



## **Viabilidade Económica e Financeira de uma UPAC em regime ESCO**

**FERNANDO JOSÉ RIBEIRO FERREIRA**

novembro de 2017

# VIABILIDADE ECONÓMICA E FINANCEIRA DE UMA UPAC EM REGIME ESCO

Fernando José Ribeiro Ferreira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato Fernando José Ribeiro Ferreira, N° 930257, 1930257@isep.ipp.pt

Orientação científica: Dr.<sup>a</sup> Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: PROEF Renováveis



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017



*“Pensar é o trabalho mais difícil que existe.  
Talvez por isso tão poucos se dedicam a ele.”*

*Henry Ford*



# Agradecimentos

O presente relatório bem como o trabalho nele retratado é o fruto de muitas horas de trabalho e dedicação e representa o investimento feito para a persecução de um objetivo. Todavia, tal apenas foi alcançado com apoio e força dados por várias pessoas.

À Dr.<sup>a</sup> Teresa Nogueira, pela insistência e confiança que depositou em mim e disponibilidade demonstrada pela ajuda na elaboração da dissertação.

Aos meus colegas que fizeram parte do grupo de trabalho, pelo empenho e profissionalismo demonstrado.

Finalmente os meus agradecimentos a todos aqueles que de algum modo contribuíram positivamente para a realização desta tese.



# Resumo

Esta dissertação aborda o problema atual de estagnação das empresas de serviços energéticos, conhecidas no mercado por *Energy Service Companies* (ESCO), nomeadamente em Portugal e, por outro lado, a oportunidade destas empresas serem uma das soluções para o novo mercado de serviços energéticos.

Portugal dispõe neste momento de uma ferramenta que veio regular a produção em regime de autoconsumo. Neste sentido ao longo desta dissertação será explanado de que forma contribui o autoconsumo para o crescimento das ESCO em Portugal.

O objetivo principal é a criação de uma metodologia, através da qual seja possível fomentar o renascimento do mercado ESCO alavancado na tecnologia fotovoltaica em regime de autoconsumo.

A metodologia está suportada por um Modelo de Apoio à Decisão (MAD), que consiste na elaboração de uma ferramenta técnico-económico e financeira. Com este MAD, as empresas ficam dotadas de um instrumento de trabalho que permite avaliar de uma forma rápida e com elevado grau de fiabilidade se o investimento em determinado projeto é sustentável.

A viabilidade do projeto desenvolvido, no âmbito do caso de estudo, foi avaliada para diferentes cenários do MAD, tendo em consideração a perspetiva da ESCO e da entidade adjudicante. As metodologias de negócio, remuneração da ESCO e poupanças para o cliente foram também analisadas.

Na análise dos resultados do caso de estudo, verifica-se que são financeiramente viáveis para a ESCO. No que respeita ao cliente, os resultados são financeiramente positivos, geram poupanças energéticas significativas e diminuem os consumos da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

## ***Palavras-Chave***

*Energy Service Companies* (ESCO), Autoconsumo, Eficiência Energética, Viabilidade Económica, Fotovoltaico.



# Abstract

This dissertation addresses the current problem of stagnation of energy service companies, known in the market by the Energy Service Companies (ESCO), namely in Portugal and, on the other hand, the opportunity of these companies to be one of the solutions for the new energy services market.

Currently Portugal has a tool that regulates production on a self-consumption basis. In this sense, throughout this dissertation, it will be explained how self-consumption contributes to the growth of ESCOs in Portugal.

The main objective is the creation of a methodology, through which it is possible to foster the revival of the ESCO market leveraged in photovoltaic technology in a self-consumption regime.

The methodology is supported by a Decision Support Model (MAD), which consists of the elaboration of a technical-economic and financial tool. With MAD, companies are provided with a working tool that allows to evaluate, in a fast and high degree of reliability, if the investment in each project is sustainable.

