração do sistema fotovoltaico no Anexo J.

## 8.3 Inversores, Cabos e ligação à Rede

O método utilizado para a determinação dos inversores e dos cabos encontra-se descrito de forma detalhada no Capítulo 7, razão pela qual, no presente capítulo os resultados serão apresentados de forma mais sucinta.

Por conseguinte, relativamente a esta matéria adoptou-se o conceito de *inversores em cadeia de módulos*, aplicado aos 376 módulos distribuídos pelo *Tagus Park*, quando verificado que apresenta uma maior rentabilidade.

Assim, de acordo com a sua disposição, foram determinados grupos de geração, cada um deles representado por um inversor (vide anexo J), como mostra a tabela 8.2.

**Tab. 8.2:** Componentes do sistema fotovoltaico no *Taguspark*

	SMA17000	SMA20000	SMA25000	total
Inversores	2	2	1	5
Módulos	131	155	90	376
Potência [kW]	36,68	43,4	25,2	105,28

Os cabos considerados para este sistema encontram-se na seguinte tabela:

**Tab. 8.3:** Cabos do sistema fotovoltaico - *Taguspark*

	DC	AC	
Comprimento [m]	250	100	200
Secção [mm <sup>2</sup> ]	4	6	35
Modelo	TUV 4	XV 4G6	XV 3x35+16

A ligação à RESP no *Campus Taguspark* é feita com recurso a um Transformador do tipo "Hermético", de 160 kVA ; 10.000/400 V. Os requisitos para instalação do transformador e os respectivos custos encontram-se na tabela em anexo J.

## 8.4 Cálculo Energético do Campus

Sabe-se que a única variante dos dois projectos é o regime de produção, e por isso aplicou-se a ambos o mesmo cálculo energético.

Deste modo, para o cálculo energético do *Campus* assumiram-se os mesmos dados do capítulo 7, para os níveis de *irradiância*, extraídos da base de dados *meteonorm 7*.

Do mesmo modo, as perdas e o factor de conversão fotovoltaica em condições NOCT (15%), também se mantêm.

Na tabela seguinte encontram-se os valores considerados no cálculo energético, no *modelo simplificado*, comparados com dados calculados pelo programa de simulação *PVsystem*:

**Tab. 8.4:** Produção Energética do *Campus Taguspark*

	$G_{incidente}$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$E_{in}$ [MWh]	$E_{out}$ [MWh]	PE [kWh/kWp.ano]	PR [%]
Método simplificado	1965	182,30	170,22	1617	81,1
Simulador PVsystem	1986	205,78	175,14	1664	83,2

## 8.5 Custo do Sistema Fotovoltaico

Relativamente ao factor *custo do sistema fotovoltaico*, sabe-se que para os dois projectos foi aplicado o mesmo sistema gerador fotovoltaico e o mesmo modelo de ligação à Rede, pelo que o método de determinação de custo é o mesmo para ambos e está resumido na tabela 8.5, que seguidamente se apresenta:

Tab. 8.5: Tabela de custos dos Projectos AutoTagus e BonifiTagus - Tagus Park

Componentes	Custo unitário	Quantidade	Custo/Wp	Custo
Módulos	196,00 €	376	0,70 €	73.696,00 €
Estrutura	10.528,00 €	1	0,10 €	10.528,00 €
Inversores:				
STP-17K	3.372,92 €	2		6.745,84 €
STP-20K	3.373,50 €	2		6.747,00 €
STP-25K	3.903,71 €	1		3.903,71 €
Total inversores		5	0,17 €	17.396,55 €
Cabos			0,05 €	4.798,48 €
Serviços de instalação			0,20 €	21.056,00 €
Interligação			0,29 €	30.972,00 €
Total			1,51 €	158.447,03 €

## 8.6 Regime de Produção e Tarifa aplicada

O Regime de produção e tarifa aplicada ao *Projecto AutoTagus* foi o regime de *Autoconsumo* que segundo o ponto 7.9, permite em média uma poupança de 86 €/MWh.

Assim, para uma produção energética anual de 170,22 MWh o sistema consegue poupar:

$$86 * 170,221 + 0,29 * 131 * 105 = 18.799 \text{ €} \quad (8.1)$$

Ao qual, acrescentado o valor do IVA=23%, resulta numa remuneração anual de  $REM_{anual} = 23.498 \text{ €}$ .

Já o *Projecto BonifiTagus*, admite regime bonificado, pois a potência instalada é inferior a 250 kW.

De acordo com o capítulo 3.3.1, a tarifa é definida por portaria e apresentada em leilão, sendo que a tarifa de referência anunciada em 2014 foi de 106 €/MWh[40].

Logo a remuneração anual será:

$$REM_{anual} = 106 * 170,221 = 18.043 \text{ €} \quad (8.2)$$

## 8.7 Viabilidade Financeira do projecto

Os registos de actividade financeira durante o tempo de vida útil do sistema, para os dois projectos encontram-se em anexo. (Anexos K).

De acordo com os respectivos registos fez-se o balanço financeiro, para estudo da viabilidade de cada projecto:

Tab. 8.6: Balanço Financeiro e Viabilidade dos Projectos

Balanço Financeiro	Projecto AutoTagus	Projecto BonifiTagus
Potência Real [kWp]	105	105
Rácio [kWh/kWp.ano]	1617	1617
Energia Produzida(Ano 0) [MWh]	170,22	170,22
Custo do Sistema [k€]	158,45	158,45
Custo/potência instalada [€/Wp]	1,51	1,51
Taxa de actualização	6,0%	6,0%
Total de Receitas [k€]	612	404
Cash Flow do Projecto [k€]	264	100
<b>Índices Financeiros</b>		
IR	1,41	0,9
VAL [k€]	62	-15
TIR	10%	5%
PRI	13	0
LCOE [€/MWh]	102	102

Como se constata na tabela 8.6 a viabilidade financeira do *Projecto BonifiTagus*, que beneficia da tarifa de regime bonificado é inviável. Isto porque não permite sequer a recuperação da totalidade do capital investido.

Por sua vez, o *Projecto AutoTagus* já se verificou ser uma opção viável, capaz de produzir um lucro que equivale a aproximadamente metade do capital investido (41%).

## 8.8 Recurso a Capital Alheio

Com vista a considerar a possibilidade de um investimento por parte de entidades externas, ou o recurso a um empréstimo bancário, estudou-se a influência que esta acção pode implicar no *Projecto AutoTagus*.

Considerou-se em empréstimo a 5 anos com uma taxa de juro de 7,65%.

Veja-se a viabilidade do projecto resumida na tabela 8.9

Tab. 8.7: Viabilidade de Projecto com recurso a investimento externo

Parcela	20%	35%	50%	65%	80%	100%
Montante	31.689 €	55.456 €	79.224 €	102.991 €	126.758 €	158.447 €
VAL [k€]	55,54	50,66	45,78	40,90	36,17	30,55
TIR	10,13%	9,91%	9,67%	9,41%	9,13%	8,77%
PRI [anos]	14	15	16	16	17	18

## 8.9 Análise de sensibilidades

Esta parte trata a sensibilidade do único projecto viável (*Projecto AutoTagus*) do *Campus Taguspark*.

Os factores considerados (*custo do sistema e taxa de actualização*), são os mesmos do capítulo 7.12, por serem estes os mais susceptíveis de variar, e também os que surtem maior impacto nos índices de viabilidade.

**Variação do custo do sistema:**

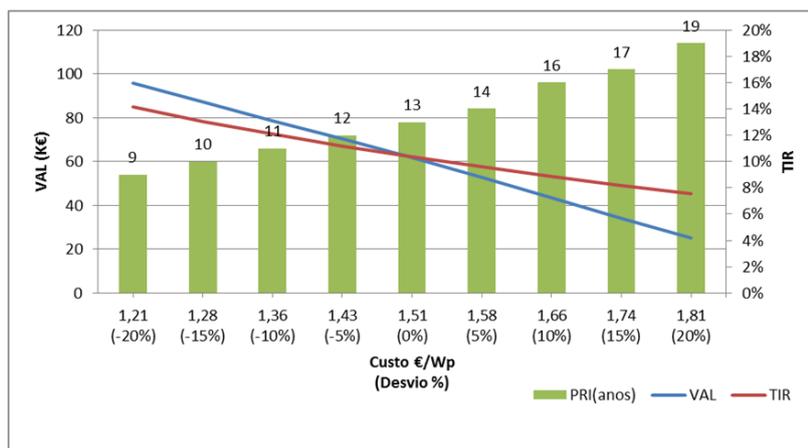


Fig. 8.1: Sensibilidade à variação do Custo do sistema

O gráfico 8.1 permite observar que o crescimento de 20% no custo do sistema admite um valor de custo de 1,81 €/Wp. Para esse valor o projecto torna-se quase inviável, com um retorno de investimento após 19 anos e um VAL de 25.000 €, o que equivale a 16% do investimento inicial.

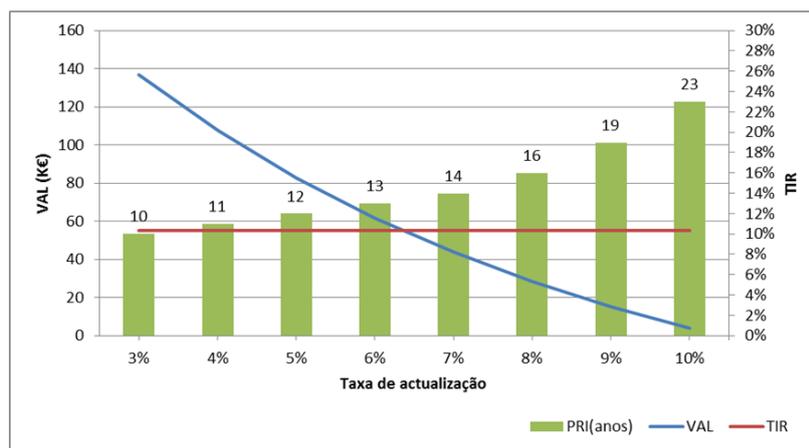


Fig. 8.2: Sensibilidade à variação da Taxa de actualização

#### Varição da taxa de actualização:

Como se pode verificar a figura 8.2, para um ligeiro crescimento da taxa de actualização em 4 pontos percentuais, o projecto passa de seguramente viável, para um ponto crítico de viabilidade, tornando-o numa opção não rentável.

Como se pôde observar, o projecto é bastante sensível a estes factores, comprometendo a sua viabilidade para pequenas variações, pelo que estes devem ser bem estudados antes de serem considerados.

# 9

## Conclusões e Recomendações Futuras

### Conteúdos

---

9.1	Conclusões . . . . .	92
9.2	Recomendações Futuras . . . . .	96

---

## 9.1 Conclusões

Com a criação de novos postos de trabalho, expansão física das instalações e um forte aumento das necessidades de consumo energético, o *Instituto Superior Técnico* tem vindo a reunir esforços no sentido de criar medidas de sustentabilidade energética.

Posto isto, o presente trabalho focou-se no planeamento e estudo de uma fonte de Energia renovável adequada ao meio urbano, como é o caso da energia solar fotovoltaica, tendo em vista a sua implementação nos *Campi do IST (Alameda e Taguspark)*, e posterior avaliação da sua viabilidade.

Assim, para cada *Campus* determinaram-se os tópicos preponderantes para a viabilidade do sistema fotovoltaico, foram estes:

1. Dimensionamento do sistema de acordo com as características geográficas e climatéricas do local;
2. Capacidade de produção energética do sistema, face às necessidades energéticas dos *Campi*;
3. Custo total estimado para implementação do sistema fotovoltaico nos *Campi*, tendo como base os preços praticados actualmente na aquisição de componentes e serviços no mercado solar fotovoltaico;
4. Aproveitamento da energia produzida pelo sistema para os diferentes regimes remuneratórios, decretados em Novembro de 2014, no Diário da República pelo Ministério do Ambiente.
5. Análise da viabilidade financeira dos projectos em estudo (*AutoBT*, *AutoMT* e *RGeral* para o *Campus Alameda*, e *AutoTagus* e *BonifiTagus* para o *Campus Taguspark*) para o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico;
6. Estudo da evolução do projecto mais viável, de entre os supra-referidos e avaliação dos benefícios de recurso a Capital Alheio, a título de empréstimo, para o projecto em questão;
7. Análise das sensibilidades do projecto mais viável para variações do custo do sistema e da taxa de actualização;
8. Estudo da afectação da viabilidade do projecto, quando cobrada uma taxa de compensação ao titular do sistema fotovoltaico, em regime de *autoconsumo*;
9. Perspectiva de projecto para os próximos 5 anos, face à evolução dos preços da tecnologia utilizada.

Os resultados do estudo de cada um dos pontos acima sucintamente descritos, permitiu retirar conclusões várias, e que de modo geral comprovam a possibilidade de integração de um sistema fotovoltaico nos *Campi*, aferindo os benefícios desta implementação, como seguidamente se apresenta:

### 9.1.1 Campus Alameda

Relativamente ao Estudo da incorporação de Energia fotovoltaica no *Campus IST Alameda*, conclui-se que este dispõe de uma área útil de  $4317\text{ m}^2$ , distribuída por um total de 12 edifícios, facto este que, possibilitou a alocação de 2585 módulos virados para Sul, o que corresponde a uma potência instalada de  $723,8\text{ kW}$ ,

Sabe-se que tendo por base a irradiação na zona de Lisboa, correspondente a  $1756\text{ kWh/m}^2$ , o sistema fotovoltaico definido no presente estudo, é capaz de produzir  $1191\text{ MWh}$  por ano, o que equivale 10% do consumo anual do *Campus Alameda*. Esta percentagem permite reduzir uma quantia significativa no custo do consumo anual aplicado ao *Campus*.