The feasibility of the developed project, in the scope of the case study, was evaluated for different MAD scenarios, considering the perspective of ESCO and the contracting entity. The business methodologies, ESCO remuneration and savings for the client were also analysed.

In the analysis of the results of the case study, it is verified that they are financially viable for ESCO. As far as the client is concerned, the results are financially positive, generate significant energy savings and decrease the consumption of the Public Service Electricity Network (RESP).

## **Keywords**

Energy Service Companies (ESCO), Self-Consumption, Energy Efficiency, Feasibility, Photovoltaic.



# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>VII</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2.MOTIVAÇÃO .....	2
1.3.OBJETIVOS.....	3
1.4.ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	3
1.5.DADOS DE APOIO E TESTE DA FERRAMENTA.....	4
<b>2. MERCADO DE SERVIÇOS ENERGÉTICOS</b> .....	<b>5</b>
2.1.MERCADO GLOBAL FOTOVOLTAICO.....	5
2.2.MERCADO FOTOVOLTAICO EUROPEU.....	6
2.3.MERCADO FOTOVOLTAICO PORTUGUÊS .....	8
2.4.ESCO - DEFINIÇÃO .....	11
2.4.1. ESCO –Modelos de Contrato .....	12
2.4.2. ESCO –Modelos de Financiamento.....	13
2.4.3. ESCO –Mercado.....	14
2.5.INICIATIVAS DO ESTADO PORTUGUÊS – PROGRAMA ECO.AP.....	15
2.6.ENQUADRAMENTO LEGAL - AUTOCONSUMO .....	17
2.7.COMO O AUTOCONSUMO CONTRIBUI PARA O DESENVOLVIMENTO DE UMA ESCO .....	20
2.8.ANÁLISE CONCLUSIVA.....	21
<b>3. MODELO DE APOIO À DECISÃO - ESCO</b> .....	<b>23</b>
3.1.INTRODUÇÃO.....	23
3.2.OBJETIVO DO MODELO - MAD .....	25
3.3.METODOLOGIA DO MODELO - MAD .....	26
3.4.DADOS E PRESSUPOSTOS – <i>INPUT</i> DE CLIENTE .....	29
3.4.1. <i>Data base – perfil de consumo</i> .....	29
3.4.2. <i>Modelo de negócio</i> .....	30
3.4.3. <i>Produção de cliente tipo</i> .....	30
3.4.4. <i>Orientação</i> .....	30
3.4.5. <i>Produção média mensal</i> .....	31
3.4.6. <i>Produção em ciclos de 15 minutos</i> .....	31
3.4.7. <i>Tarifário atual s/upac</i> .....	31
3.4.8. <i>Ciclo tarifário</i> .....	31