Ainda dentro do âmbito de estudo do *Campus IST Alameda*, determinou-se que para o mesmo gerador fotovoltaico, seriam considerados três projectos distintos, com vista a evidenciar as diferenças entre, o modelo de ligação à Rede e o regime remuneratório de produção energética.

Deste modo o primeiro projecto, intitulado "*AutoBT*", beneficiou do regime de *autoconsumo* e os subsistemas foram directamente ligados aos quadros de baixa tensão do respectivo edifício, fazendo com que a energia produzida satisfizesse directamente as necessidades de consumo do edifício e o restante pudesse circular na malha interna de consumo do *Campus*.

Já o segundo projecto "*AutoMT*", usufruiu igualmente do regime de *autoconsumo*, não obstante, foi dimensionada uma rede independente da rede de consumo do *Campus* com o propósito de encaminhar, em média tensão, toda a energia produzida para o ponto de interligação *RESP*, a partir do qual a energia é distribuída para todos os pontos de consumo energético do *Campus*.

O terceiro projecto "*RGeral*", beneficiou do *regime geral*, com o mesmo modelo de ligação que o projecto enunciado anteriormente.

De entre estes projectos concluiu-se que o projecto "*AutoBT*", com o modelo de ligação aos *QGBT* de cada edifício, apresenta um custo de  $882.630\text{ €}$  ( $1,21\text{ €/Wp}$ ), valor significativamente mais baixo do que o custo dos projectos "*AutoMT*" e "*RGeral*", ambos com um custo de  $1.165.658\text{ €}$  ( $1,60\text{ €/Wp}$ ).

Tendo em conta os regimes remuneratórios permitidos pela legislação, *autoconsumo* e *regime geral*, concluiu-se que os projectos que beneficiam do regime de *autoconsumo* apresentam uma proposta viável. Por sua vez, o projecto que beneficia de *regime geral* não é viável.

Ressalve-se ainda que para uma comparação fidedigna, os três projectos apresentaram o mesmo sistema fotovoltaico, sendo a única variável o modelo de ligação à Rede.

Por via dos diferentes modelos de ligação à Rede pôde-se qualificar o efeito do custo do sistema na viabilização de um projecto, pelo que o Projecto "*AutoBT*", com um custo de  $882\text{ k€}$ , apresentou um VAL de  $672\text{ K€}$ , um TIR de 14% e um PRI de 9 anos.

Já o Projecto "*AutoMT*", com um custo de  $1.165\text{ k€}$ , apresentou um VAL de  $365\text{ k€}$ , um TIR de 10% e um PRI de 14 anos.

Estes resultados permitiram concluir que o Projecto "*AutoBT*" é a proposta mais rentável, dado o regime remuneratório de que beneficia e o seu custo.

Visto que o Projecto "*AutoBT*" apresentou melhores índices de viabilidade, recorreu-se ao mesmo para um estudo da possibilidade de recurso a empréstimo. Assim, considerou-se um empréstimo

bancário a 5 anos, com juros compostos de 7,645%, o que permitiu concluir que, apesar de esta opção diminuir o VAL do projecto e aumentar de 9 para 12 anos o período de retorno, o projecto continua viável, apresentado um bom índice de rentabilidade.

A análise de sensibilidade do projecto "AutoBT" ao custo do sistema permitiu concluir que o mesmo é muito susceptível à variação dos preços dos componentes, principalmente dos módulos fotovoltaicos, visto que estes constituem 60% do custo total. Dado que o VAL varia de forma linear com a variação custo do sistema, admite-se que para cada aumento de 10% do custo, o PRI incrementa um ano e o VAL decresce aproximadamente 95 k€.

Relativamente à taxa de actualização, sabe-se que esta afecta o projecto "AutoBT" de forma significativa, pelo que assumir uma taxa de actualização de 10% conduz o projecto à linha de inviabilização. No entanto, devido à elevada capacidade do projecto para cumprir os seus objectivos, é mais provável a taxa de actualização tender para os 3% do que para os 10%. Para o caso de uma taxa de actualização de 3%, verificou-se uma diminuição do PRI apenas para 8 anos, no entanto, o VAL subiu de 672 k€ para 1216 k€.

Considerando que a presente investigação estudou a viabilidade do projecto "AutoBT", focando-se na análise dos piores casos, pode-se concluir com base nos dados até aqui apresentados, que existe uma forte probabilidade da rentabilidade efectiva do projecto ser superior ao previsto.

Os resultados da análise financeira do projecto "AutoBT", permitem concluir que o mesmo é rentável. No entanto, para o regime de *autoconsumo* é aplicada uma taxa de compensação, com base na potência total instalada no SEN, o que afecta a rentabilidade do projecto *AutoBT*. Pelo que, para as instalações de produção energética que beneficiam do regime de *autoconsumo* a potência instalada deverá ser de 1% da potência do SEN, para que a taxa de compensação seja nula, como foi considerado no projecto "AutoBT" com um VAL de 672 k€, um TIR 14% e um PRI de 9 anos.

No entanto, para a soma das potências de todas as instalações de produção em *autoconsumo* equivalente a 3% da potência total do SEN, os índices de viabilidade do projecto baixam, apresentando um VAL de 419 k€, um TIR de 11% e um PRI de 12 anos.

A análise da esperada evolução dos preços dos módulos fotovoltaicos nos próximos 5 anos, permitiu avaliar o impacto dessa evolução no projecto que foi considerado para o ano corrente. Concluiu-se deste modo, que a previsão dos preços dos módulos fotovoltaicos a partir de 2015 apresenta uma descida em média constante e esse facto, provoca uma subida do VAL, também constate. Assim para uma descida de aproximadamente 0.05 €/kWp no preço dos módulos fotovoltaicos, o VAL do projecto incrementa aproximadamente 40 k€.

Ressalve-se que com o passar dos anos, a taxa de compensação tende a aumentar, pelo que se deve pesar bem estas duas condicionantes por forma a estimar-se uma altura ideal para o início do projecto.

### 9.1.2 Campus Taguspark

Visto que *IST Taguspark* é constituído por apenas um edifício, não foi necessário a planificação da implementação de vários sistemas fotovoltaicos distribuídos, como no caso da *Alameda*. Averiguou-se que o edifício que constitui o *Campus* apresenta uma área útil de 628 m<sup>2</sup>, o que equivale a uma potência

instalada de 105 kW. Para este valor de potência estimou-se um custo total do sistema de 158,45 €, valor no qual está incluído o custo dos componentes e serviços.

Segundo os mesmos valores de irradiação utilizados para a *Alameda*, pois na zona de Lisboa a irradiação não varia, observou-se que o sistema fotovoltaico consegue produzir 170,22 MWh por ano, pelo que foram considerados dois projectos: *AutoTagus* e *BonifiTagus*, que contabilizam esta mesma produção energética. Estes projectos permitiram fazer a comparação dos benefícios e das condições do regime de *autoconsumo* com o regime bonificado, para o mesmo sistema fotovoltaico e o mesmo custo. Concluiu-se portanto, que o projecto *AutoTagus* é viável com um TIR de 10%, um VAL de 62 K€ e um PRI de 13 anos. Por outro lado, o projecto *BonifiTagus* é inviável, porque apresenta um TIR de 5%, um VAL de -15 K€ e um PRI de 0 anos.

Foi considerada ainda a opção de um empréstimo a 5 anos com uma taxa de juro de 7,65%, sendo que para estes valores concluiu-se que, um empréstimo de 100% do investimento afectaria o projecto a ponto de aumentar para 18 anos o seu período de retorno, e diminuir o VAL para metade, mais concretamente 30,55 K€.

A análise de sensibilidade da variação do custo do sistema relativa ao projecto *AutoTagus* possibilitou concluir que o mesmo é sensível à variação de custo, visto que, um aumento de 20% corresponde a um investimento de 190,14 €, o que conduz o projecto à fronteira de inviabilidade, com um PRI de 19 anos, um TIR de 8% e um VAL de 25 K€.

### 9.1.3 Conclusões Gerais

Em suma, concluiu-se que os projectos que beneficiam do regime legal de *autoconsumo* tornam viável a implementação de fontes de energia renovável, mais concretamente a energia solar fotovoltaica, nos *Campi* do *IST*, contrariamente aos projectos que beneficiam dos regimes remuneratórios decretados na legislação anterior (regimes *geral* e *bonificado*), que inviabilizaram o plano de implementação de energias renováveis no *IST*.

É importante destacar que, por via do regime de *autoconsumo* é possível de ligar o sistema fotovoltaico directamente à rede de consumo, facto este não viável dentro dos regimes: *geral* ou *bonificado*. Esta vantagem reduz significativamente o custo geral do sistema fotovoltaico, pois permite não considerar os custos relativos a alguns componentes, uma vez que estes já se encontram na rede de consumo energético do *Campus* e podem integrar o sistema fotovoltaico.

A presente tese, além de comprovar que os *Campi* apresentam todas as condições necessárias para uma implementação viável de energias renováveis, serviu fundamentalmente para o desenvolvimento de aptidões no ramo das energias, reforçando o conhecimento na área das fontes renováveis, numa perspectiva nacional e mundial. Contribuiu também para aprofundar a metodologia de dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, que ponderou todas as etapas necessárias.

A elaboração deste trabalho proporcionou ainda a aquisição de noções acerca do estudo de Viabilidade Financeira de projectos, de um modo generalizado.

## 9.2 Recomendações Futuras

A elaboração do presente trabalho investigativo possibilitou comprovar que a implementação de um sistema solar fotovoltaico nos *Campi IST* é viável, proporcionando vantagens para o Instituto no que diz respeito à rentabilidade energética.

De um modo geral, considera-se que os procedimentos adoptados foram assertivos para a qualidade dos resultados obtidos. Não obstante, é fundamental salvaguardar que esta investigação activa é apenas um pré-projecto que procurou a viabilização da implementação de fontes renováveis nos *Campi*, querendo isto dizer que para a continuidade do projecto se sugere a análise dos seguintes pontos:

- Recomenda-se a elaboração de um estudo rigoroso, com recurso a *piranómetros* ou *sensores solares fotovoltaicos*, para a determinação exacta da radiação incidente no *Campus*. Isto porque nesta investigação activa os valores de irradiação foram determinados com recurso aos programas *Meteonorm 7* e *PVGIS*, que através da interpolação de dados dos anos anteriores, estimaram um valor aproximado.
- Para a análise da viabilidade do projecto em regime de *autoconsumo*, é recomendável um estudo rigoroso que contemple todas as variáveis externas, como é exemplo questões burocráticas, por forma a evitar qualquer tipo de constrangimento que advenham deste regime, ainda muito recente na legislatura.

# Bibliografia

- [1] BP, “Energy outlook 2035.” [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/Energy\\_Outlook\\_2035\\_booklet.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/Energy-Outlook/Energy_Outlook_2035_booklet.pdf), January 2014.
- [2] T. Lisboa, “Fundação ist, história.” <http://tecnico.ulisboa.pt/pt/sobre-IST/historia/>.
- [3] C. de Gestão do IST, “Relatório de actividades.” [http://tecnico.ulisboa.pt/files/sobre-IST/RA\\_2013\\_FINAL.pdf](http://tecnico.ulisboa.pt/files/sobre-IST/RA_2013_FINAL.pdf), 2013.
- [4] L. F. Roriz, “Técnicas de auditoria energética, redução do consumo de energia final.” [http://web.ist.utl.pt/luis.roriz/prodenerg/tecnicas\\_auditenerg3.htm](http://web.ist.utl.pt/luis.roriz/prodenerg/tecnicas_auditenerg3.htm).
- [5] OECD/IEA, “Key world energy statistics,” tech. rep., International Energy Agency, Paris Cedex 15, 2013.
- [6] OECD/IEA, “World energy outlook 2013.” <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2013/LondonNovember12.pdf>, November 2013.
- [7] DGEG, “Portugal key energy statistics,” tech. rep., i011852.pdf, January 2014.
- [8] DGEG, “Balanço energético sintético.” <http://www.dgeg.pt/>, 2013.
- [9] A. P. do Ambiente, “Relatório do estado do ambiente 2013.” [http://apambiente.pt/\\_zdata/DESTAQUES/2013/REA\\_2013\\_Final\\_30dezembro.pdf](http://apambiente.pt/_zdata/DESTAQUES/2013/REA_2013_Final_30dezembro.pdf), Outubro 2013.
- [10] REN21, “Renewables 2014 global status report.” [http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014\\_fullreport\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_fullreport_lowres.pdf), 2014.
- [11] DGEG, “Renováveis-estatísticas rápidas.” <http://www.dgeg.pt/>, Maio 2014.
- [12] C. M. e Victor Baptista, “Hidroeléctricidade em portugal-memória e desafio,” tech. rep., REN-Rede Eléctrica Nacional S.A., Lisboa, Novembro 2002.
- [13] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*. Lisboa: IST Press, 2º ed., Dezembro 2007.
- [14] O. D. T. E. E. MINISTÉRIO DO AMBIENTE, “Decreto-lei n.º 153/2014,” Outubro 2014. 20.
- [15] D. da República, ed., N°35, 25 de Fevereiro 2013.
- [16] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis*, vol. 2º. Lisboa: ISTPRESS, agosto 2011.