3.4.9.	Nível de detalhe - consumo .....	32
3.4.10.	Consumo simplificado - faturas .....	32
3.4.11.	Consumo detalhado - ciclos de 15 minutos .....	33
3.4.12.	Datatable.....	33
3.5.	DADOS E PRESSUPOSTOS – INPUT’S GERAIS .....	34
3.5.1.	Informação do projeto.....	35
3.5.2.	Cronograma.....	35
3.5.3.	Pressupostos técnicos - Radiação do sistema.....	35
3.5.4.	Perfil de produção / consumo.....	36
3.5.5.	Investimento / Capex.....	36
3.5.6.	Lifecycle - reinvestimento .....	36
3.5.7.	Receitas .....	36
3.5.8.	Tarifa energia injetada .....	37
3.5.9.	Serviço operação e manutenção .....	37
3.5.10.	Venda de equipamento .....	37
3.5.11.	Renda de produção.....	38
3.5.12.	Renda consumo .....	38
3.5.13.	Custos operacionais.....	39
3.5.14.	Custos o&m para cliente após contrato .....	39
3.6.	PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS, FISCAIS, DE FINANCIAMENTO .....	39
3.6.1.	Impostos - IVA.....	39
3.6.2.	Macroeconómicos .....	40
3.6.2.1.	Taxa de inflação .....	40
3.6.2.2.	Taxa de juro.....	41
3.6.3.	Financiamento.....	41
3.6.3.1.	Pressupostos gerais.....	41
3.6.3.2.	Necessidades de fundos.....	42
3.6.3.3.	Origens de fundos.....	42
3.6.3.4.	Condições de financiamento.....	43
3.7.	CÁLCULOS DE CLIENTE.....	44
3.7.1.	Tarifário cliente .....	45
3.7.1.1.	Tarifário atual s/upac.....	45
3.7.1.2.	Fatura energética s/upac .....	45
3.7.1.3.	Ciclo tarifário .....	45
3.7.2.	Produção .....	45
3.7.3.	Método simplificado.....	45
3.7.4.	Perfil de produção e consumo .....	45
3.8.	CÁLCULOS GERAIS.....	46
3.8.1.	Cronograma.....	46
3.8.2.	Pressupostos técnicos.....	47
3.8.2.1.	Radiação do sistema.....	47
3.8.2.2.	Produção e consumo de energia .....	47
3.8.3.	Receitas .....	47
3.8.4.	Gastos operacionais .....	47
3.8.5.	Benefícios para o cliente.....	48
3.8.6.	Rentabilidade - ESCO .....	48
3.8.7.	Rentabilidade - cliente.....	49
3.9.	RESULTADOS – OUTPUT’S ESCO E CLIENTE.....	49
3.10.	RESUMO DO PROJETO.....	50
3.11.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	51
<b>4.</b>	<b>CASO PRÁTICO .....</b>	<b>53</b>
4.1.	CASO PRÁTICO – SIMULAÇÃO EM REGIME DE VENDA DE ENERGIA.....	53
4.1.1.	Caso prático – Considerações gerais .....	54
4.1.1.1.	Atualização de informação de projeto .....	54

4.1.1.2.	<i>Seleção data inicio</i> .....	54
4.1.1.3.	<i>Atualização de pressupostos macroeconómicos</i> .....	55
4.1.2.	<i>Caso prático – Perfil de produção e consumo</i> .....	56
4.1.2.1.	<i>Carregamento das matrizes de produção</i> .....	56
4.1.2.2.	<i>Definição do perfil de consumo</i> .....	57
4.1.2.3.	<i>Definição do tarifário atual</i> .....	58
4.1.3.	<i>Caso prático – Modelo de negócio “venda de energia”</i> .....	59
4.1.3.1.	<i>Seleção de modelo de negócio</i> .....	59
4.1.3.2.	<i>Alteração de pressupostos técnicos</i> .....	60
4.1.3.3.	<i>Otimização do dimensionamento</i> .....	61
4.1.3.4.	<i>Definição de pressupostos de investimento</i> .....	62
4.1.3.5.	<i>Ajustamento dos pressupostos de receitas operacionais</i> .....	62
4.1.3.6.	<i>Ajustamento dos pressupostos de custos operacionais</i> .....	65
4.1.3.7.	<i>Definição de preços de venda em resgate antecipado</i> .....	65
4.2.	<b>CASO PRÁTICO – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO EM REGIME DE VENDA DE ENERGIA</b> .....	66
4.3.	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	76
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>79</b>
5.1.	<b>ANÁLISE CONCLUSIVA</b> .....	<b>79</b>
5.2.	<b>PROPOSTAS FUTURAS</b> .....	<b>80</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>81</b>