- [17] C. Camus, "Gestão de energia - energia solar," tech. rep., Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Março 2006.
- [18] GreenPRO, "Energia fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação." <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>, Janeiro 2004.
- [19] C. N. Rodrigues, "Centrais solares fotovoltaicas ligadas à rede eléctrica," tech. rep., INETI-Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação. I.P., Agosto 2008. Provas de acesso à categoria de Investigador Auxiliar de Secção de Energia.
- [20] R. P. Braga, "Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e aplicações," Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Novembro 2008.
- [21] M. G. Villalva, "Energia solar fotovoltaica- conceitos e aplicações- sistemas conectados à rede eléctrica," tech. rep., São Paulo, 2012.
- [22] A. P. G. M. Jorge, "Estudo e implementação experimental de conversores ac/dc de onda sinusoidal," Master's thesis, Instituto Superior Técnico, Outubro 2009.
- [23] J. A. Pomilio, "Eletrónica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica," tech. rep., Campinas, Janeiro 2013.
- [24] I. 61727, "Photovoltaic (pv) systems - characteristics of the utility interface," Dezembro 2004.
- [25] N. Femia, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*. Taylor & Francis Group, 2013.
- [26] J. Morais, *Sistemas fotovoltaicos: da teoria à prática*. Porto: Engebook, 2009.
- [27] J. Fiorelli, "Supersizeit: How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance." [http://www.solren.com/articles/Solectria\\_Oversizing\\_Your\\_Array\\_July2013.pdf](http://www.solren.com/articles/Solectria_Oversizing_Your_Array_July2013.pdf), 2013.
- [28] Certiel, "Guia prático de instalações de micorprodução." [http://www.certiel.pt/c/document\\_library/get\\_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100](http://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100).
- [29] C. Energetico.net, "Benefícios fiscais da certificação energética (irs, imi e irc)." <http://certificadoenergetico.net/beneficios-fiscais-certificacao-energetica>.
- [30] A. R. de Sousa, *Análise Económica e Financeira de projectos*, vol. 2º. Lisboa: Instituto Superior de Ciências Sociais e Políticas, 2005.
- [31] QCELLS, "modules q.peak-g3." <http://www.q-cells.com/en/products/products/qpeak-g3.html>, Junho 2014.
- [32] Suntech, "modules stp275s-20/wem." [http://shangde.fanyacdn.com/imglibs/files/stp275s\\_wem\(mc4\\_275\\_270\\_265\).pdf](http://shangde.fanyacdn.com/imglibs/files/stp275s_wem(mc4_275_270_265).pdf), Junho 2014.

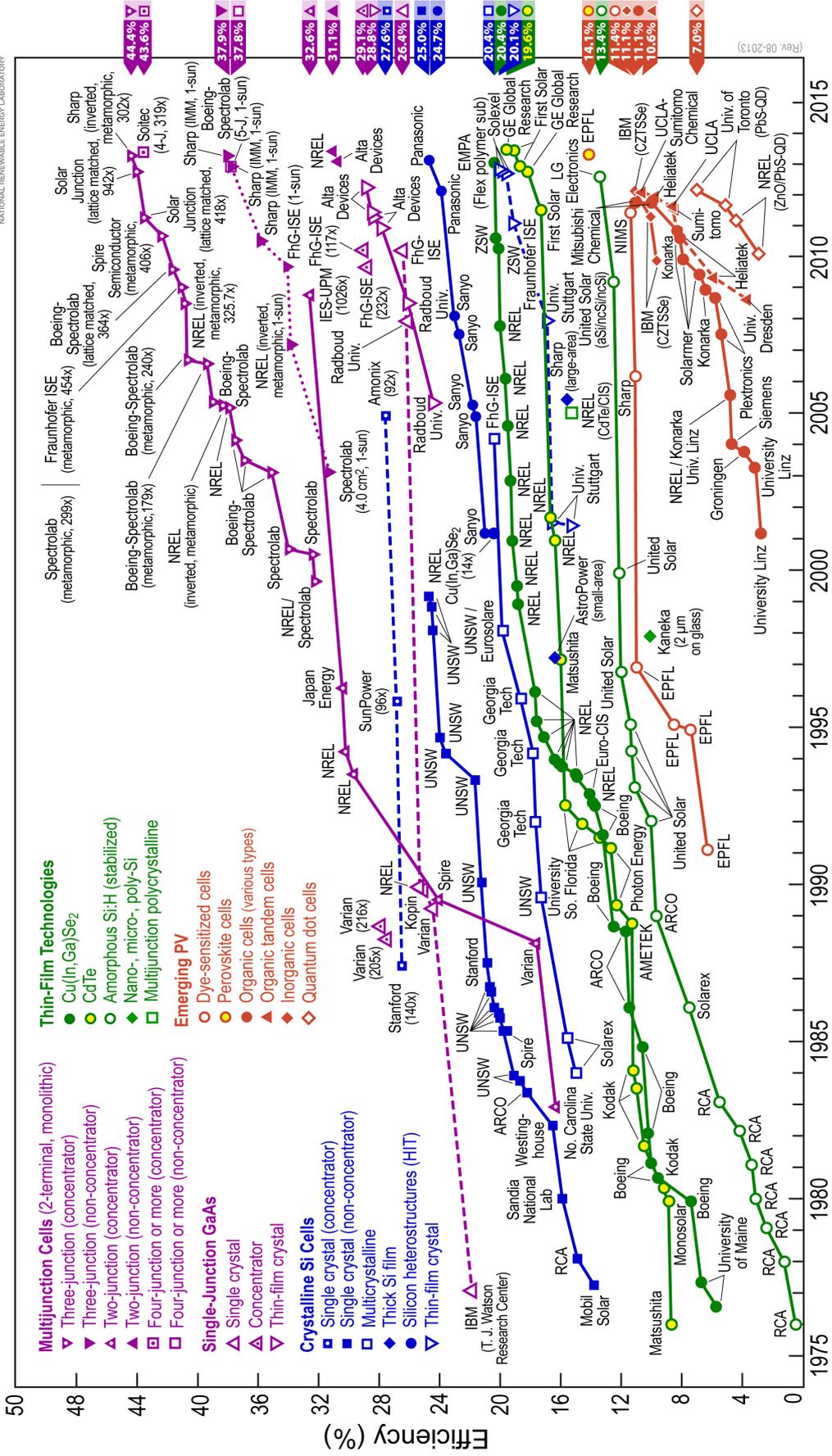
- [33] pvXchange. <http://www.pvxchange.com/priceindex>, Novembro 2014.
- [34] EMATsolar. <http://www.emat-de.com/prices>, Novembro 2014.
- [35] PVstore. <http://pvstore-europe.com/other-inverters/sma>, Novembro 2014.
- [36] G. Cable. <http://www.generalcable.pt/>, Novembro 2014.
- [37] CABELTE. <http://www.cabelte.pt/>, Novembro 2014.
- [38] A. I. Martins, "Método alternativo para a estimação do custo do capital próprio," Tech. Rep. nº19, ESGHT, Universidade do Algarve, 2010.
- [39] A. D. L. Tour, "What cost for photovoltaic modules in 2020?," Working Paper 13ME03, Interdisciplinary Institute for Innovation, Março 2013.
- [40] DGEG, "Miniprodução," despacho, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Dezembro 2013.





# **Rendimento das Tecnologias de conversão Solar Fotovoltaica**

# Best Research-Cell Efficiencies



# B

## Protecções contra descargas atmosféricas

Um sistema fotovoltaico, principalmente quando integrado em telhados, está exposto a descargas atmosféricas que podem causar sobretensões, o que pode gerar danos irreversíveis nos componentes que o constituem. Os sistemas fotovoltaicos não aumentam o risco do edifício ser atingido por uma descarga atmosférica. No entanto, a probabilidade de tal se suceder, é facto, e para isso é recomendado o dimensionamento de um sistema de protecção contra eventuais descargas. Se essa protecção já existe no edifício, o sistema fotovoltaico deverá ser ligado à mesma, caso contrário deverá ser projectado um sistema próprio. Para o ultimo caso recomenda-se a instalação de descarregadores de sobretensão no barramento DC da caixa de junção geral do gerador, e ainda o uso de aparelhos de protecção contra sobretensões no lado AC. Recomenda-se ainda, que o sistema fotovoltaico se encontre a uma distância mínima de segurança dos pára-raios, e estes tenham uma altura que garanta um raio de segurança acima do nível dos painéis, como mostra a figura B.1[18]. O raio de segurança segue o método da esfera fictícia, e depende da distância do sistema captor e da profundidade de penetração do raio. As diferentes classes de protecção respeitantes ao raio da esfera encontram-se na tabela B.1.

Tab. B.1: Protecção contra descargas atmosféricas: Método da esfera fictícia

Classe de Protecção	I	II	III	IV
R(m)(esfera fictícia)	20	30	45	60
d = Distância Sistema Captor (m)	p = Profundidade de penetração (m)			
2	0,03	0,02	0,01	0,01
3	0,06	0,04	0,03	0,02
4	0,10	0,07	0,04	0,04
5	0,16	0,10	0,07	0,05
10	0,64	0,42	0,28	0,21
15	1,46	0,95	0,63	0,47
20	2,68	1,72	1,13	0,84

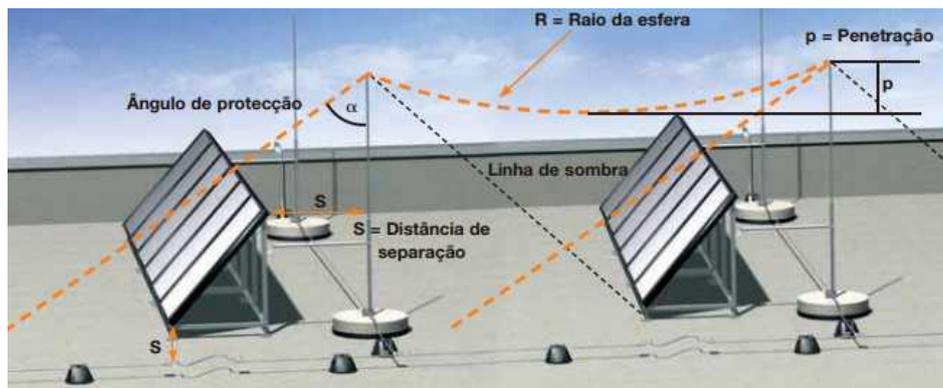


Fig. B.1: Sistema de protecção contra descargas atmosféricas nos painéis fotovoltaicos [? ].

### Descargas directas

Apesar da probabilidade de um edifício vir a ser atingido por um raio, ser pequena, é necessária prevenção dos sistemas fotovoltaicos, principalmente quando se encontram em locais expostos a descargas atmosféricas. Servem de exemplo os sistemas instalados nos telhados dos edifícios, uma vez que o gerador fotovoltaico, como uma estrutura que se projecta para além do telhado, constitui um ponto preferencial de impacto. Nestes casos, o sistema de protecção externo contra descargas atmosféricas deve compreender todo o equipamento e medidas para escoar a descarga, e seguir as regras de instalação prescritas no *Guia Técnico de Pára-Raios*, editado pela DGE (Direcção Geral de Energia). Descreve-se abaixo os equipamentos que o constituem:

- Dispositivo de captação (captor)
- Condutor de escoamento de descarga (condutor de cobre, com uma secção mínima de  $16\text{mm}^2$ )
- Sistema de ligação à terra (aterramento)

### Descargas indirectas

Cada impacto produzido por uma descarga atmosférica, cria efeitos indirectos na área circundante, até  $1\text{ Km}$  de distância. A probabilidade de um edifício sofrer efeitos indirectos de uma descarga atmosférica é superior à probabilidade de vir a sofrer uma descarga directa. Os efeitos indirectos, subsequentes, passam por acoplamentos: indutivo, capacitivo e galvânico, que geram regimes transitórios para os quais as instalações dos edifícios devem estar protegidas.

Um dos requisitos prévios, que consta na norma *IEC- 364-5-54 do Guia Técnico de Para-Raios*, passa pela ligação equipotencial dos condutores, estruturas metálicas dos módulos e estruturas de suporte, mesmo quando garantida a *classe II* de isolamento [18].

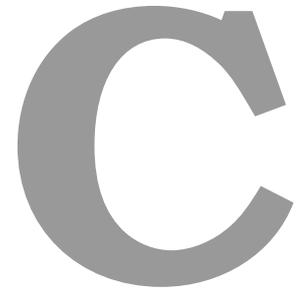
## **B.1 Ligação à terra**

A ligação à terra é imprescindível em qualquer instalação eléctrica, para a segurança das pessoas no caso de contactos directos com o sistema. Desta forma, todos o componentes sujeitos a corrente eléctrica devem ser ligados ao condutor de protecção ou de terra e encaminhado pelo caminho mais curto até ao eléctrodo terra que, por norma, se encontra subterrado. Os condutores de protecção dos geradores fotovoltaicos situados nos edifícios devem estar protegidos contra descargas atmosféricas ou, caso não tenham essa protecção, devem ter a mesma secção do cabo principal DC ou secção mínima de  $4 \text{ mm}^2$

Note-se que, tanto as canalizações de abastecimento de água e de gás, como os condutores neutro e de protecção, não poderão, sob alguma circunstância, ser usados como eléctrodos terra. O circuito de protecção deve ser constituído de acordo com os seguintes tipos [18]:

- Ligação ao sistema de protecção contra descargas atmosféricas do edifício;
- Ligação ao circuito de protecção de terra do edifício;
- Ligação a um eléctrodo de terra vertical ou inclinado colocado no mínimo a 0,8 metros de profundidade e a 1 metro das fundações.