# Índice de Figuras

FIGURA 2.1: EVOLUÇÃO DAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS ANUAIS A NÍVEL MUNDIAL.....	6
FIGURA 2.2: POTÊNCIA INSTALADA NA EUROPA VS RESTO DO MUNDO 2010-2015.....	6
FIGURA 2.3: TOP 10 - POTÊNCIA INSTALADA NA EUROPA 2015.....	7
FIGURA 2.4: POTÊNCIA RENOVÁVEL INSTALADA EM PORTUGAL - JULHO 2017. ....	8
FIGURA 2.5: PRODUÇÃO RENOVÁVEL POR REGIÃO EM PORTUGAL - JULHO 2017.....	9
FIGURA 2.6: MÉDIA DE HORAS EQUIVALENTES DE PRODUÇÃO POR REGIÃO - JULHO 2017.....	9
FIGURA 2.7: POTÊNCIA INSTALADA E DE LIGAÇÃO EM REGIME UPAC - ABRIL 2017. ....	10
FIGURA 2.8: RESUMO DA DIVISÃO LEGAL DA PEQUENA PRODUÇÃO.....	19
FIGURA 2.9: CRITÉRIOS DE REMUNERAÇÃO DO AUTOCONSUMO. ....	20
FIGURA 3.1: HIERARQUIA DE PROCESSOS CONSTITUINTES DA FERRAMENTA DESENVOLVIDA. .....	24
FIGURA 3.2: PROTOCOLO DE INTERFACE E COMUNICAÇÕES.....	25
FIGURA 3.3: ALGORITMO ESTRUTURAL DO MAD.....	27
FIGURA 3.4: ALGORITMO MAD – <i>INPUT</i> CLIENTE.....	29
FIGURA 3.5: CONSUMO SIMPLIFICADO (kWh) – <i>INPUT</i> CLIENTE.....	33
FIGURA 3.6: RUN DATATABLE (kWh) – <i>INPUT</i> CLIENTE.....	34
FIGURA 3.7: ALGORITMO MAD – <i>INPUT</i> 'S GERAIS.....	34
FIGURA 3.8: ALGORITMO MAD – CÁLCULOS CLIENTE.....	44
FIGURA 3.9: ALGORITMO MAD – CÁLCULOS GERAIS.....	46
FIGURA 3.10: ALGORITMO MAD – RESULTADOS FINANCEIROS.....	49
FIGURA 3.11: ALGORITMO MAD – DEMONSTRAÇÃO GRÁFICA.....	50
FIGURA 3.12: ALGORITMO MAD – RESUMO.....	51
FIGURA 4.1: RESGATE ANTECIPADO DO CONTRATO.....	66
FIGURA 4.2: ESTRUTURA DE MODELO DE CONTRATO.....	66
FIGURA 4.3: INDICADORES MACRO DO MODELO.....	67

FIGURA 4.4: ANÁLISE ENEGÉTICA.....	68
FIGURA 4.5: ANÁLISE FINANCEIRA 25 ANOS. ....	69
FIGURA 4.6: RESUMO FINANCEIRO CLIENTE. ....	70
FIGURA 4.7: IMPACTO ANUAL UPAC. ....	70
FIGURA 4.8: CRONOGRAMA DO CONTRATO.....	71
FIGURA 4.9: RENDAS ESCO.....	72
FIGURA 4.10: CUSTOS CLIENTE.....	72
FIGURA 4.11: BENEFÍCIOS CLIENTE.....	73
FIGURA 4.12: ESTRUTURA FINANCIAMENTO. ....	74
FIGURA 4.13: VOLUME DE NEGÓCIOS. ....	75
FIGURA 4.14: CUSTOS OPERACIONAIS.....	76
FIGURA 4.15: RESUMO RESULTADOS.....	78