## Características técnicas da ligação

Em termos de compatibilidade eléctrica e de segurança de pessoas e equipamentos, a ligação à rede eléctrica tem de respeitar as características técnicas que são especificadas na norma internacional IEC 61727 [? ]. Esta estipula que os inversores destinados a serem ligados à rede eléctrica, quando funcionam à potência nominal, não devem apresentar uma distorção harmónica total da corrente superior a 5%. A distorção harmónica total ( $THD^1$ ) é definida na norma por:

$$THD_x = \frac{1}{x_1} \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} x_n^2} \quad (C.1)$$

Sendo  $x_1$  o valor  $RMS^2$  da harmónica fundamental da tensão ou corrente e  $x_n$  o valor  $RMS$  da harmónica de ordem  $n$ .

A mesma norma define os limites de distorção na corrente eléctrica para cada harmónica, conforme os valores apresentados na tabela C.1.

Tab. C.1: Distorção da corrente por harmónica

Harmónicas Ímpares	Distorção
3 <sup>a</sup> à 9 <sup>a</sup>	< 4.0%
11 <sup>a</sup> à 15 <sup>a</sup>	< 2.0%
17 <sup>a</sup> à 21 <sup>a</sup>	< 1.5%
23 <sup>a</sup> à 33 <sup>a</sup>	< 0.6%
Harmónicas Pares	
2 <sup>a</sup> à 8 <sup>a</sup>	< 1%
10 <sup>a</sup> à 32 <sup>a</sup>	< 0.5%

<sup>1</sup>Total Harmonic Distortion, ou THD, de um sinal é uma medida do conteúdo harmónico que contribui para a sua distorção e é definida como a relação entre a soma de todos os componentes harmónicos relativamente à frequência fundamental

<sup>2</sup>Root Mean Square, valor médio quadrático, ou, valor eficaz, da tensão ou da corrente

Também de acordo com norma internacional *IEC 61727*, sabe-se que os tempos máximos de resposta para os inversores deixarem de entregar energia à rede, em função das perturbações da tensão e frequência da rede (situação de ilhamento), são os estipulados na seguinte tabela C.2.

**Tab. C.2:** Tempo máximo admissível para variações de tensão

Parâmetro	Tempo máximo de funcionamento	Valor do Parâmetro
Máximo da Tensão 1	2.0 s	230 + 10 %
Máximo da Tensão 2	0.05 s	230 + 35 %
Mínimo da Tensão 1	2.0 s	230 - 15 %
Mínimo da Tensão 2	0.1 s	230 - 50 %
Máximo de frequência	0.2 s	51 Hz
Mínimo de frequência	0.2 s	49 Hz

Para além das características do inversor, compatibilidade do sistema irá depender de outros valores, nomeadamente: a potência de instalação, capacidade da linha e a impedância do ponto de interligação.

O ponto de interligação é definido como o ponto da rede receptora onde se liga a extremidade do ramal que serve a instalação de produção. Outro factor que se deve ter em especial atenção são as variações de tensão na rede. Esta condição pode ser avaliada pelo cálculo do aumento de tensão no ponto de interligação, que segundo o *GTPIEE*, não deve ser superior a 1% [18].

Respeitando os critérios do *GTPIEE*, a potência total instalada numa rede de baixa tensão é limitada a 25% da potência nominal do transformador MT/BT que alimenta essa rede. Por exemplo, se uma rede BT for alimentada por um transformador cuja a potência nominal é 400 KVA, então a potência total máxima que pode ser instalada nessa rede BT é de 100 KVA.

Por sua vez, se for efectuada a ligação à rede em média tensão, é necessária a instalação de um novo transformador, que garanta particularmente a conversão de potência produzida pelo sistema. Esta situação proporciona um aumento considerável dos custos totais de investimento, e deve acontecer dentro dos seguintes requisitos, segundo a *GTPIEE* [18]:

$$S_n \leq 100 \text{KVA} \text{ e } S_{cc} \geq 20S_n \quad (\text{C.2})$$

## Protecção de interligação

Outro aspecto fundamental no processo de ligação à rede, é o dimensionamento dos componentes de protecção de interligação.

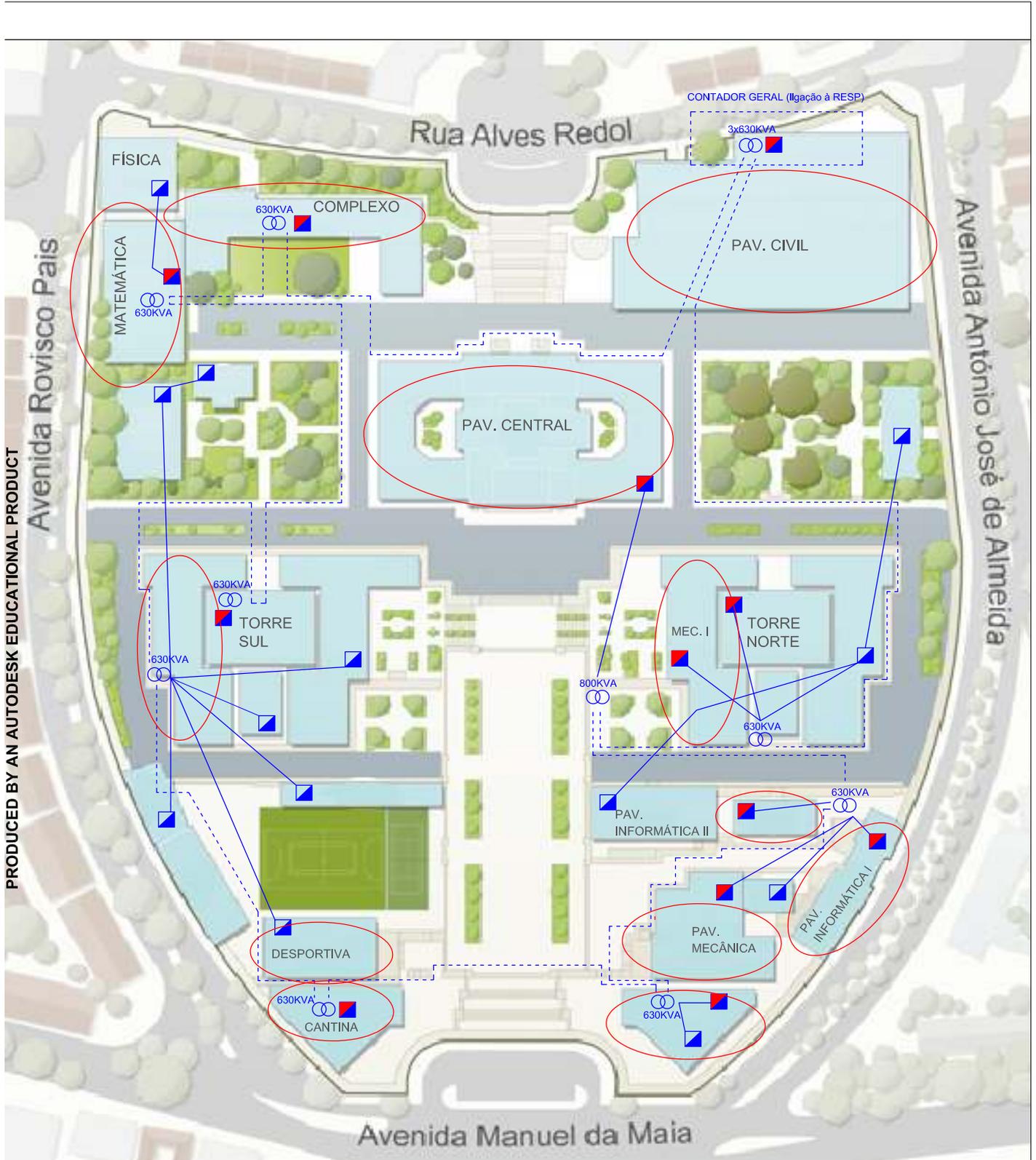
Existem vários tipos de sistemas de protecção, sendo o mais representativo de todos o *ENS/MSD*. Este integra um sistema de monitorização contínua da rede bem como a abertura automática dos aparelhos de corte à saída do inversor. O seu princípio de funcionamento consiste na medição da impedância do sistema, e na conseqüente detecção de falhas de potência devido à sua abrupta variação. A impedância do sistema vista pelo inversor, é resultado do somatório da impedância do ramal AC e da impedância do ponto de interligação. Esta última, é verificada através de um instrumento adaptado para medir a resistência do circuito entre a fase L e o condutor Neutro N.

Este dispositivo permite a detecção: de picos de tensão e de frequência da linha, de defeitos de isolamento ou de terra, e falhas na ligação da rede. Assim que algum defeito desta ordem é detectado o sistema de protecção efectua a abertura automática dos interruptores [18].





*Campus IST Alameda*  
**Modelo de Ligação do sistema à Rede  
do Campus**

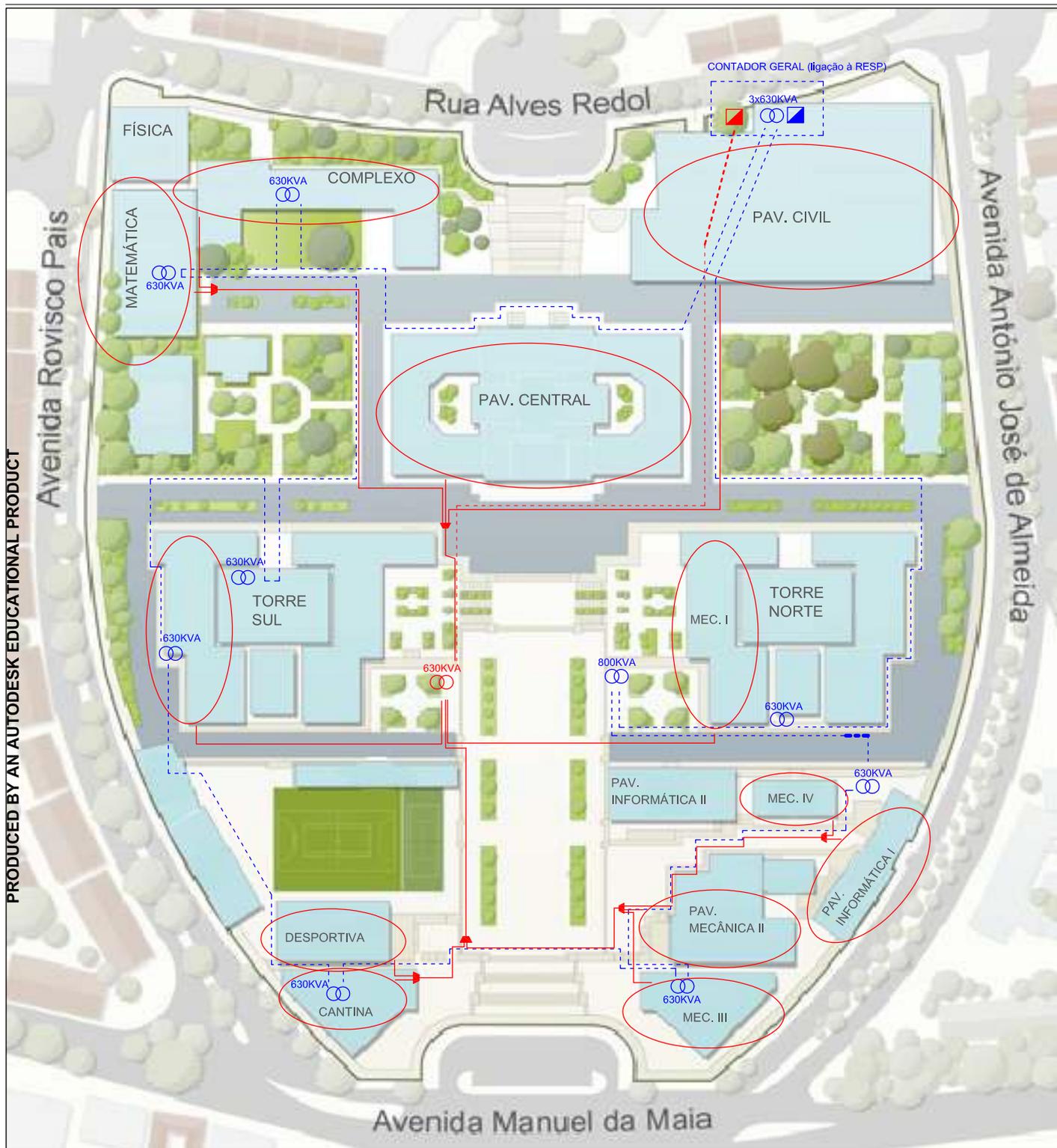


PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

**LEGENDA:**

- Grupo gerador fotovoltaico
- Transformador (rede de consumo)
- Transformador (sistema fotovoltaico)
- QGBT (sistema fotovoltaico e consumo)
- QGBT (rede de consumo)
- Cabos de média tensão
- Cabos de baixa tensão

<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos Campi dos IST.		<b>TÉCNICO</b> LISBOA
PROJETOS	AutoBT	
MODELO DE LIGAÇÃO	Ligação aos QGMT dos Pavilhões	



PRODUCED BY AN AUTODESK EDUCATIONAL PRODUCT

**LEGENDA:**

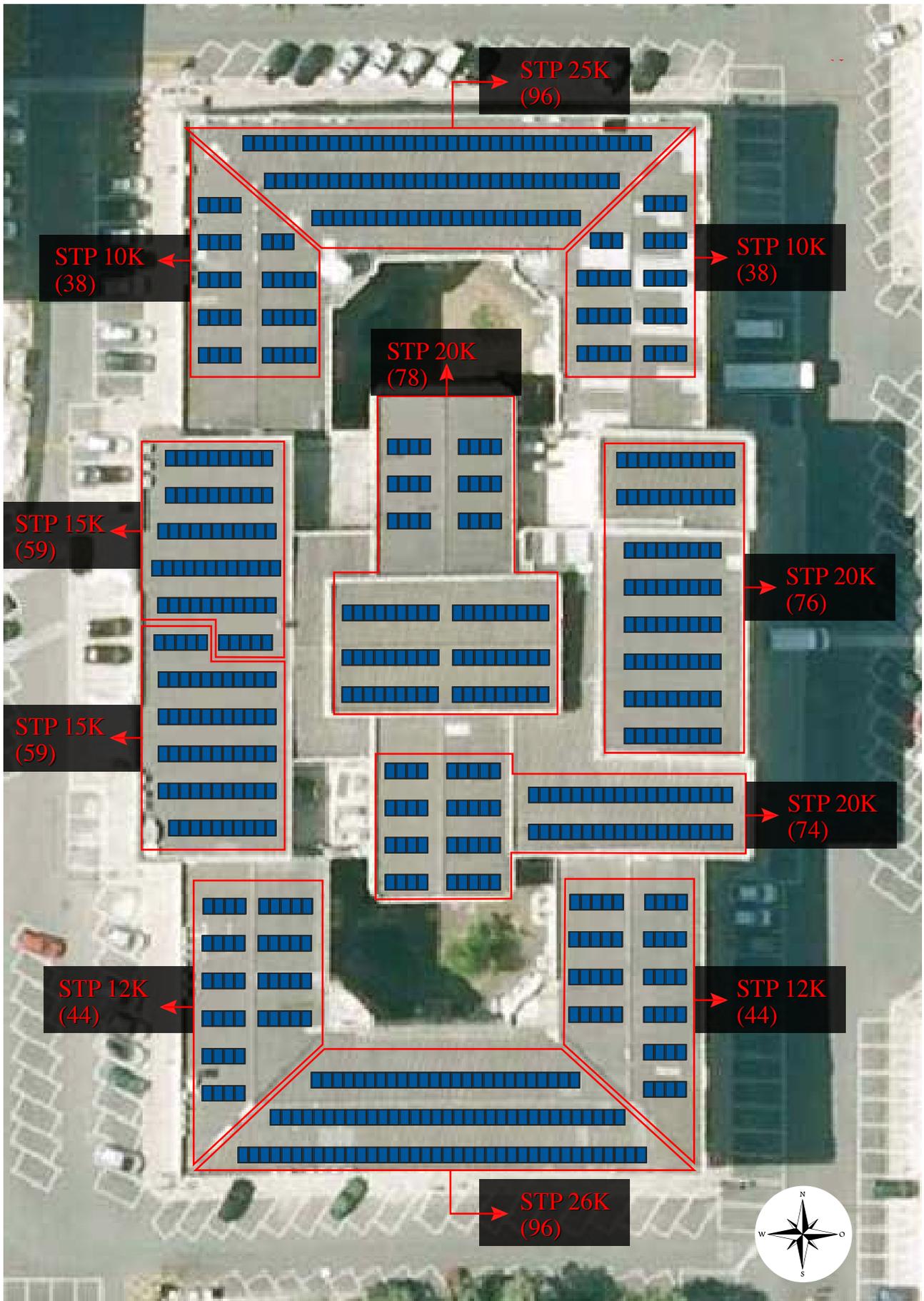
- Grupo gerador fotovoltaico
- Transformador (rede de consumo)
- Transformador (sistema fotovoltaico)
  
- - QGMT (sistema fotovoltaico)
- - QGMT (rede de consumo)
- - - - - Cabos de média tensão
- — — — Cabos de baixa tensão

<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		<b>TÉCNICO LISBOA</b>
PROJETOS	AutoMT e RGeneral	
MODELO DE LIGAÇÃO	Ligação ao QGMT do Pavilhão de Civil	

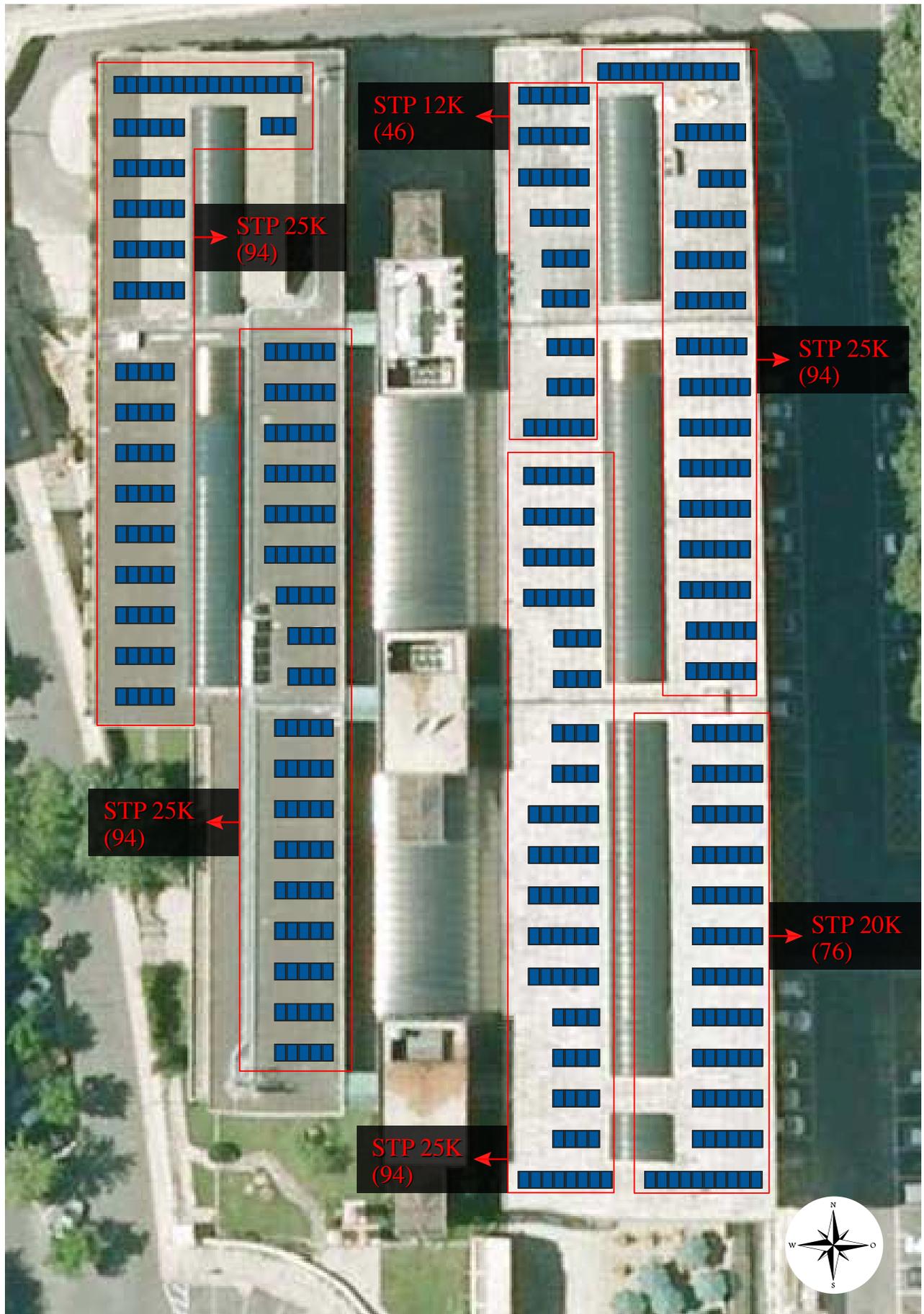




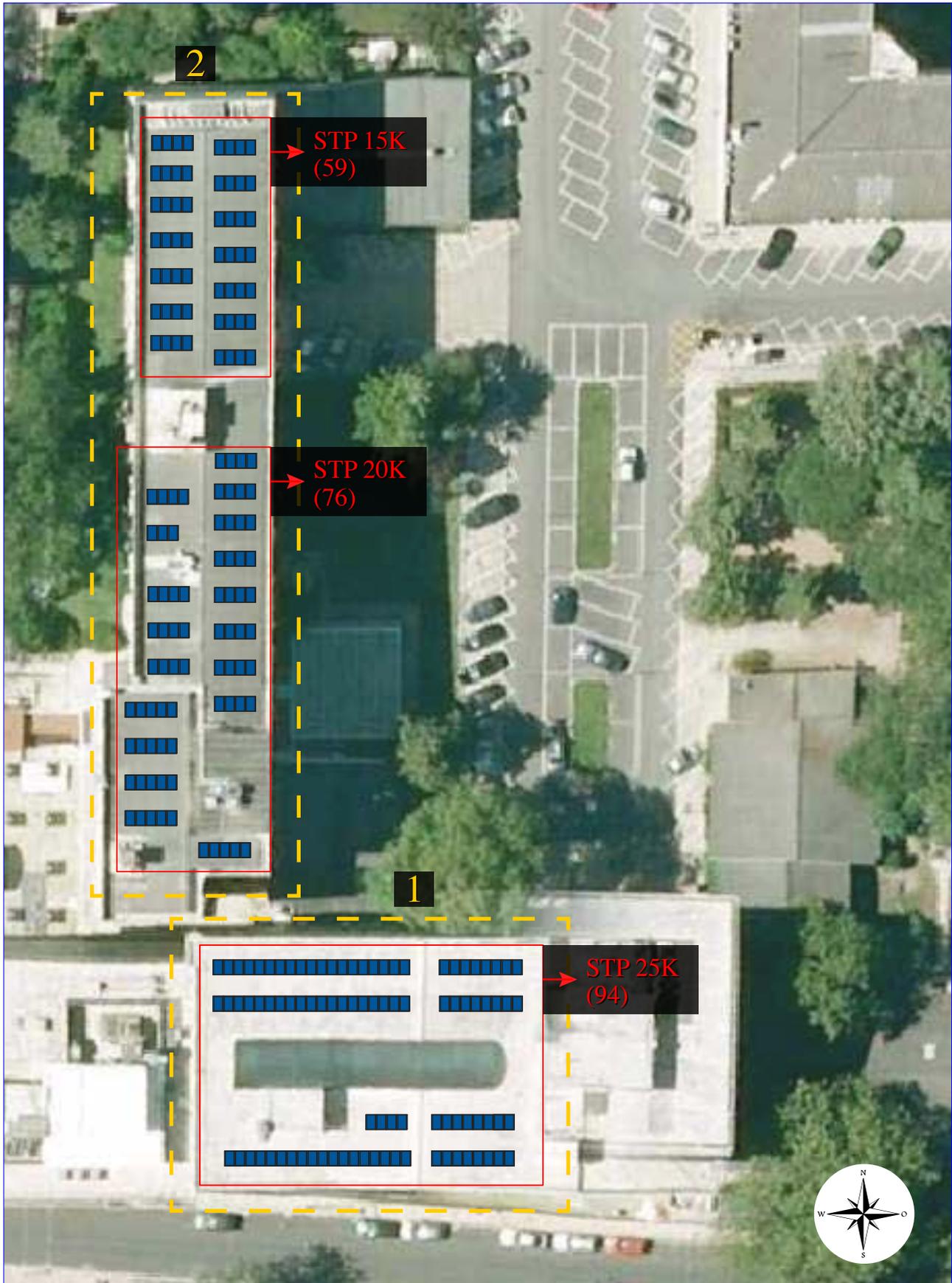
*Campus IST Alameda*  
**Disposição dos módulos e inversores**



<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		 <b>TÉCNICO LISBOA</b>
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Pavilhão central / IST:Alameda	ESCALA 1/500
LEGENDA	Inversor (nº de módulos)	[STP = Sunny TriPower Inverter]

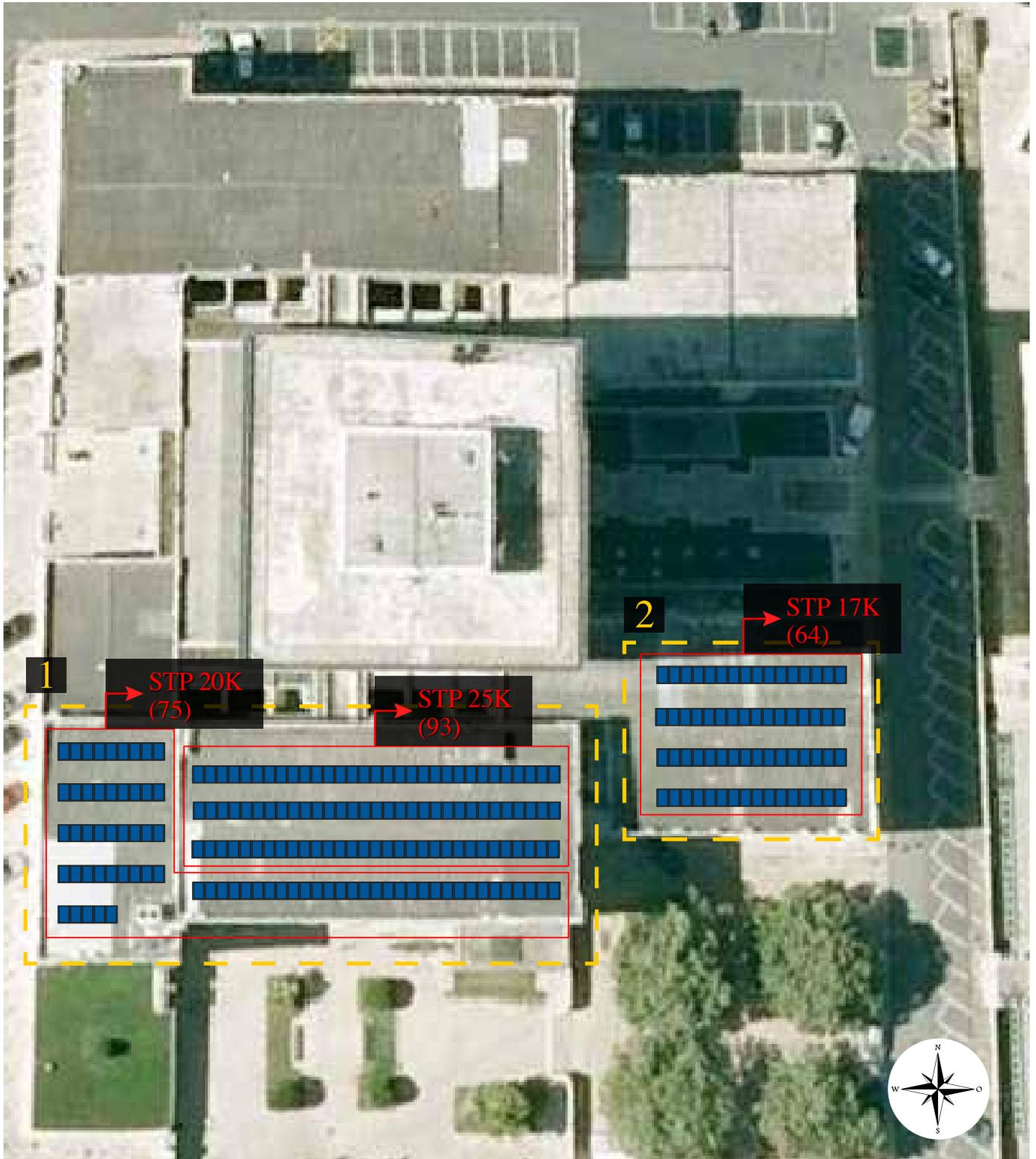


<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos Campi dos IST.		 <b>TÉCNICO LISBOA</b>
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Pavilhão civil / IST:Alameda	ESCALA 1/450
LEGENDA	Inversor (nº de módulos) [STP = Sunny TriPower Inverter]	



- 1 - Pavilhão Matemática
- 2 - Pavilhão Interdisciplinar

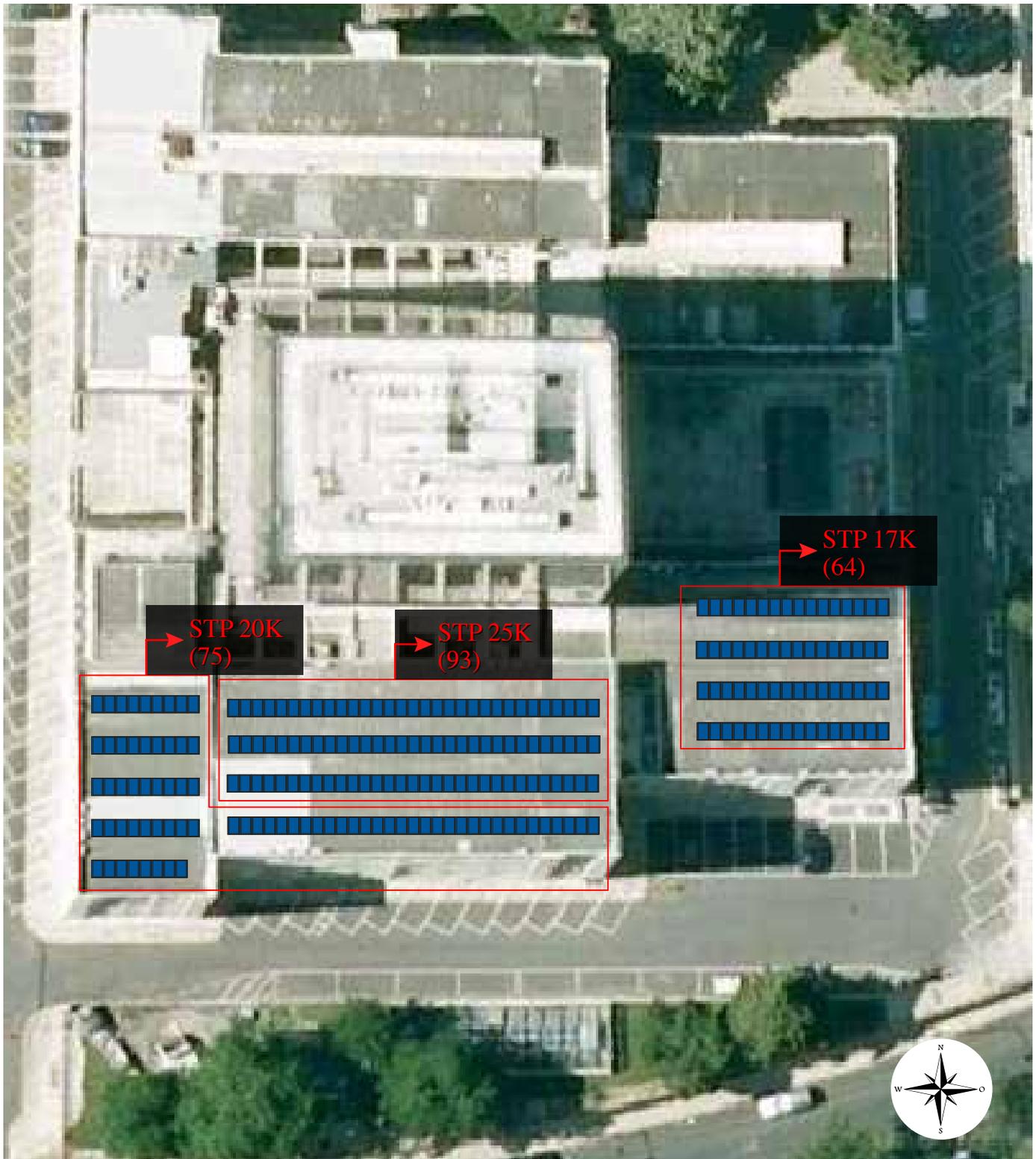
<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		 <b>TÉCNICO LISBOA</b>
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Complexo interdisciplinar / IST Alameda	ESCALA 1/500
LEGENDA	Inversor (nº de módulos) [STP = Sunny TriPower Inverter]	



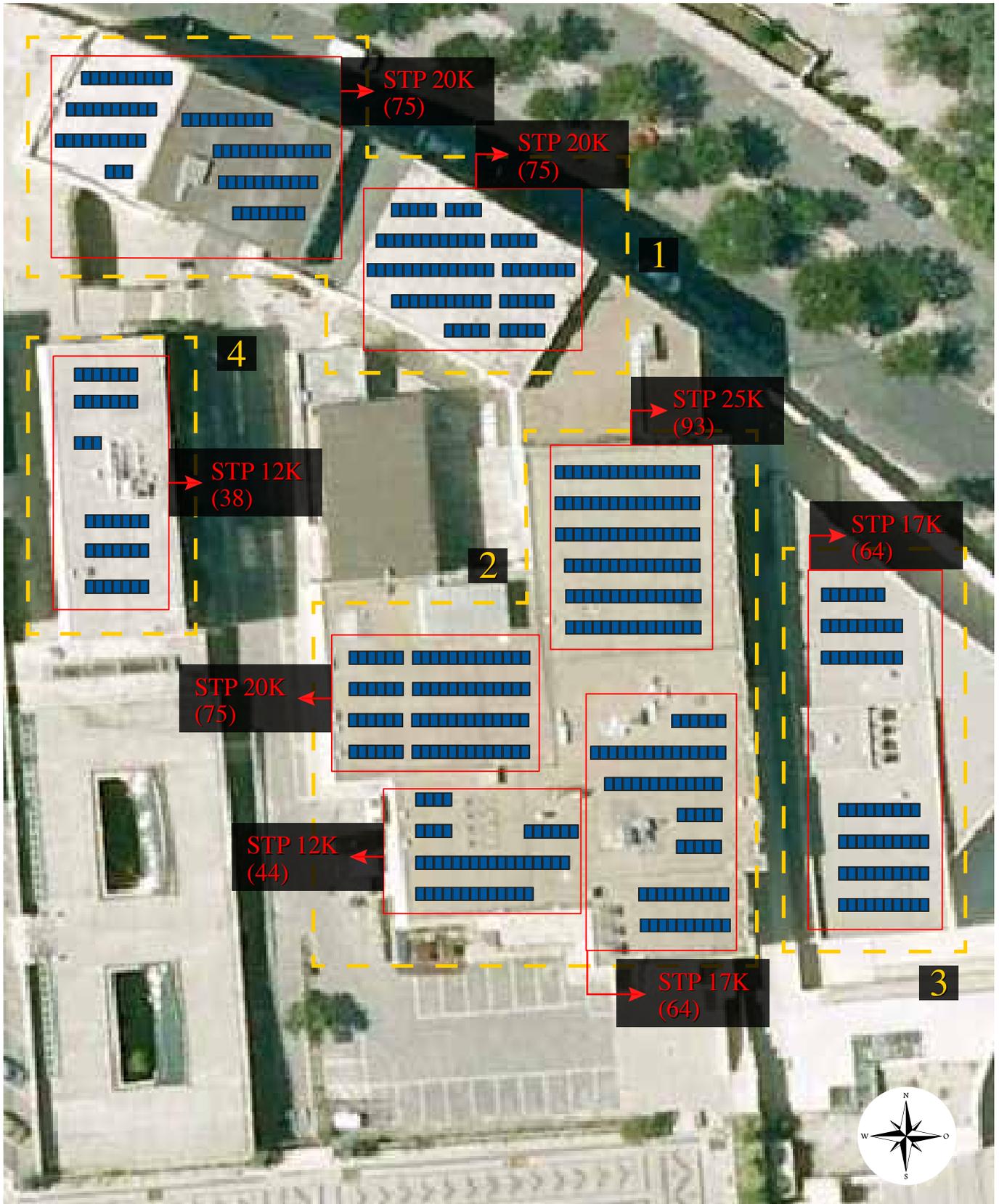
<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		 <b>TÉCNICO LISBOA</b>
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Pavilhão Norte / IST Alameda	ESCALA 1/500
LEGENDA	Inversor (nº de módulos) [STP = Sunny TriPower Inverter]	

1 - Pavilhão Mecânica I

2 - Torre Norte

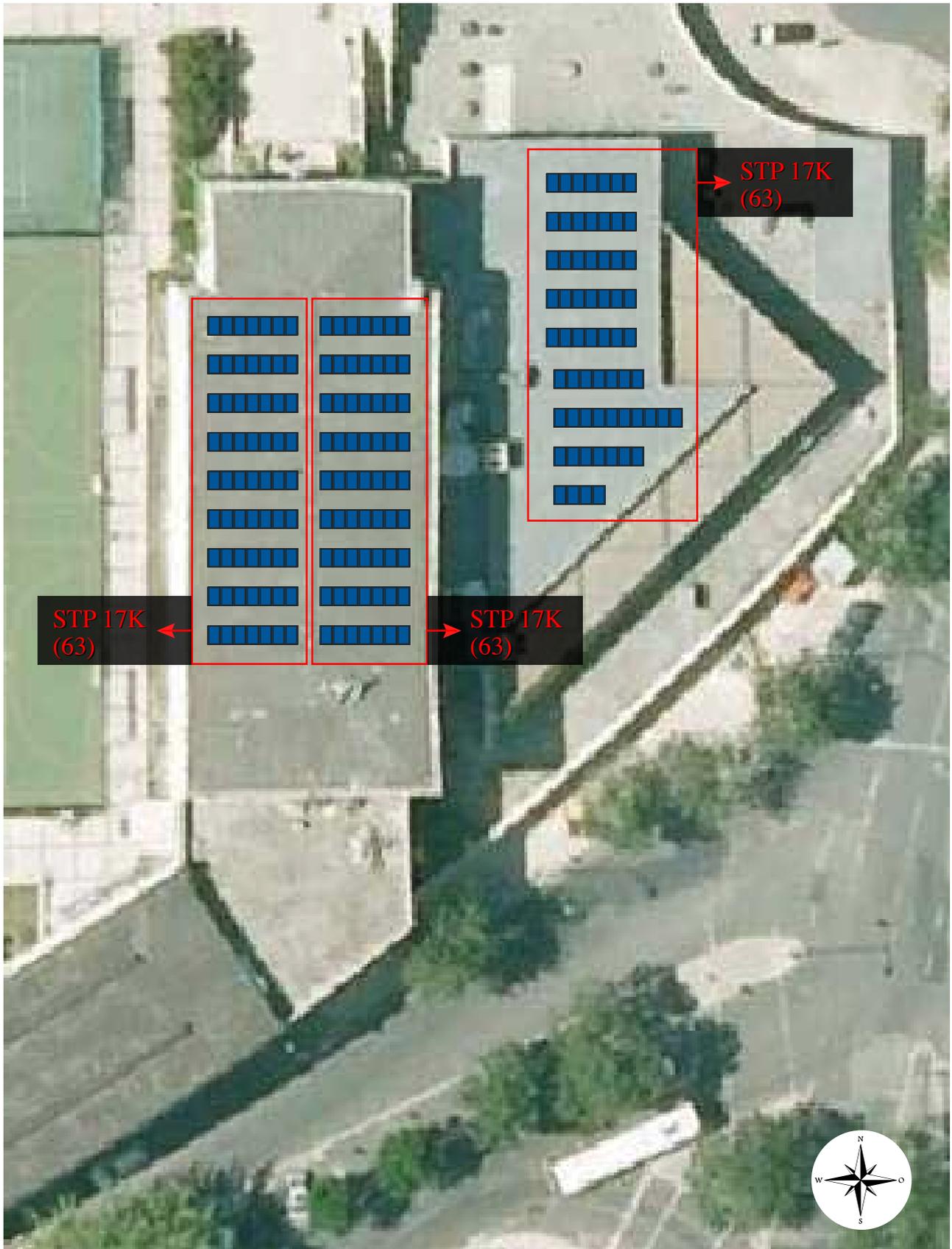


INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		 <b>TÉCNICO</b> LISBOA
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Pavilhão Sul / IST Alameda	ESCALA 1/500
LEGENDA	Inversor (nº de módulos) [STP = Sunny TriPower Inverter]	

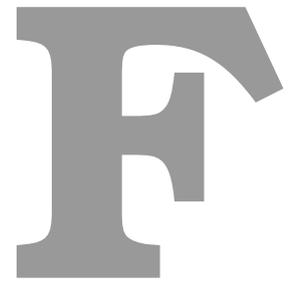


<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		 <b>TÉCNICO LISBOA</b>
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Pav. Mecânica e Informática / IST Alameda	ESCALA 1/500
LEGENDA	Inversor (nº de módulos)	[STP = Sunny TriPower Inverter]

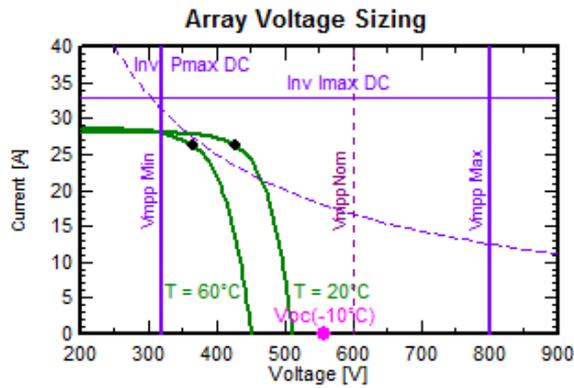
- 1 - Pavilhão Informática I
- 2 - Pavilhão Mecânica II
- 3 - Pavilhão Mecânica III
- 4 - Pavilhão Mecânica IV



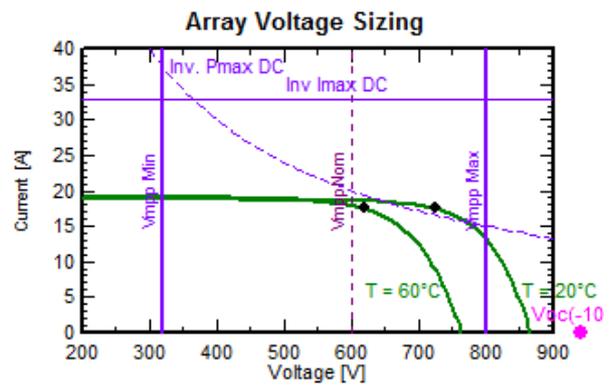
<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	Pavilhão cantina / IST:Alameda	ESCALA 1/400
LEGENDA	Inversor (nº de módulos) [STP = Sunny TriPower Inverter]	



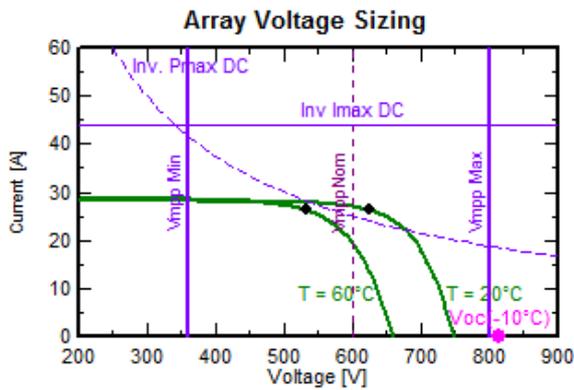
## **Configuração dos inversores**



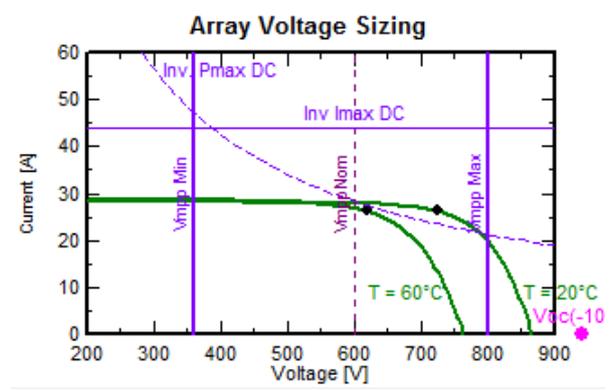
(a) STP10 KW:(3 fileiras de 13 módulos Q.PEAK)



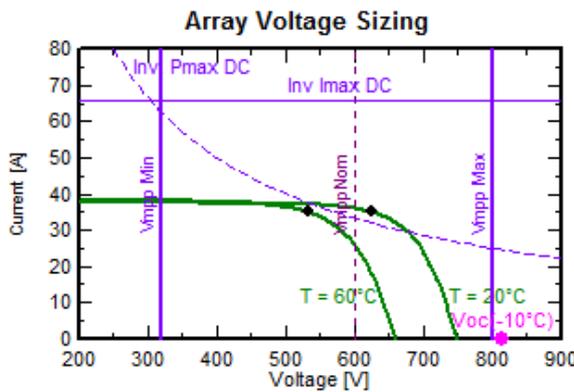
(b) STP12 KW:(2 fileiras de 22 módulos Q.PEAK)



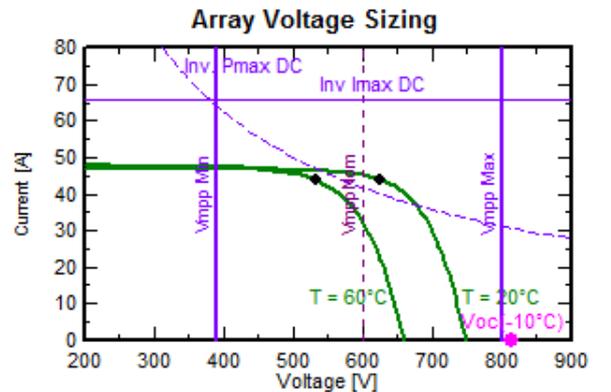
(c) STP15 KW:(2 fileiras de 20 e 1 de 19 módulos Q.PEAK)



(d) STP17 KW:(2 fileiras de 22 e 1 de 23 módulos Q.PEAK)



(e) STP20 KW:(2 fileiras de 18 e 2 de 21 módulos Q.PEAK)



(f) STP25 KW:(3 fileiras de 18 e 2 de 21 módulos Q.PEAK)



*Campus IST Alameda*  
**Dimensionamento dos Cabos**

## CABOS – Projecto AutoBT

cabos		AC								MT	
		DC	4(mm2)	6(mm2)	16(mm2)	35(mm2)	50(mm2)	70(mm2)	95(mm2)		120(mm2)
comprimentos (m)	Pav. Central		220	20	0	0	0	95	0	0	270
	Pav. Civil		200	20	0	0	100	0	0	0	
	Pav. Complexo		100	10	50	0	0	0	0	0	
	Pav. Matemática		100	50	0	0	0	0	0	0	
	Torre Norte		50	100	0	0	0	0	0	0	
	Torre Sul		100	10	0	100	0	0	0	0	
	Pav. Mecânica I		100	80	0	0	0	0	0	0	
	Pav. Mecânica II		200	50	0	0	160	0	0	0	
	Pav. Mecânica III		50	50	0	0	0	0	0	0	
	Pav. Mecânica IV		50	140	0	0	0	0	0	0	
	Pav. Informat.1		100	100	100	0	0	0	0	0	
	Cantina		100	60	150	0	0	0	0	0	
	<b>Total (m)</b>	<b>IST</b>		<b>1370</b>	<b>690</b>	<b>300</b>	<b>100</b>	<b>260</b>	<b>95</b>	<b>0</b>	

Modelo	XV									Total
	TUV 4	XV 4G6	XV 3x16+10	XV 3x35+16	3x50+25	XV 3x70+35	XV 3x95+50	XV 3x120+70	LXHIOV	
preço €/m	1,50	4,26	9,72	19,99	27,89	39,44	54,30	70,23	85,86	0
custo €	2055	2943	2915	1999	7251	3747	0	0	0	20909
Valas €			0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20909</b>										

## CABOS – Projectos AutoMT e RGeral

cabos		Secções								MT	
		DC	4(mm2)	6(mm2)	16(mm2)	35(mm2)	50(mm2)	70(mm2)	95(mm2)		120(mm2)
comprimentos (m)	Pav. Central		220	20	0	0	0	95	0	0	270
	Pav. Civil		200	20	0	0	0	0	170	0	
	Pav. Complexo		100	10	50	0	0	0	0	0	
	Pav. Matemática		100	50	0	0	0	160	0	0	
	Torre Norte		50	100	0	0	0	0	0	0	
	Torre Sul		100	10	150	0	0	0	0	0	
	Pav. Mecânica I		100	80	0	0	120	0	0	0	
	Pav. Mecânica II		200	50	0	0	0	0	0	0	
	Pav. Mecânica III		50	50	0	0	0	68	90	0	
	Pav. Mecânica IV		50	140	0	89	0	0	0	0	
	Pav. Informat.1		100	100	0	0	0	0	0	0	
	Cantina		100	10	0	100	0	0	0	0	
	<b>Total (m)</b>	<b>IST</b>		<b>1370</b>	<b>640</b>	<b>200</b>	<b>189</b>	<b>120</b>	<b>323</b>	<b>260</b>	

Modelo	XV									Total
	TUV 4	XV 4G6	XV 3x16+10	XV 3x35+16	3x50+25	XV 3x70+35	XV 3x95+50	XV 3x120+70	LXHIOV	
preço €/m	1,50	4,26	9,72	19,99	27,89	39,44	54,30	70,23	47,80	0
custo €	2055	2729	1943	3777	3347	12739	14118	0	12.906	53614,9
Valas €			7772	151096	13387	50957	56473	0	51624	195322,25
<b>248937,163</b>										

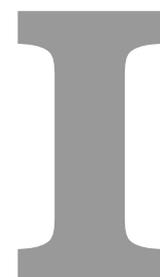


*Campus IST Alameda*  
**Componentes e serviços para Ligação à  
Rede**

## Tabelas Custo de Ligação à Rede

Projecto AutoBT	
Pontos de interligação	c/ espaço para ampliação
<b>12 x Quadros modulares:</b>	540,00 €
Efacec NORMAFIX 400V	
<b>12 x contadores:</b>	
ITRON ACE SL 7000 com telecontagem	
<b>total:</b>	6.480,00 €
<b>Ligação à RESP:</b>	2.400,00 €
Contador bidireccional ITRON ACE6000	
<b>Total</b>	<b>8.880,00€</b>

Projecto AutoMT / Projecto RGeneral		
Postos de transformação	S/ espaço para ampliação	c/ espaço para ampliação
<b>Quadro modular:</b>	57.620,00 €	56.072,00 €
NORMAFIX 10KV-630 A-16kA		
<b>Contador:</b>		
ITRON com telecontagem		
<b>Transformador:</b>		
Transformador do tipo "Hermético", de 800 kVA ; 10.000/ 420-243 V, de acordo com as normas CEI,, equipado com relé DGPT2.		
<b>Alimentação externa:</b>		
UPS WHAD EXT 3000, 3000VA de 230VAc, destinada a alimentar o motor do disjuntor, o relé de interligação e a Bobine de Disparo por Falta de Tensão		
<b>Aberturas de valas:</b>	6.000,00 €	0,00 €
Execução da vala de assentamento do edifício pré-fabricado da minigeração, a executar junto do PT existente.		
<b>Interligação</b>	8.000,00 €	0,00 €
Execução dos trabalhos de alteração do ramal EDP (≈10 metros); Fornecimento e montagem de 1 Conjunto de cabos LXHIOZ1 (be) 120mm2 18/30kV (≈12 metros), para ligação entre a nova cela Entrada/Saída de ampliação do QMT existente no PTConsumo e a cela de entrada do PT de Minigeração.	1.500,00 €	1.500,00 €
<b>Cela:</b>	0,00 €	3.500,00 €
Fornecimento de Cela de Média Tensão, da gama Normafix36kV, tipo IS (Entrada/Saída), para ampliar QMT do PT de Consumo existente.		
<b>Relé de Autoconsumo:</b>	2.813,00 €	2.813,00 €
Relé F650 para protecção e monitorização de consumo em vários barramentos		
<b>total</b>	<b>75.933,00 €</b>	<b>63.885,00 €</b>



*Campus IST Alameda*  
**Registos de Actividade Financeira**

## Registo de actividade Financeira no tempo de vida útil do **Projecto AutoBT**

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Eficiências dos módulos		0,98	0,97	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,83	
Energia produzida (MWh)		1167	1157	1148	1138	1128	1118	1108	1098	1088	1078	1068	1058	1048	1038	1028	1018	1008	998	988	978	968	958	948	938	928	
<b>Campus Alameda</b>																											
Consumo médio Anual (MWh)		11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673
Tarifa média de consumo(€/MWh)		86	89	91	94	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	115	116	117	118	
Preço consumo Anual (+IVA) (K€)		1315	1352	1390	1429	1470	1484	1498	1512	1526	1541	1555	1570	1585	1600	1615	1630	1646	1662	1677	1693	1709	1726	1742	1759	1776	
<b>Autoconsumo</b>																											
Parcela de autoconsumo		10,0%	9,7%	9,6%	9,6%	9,5%	9,4%	9,3%	9,3%	9,2%	9,1%	9,1%	9,0%	8,9%	8,9%	8,8%	8,8%	8,7%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	8,3%		
Poupança (K€)		160	160	163	166	168	168	169	170	170	170	170	170	170	172	172	173	173	173	175	176	176	178	178	178	178	
<b>Cálculo Financeiro</b>																											
Cash Flow de Investimento (K€)	882,63																										
Seguro (K€)		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Custos de O&M (K€)		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
Amortização do Exercício (K€)		221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	221	
Resultado Operacional (K€)		-80	-80	-77	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	
Matéria Colectável (K€)		0	0	0	0	0	0	146	150	151	151	151	151	151	152	152	154	154	154	155	157	157	158	158	158	158	
Impostos Sobre lucros (K€)		0	0	0	0	0	0	39	40	40	40	40	40	40	40	41	41	41	41	41	42	42	42	42	42	42	
Resultado Líquido (K€)		-80	-80	-77	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-75	
<b>Cash Flow's</b>																											
Cash Flow de Exploração (K€)		141	141	143	146	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	
Cash Flow de Financiamento (K€)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CashFlow de Projecto (K€)		-883	141	143	146	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	
Cash Flow acumulado (K€)		-883	-742	-601	-458	-312	-163	-14	97	207	318	429	539	650	761	873	985	1.098	1.212	1.325	1.439	1.554	1.669	1.785	1.902	2.018	

## Registo de actividade Financeira no tempo de vida útil do **Projecto AutoMT**

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Eficiência dos módulos	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,83	
Energia produzida (MWh)	1167	1134	1125	1115	1105	1095	1086	1086	1086	1076	1066	1057	1047	1037	1037	1027	1027	1018	1008	1008	1008	998	998	988	979	969	
<b>Campus Alameda</b>																											
Consumo médio Anual (MWh)	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673
Tarifa média de consumo(€/MWh)	86	89	91	94	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	115	116	117	118	118	
Preço consumo Anual (+IVA) (K€)	1315	1352	1390	1429	1470	1484	1498	1512	1526	1541	1555	1570	1585	1600	1615	1630	1646	1662	1677	1693	1709	1726	1742	1759	1776	1776	
<b>Autoconsumo</b>																											
Parcela de autoconsumo	10,0%	9,7%	9,6%	9,6%	9,5%	9,4%	9,3%	9,3%	9,2%	9,1%	9,1%	9,0%	8,9%	8,9%	8,8%	8,8%	8,7%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	8,3%	
Poupança (K€)	160	160	163	166	168	168	168	169	170	170	170	170	170	170	172	172	173	173	173	175	176	176	178	178	178	178	
<b>Cálculo Financeiro</b>																											
Cash Flow de Investimento (K€)	1166																										
Seguro (K€)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Custos de O&M (K€)	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Amortização do Exercício (K€)	291	291	291	291																							
Resultado Operacional (K€)	-157	-157	-154	-152	143	143	143	144	144	144	145	145	145	146	146	148	148	148	148	149	150	151	152	152	152	152	
Matéria Colectável (K€)	0	0	0	0	0	0	0	144	144	144	144	145	145	146	146	148	148	148	149	150	151	152	152	152	152	152	
Impostos Sobre lucros (K€)	0	0	0	0	0	0	0	38	38	38	38	38	38	39	39	39	39	39	39	40	40	40	40	40	40	40	
Resultado Líquido (K€)	-157	-157	-154	-152	143	143	143	143	143	143	146	146	146	147	147	148	148	149	149	150	151	152	152	152	152	152	
<b>Cash Flow's</b>																											
Cash Flow de Exploração (K€)	134	135	137	140	143	143	143	143	143	146	146	146	146	146	147	148	148	149	149	150	151	152	152	152	152	152	
Cash Flow de Financiamento (K€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CashFlow de Projecto (K€)	-1166	134	137	140	143	143	143	143	143	146	146	146	146	147	147	148	148	149	149	150	151	152	152	152	152	152	
Cash Flow acumulado (K€)	-1166	-1.031	-897	-760	-620	-477	-334	-191	-85	21	127	233	340	446	553	661	769	878	986	1.096	1.207	1.317	1.429	1.541	1.652	1.764	

## Registo de actividade Financeira no tempo de vida útil do Projecto RGeneral

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Eficiências dos módulos		0,98	0,97	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,83	
Tarifa (€/MWh)		59	60	62	64	66	68	70	72	74	77	79	81	84	86	89	91	94	97	100	103	106	109	112	116	119	
<b>Inputs</b>																											
Energia produzida (MWh)		1167	1157	1148	1138	1128	1118	1108	1108	1098	1088	1078	1068	1058	1058	1048	1048	1038	1028	1028	1028	1019	1019	1009	999	989	
Receita (K€)		69	70	71	73	75	76	78	80	82	83	85	87	89	91	93	96	98	100	103	106	108	111	113	116	118	
<b>Outputs</b>																											
Seguro (K€)		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Custos de O&M (K€)		23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
<b>Cálculo Financeiro</b>																											
Cash Flow de Investimento (K€)																											
Amortização do Exercício (K€)		291	291	291	291																						
Resultado Operacional (K€)		-249	-247	-246	-244	49	50	52	54	56	58	59	61	63	66	67	70	72	74	77	80	82	86	88	90	92	
Matéria Colectável (K€)		0	0	0	0	0	0	0	0	56	58	59	61	63	66	67	70	72	74	77	80	82	86	88	90	92	
Impostos Sobre Lucros (K€)		0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	16	16	17	17	18	19	19	20	20	21	22	23	23	24	24	
Resultado Líquido (K€)		-249	-247	-246	-244	49	50	52	54	41	42	44	45	46	48	50	52	53	55	57	59	61	63	65	66	68	
<b>Cash Flows</b>																											
Cash Flow de Exploração (K€)		43	44	46	47	49	50	52	54	41	42	44	45	46	48	50	52	53	55	57	59	61	63	65	66	68	
Cash Flow de Financiamento (K€)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CashFlow de Projecto (K€)		-1.166	43	44	46	47	49	50	52	54	41	42	44	45	46	48	50	52	53	55	57	59	61	63	65	66	68
Cash Flow acumulado (K€)		-1.166	-1.123	-1.078	-1.033	-985	-936	-886	-834	-780	-738	-696	-652	-607	-561	-513	-463	-412	-359	-304	-247	-189	-128	-65	-1	66	134

# J

*Campus IST Tagus Park*  
**configuração dos Módulos, Inversores e  
Ligação à Rede**



<b>INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO DE LISBOA</b> Estudo da Incorporação de Energias Renováveis nos <i>Campi</i> dos IST.		 <b>TÉCNICO LISBOA</b>
LOCAL DO IMPLEMENTAÇÃO	<i>Campus</i> Tagus Park	ESCALA 1/750
LEGENDA	Inversor (nº de módulos)	[STP = Sunny TriPower Inverter]

## Custo de Ligação à Rede -Tagus Park

Postos de transformação	S/ espaço para ampliação	c/ espaço para ampliação
<b>Quadro modular:</b>		
NORMAFIX 10KV-630 A-16kA		
<b>Contador:</b>		
ITRON com telecontagem		
<b>Transformador:</b>		
Transformador do tipo "Hermético", de 160 kVA ; 10.000/ 420-243 V, de acordo com as normas CEI,, equipado com relé DGPT2.	27.520,00 €	25.972,00 €
<b>Alimentação externa:</b>		
UPS WHAD EXT 3000, 3000VA de 230VAc, destinada a alimentar o motor do disjuntor, o relé de interligação e a Bobine de Disparo por Falta de Tensão		
<b>Aberturas de valas:</b>		
Execução da vala de assentamento do edifício pré-fabricado da minigeração, a executar junto do PT existente.	6.000,00€	0,00 €
<b>Interligação</b>		
Execução dos trabalhos de alteração do ramal EDP (≈10 metros);	8.000,00€	0,00 €
Fornecimento e montagem de 1 Conjunto de cabos LXHIOZ1(be) 120mm2 18/30kV (≈12 metros), para ligação entre a nova cela Entrada/Saída de ampliação do QMT existente no PTConsumo e a cela de entrada do PT de Minigeração.	1.500,00€	1.500,00€
<b>Cela:</b>		
Fornecimento de Cela de Média Tensão, da gama Normafix36kV, tipo IS (Entrada/Saída), para ampliar QMT do PT de Consumo existente.	0,00 €	3.500,00€
<b>total</b>	43.020,00 €	30.972,00 €





*Campus IST Tagus Park*  
**Registos de Actividade Financeira**

Registo de actividade Financeira no tempo de vida útil do projecto **AutoTagus**

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Eficiência dos módulos	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,83	
Energia produzida (MWh)	167	162	161	159	158	157	155	155	154	152	151	150	148	148	147	147	145	144	144	144	144	143	143	141	140	138	
<b>Campus Alameda</b>																											
Consumo médio Anual (MWh)	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673	11673
Tarifa média de consumo(€/MWh)	86	89	91	94	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	110	111	112	113	115	116	117	118	
Preço consumo Anual (+ IVA) (K€)	1286	1323	1361	1400	1441	1454	1469	1483	1497	1511	1526	1541	1556	1571	1586	1601	1617	1632	1648	1664	1680	1697	1713	1730	1746		
<b>Autoconsumo</b>																											
Poupança (K€)	23	23	23	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
<b>Cálculo Financeiro</b>																											
Cash Flow de Investimento (K€)	-158,5																										
Seguro (K€)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Custos de O&M (K€)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Amortização do Exercício (K€)	40	40	40	40																							
Operacional (K€)	-20	-20	-20	-19	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22	
Matéria Colectável (K€)	0	0	0	0	0	0	2	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22	
Impostos Sobre lucros (K€)	0	0	0	0	0	0	1	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Resultado Líquido (K€)	-20	-20	-20	-19	21	21	20	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
<b>Cash Flow's</b>																											
Cash Flow de Exploração (K€)	19	19	20	20	21	21	20	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
Cash Flow de Financiamento (K€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CashFlow de Projecto (K€)	-158	19	20	20	21	21	20	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
Cash Flow acumulado (K€)	-158	-139	-120	-100	-80	-59	-38	-18	-3	12	28	43	58	74	89	105	120	136	152	168	184	200	216	232	248	264	

## Registo de actividade Financeira no tempo de vida útil do projecto BonifiTagus

Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Eficiências dos módulos	0,98	0,97	0,96	0,96	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,89	0,89	0,88	0,88	0,87	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,85	0,84	0,83	
Tarifa (€/MWh)	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	91	94	97	100	103	106	109	112	116	119	
<b>Inputs</b>																											
Energia produzida (MWh)	167	165	164	163	161	160	158	158	157	155	154	153	151	151	150	150	148	147	147	147	147	146	146	144	143	141	
Receita (K€)	18	18	17	17	17	17	17	17	17	17	16	16	16	16	16	14	14	14	14	15	15	15	16	16	17	17	
<b>Outputs</b>																											
Seguro (K€)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Custos de O&M (K€)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
<b>Cálculo Financeiro</b>																											
Cash Flow de Investimento (K€)	158																										
Amortização do Exercício (K€)	40	40	40	40																							
Resultado Operacional (K€)	-25	-26	-26	-26	14	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	12	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	
Matéria Colectável (K€)	0	0	0	0	0	0	0	13	13	13	13	13	13	13	13	12	10	10	11	11	11	12	12	12	13	13	
Impostos Sobre Lucros (K€)	0	0	0	0	0	0	0	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	
Resultado Líquido (K€)	-25	-26	-26	-26	14	13	13	10	10	10	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	9	9	9	10	10	
<b>Cash Flows</b>																											
Cash Flow de Exploração (K€)	14	14	14	14	14	13	13	10	10	10	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	9	9	9	10	10	
Cash Flow de Financiamento (K€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CashFlow de Projecto (K€)	-158	14	14	14	14	13	13	10	10	10	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8	8	9	9	9	10	10	
Cash Flow acumulado (K€)	-158	-144	-130	-116	-103	-89	-76	-62	-52	-43	-33	-24	-14	-5	4	13	21	28	36	44	53	62	71	80	90	100	