# Índice de Tabelas

TABELA 2.1: POTÊNCIA INSTALADA MAR2015 A ABR2017. ....	11
TABELA 2.2: ESCO'S QUALIFICADAS NO ÂMBITO DO DESPACHO NORMATIVO N.º 15/2012.15	
TABELA 4.1: INFORMAÇÃO DE PROJETO.....	54
TABELA 4.2: DATA INÍCIO .....	54
TABELA 4.3: CRONOGRAMA .....	55
TABELA 4.4: PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS. ....	55
TABELA 4.5: PERFIL ANUAL DE PRODUÇÃO. ....	56
TABELA 4.6: PERFIL ANUAL DE CONSUMO. ....	58
TABELA 4.7: TARIFÁRIO ATUAL DE CONSUMO. ....	59
TABELA 4.8: MODELO DE NEGÓCIO .....	59
TABELA 4.9: ALTERAÇÃO PRESSUPOSTOS TÉCNICOS. ....	60
TABELA 4.10: OTIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA. ....	61
TABELA 4.11: PRESSUPOSTOS DE INVESTIMENTO. ....	62
TABELA 4.12: RECEITAS OPERACIONAIS.....	62
TABELA 4.13: CUSTOS OPERACIONAIS.....	65

## Abreviaturas (Por ordem alfabética)

APREN	- Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BTE	- Baixa Tensão Especial
BTN	- Baixa Tensão Nominal
CEM	- Contract Energy Management or Energy Supply Contracting
Cupac	- Compensação paga pela Unidade de Produção para Autoconsumo
CUR	- Comercializador de Último Recurso
DGEG	- Direção Geral de Energia e Geologia
DL	- Decreto-Lei
EBITDA	- Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
Eco.Ap	- Eficiência Energética na Administração Pública
EPC	- Energy Performance Contracts
ESCO	- Energy Service Companies
GW	- Gigawatt
GWh	- Gigawatt-hora
IEC	- Integrated Energy Contracting (Contratação Integrada de Energia)
IRC	- Imposto sobre o Rendimento de pessoas Coletivas
IVA	- Imposto sobre o Valor Acrescentado
kW	- Kilowatt
kWp	- Kilowatt - pico
m <sup>2</sup>	- Metros Quadrados
MAD	- Modelo de Apoio à Decisão
MW	- Megawatt
MWh	- Megawatt - hora
O&M	- Operação E Manutenção
PNAEE	- Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PROEF	- Proef Renováveis S.A.
PV	- Photovoltaic (Fotovoltaico)
RESP	- Rede Elétrica de Serviço Público
Rupac	- Remuneração de Unidade de Produção Autoconsumo
SPV	- Special Purpose Vehicle (Veículo de Propósito Especial)
TIR	- Taxa Interna de Retorno ao investimento

TPF	- Third Party Financier (Financiamento de Entidade Terceira)
UPAC	- Unidade de Produção para Autoconsumo
V	- Volt
VAL	- Valor Atual Líquido
W/m <sup>2</sup>	- Watt por Metro Quadrado
Wh/m <sup>2</sup>	- Watt-Hora por Metro Quadrado
Wp	- Wattpico



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Na opinião do autor, Portugal prepara-se para um novo paradigma das energias renováveis. Os avultados investimentos que se anunciam por parte dos investidores em projetos solares fotovoltaicos nos próximos anos e o abandono da tarifa bonificada (*feed-in-tariff*), obriga os agentes deste mercado a repensar todo o modelo de negócio.

Analisando os dados técnicos da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN, 2016) é possível verificar que a energia solar fotovoltaica apenas representou 1% do total da energia produzida em Portugal. No entanto, se a análise for efetuada através da potência instalada, verifica-se que esta corresponde a 2,6% do total da potencia instalada renovável em Portugal (APREN, 2016)

Numa década marcada pela consciência ambiental, a poupança energética tem sido um dos principais eixos das políticas europeias.

A redução dos consumos, a eficiência energética e o recurso às energias endógenas são hoje objetivos prioritários numa Europa que também vê a sua segurança energética em risco pela dependência que ainda mantém em relação a outros países. Mas se hoje existem metas e diretivas a cumprir, a gestão e racionalização energética dos edifícios e industria é um tema que se tem vindo a discutir desde algumas décadas.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro de 2014, o autoconsumo torna-se uma realidade em Portugal. Com este mecanismo legal, as empresas ficam dotadas da possibilidade de elas próprias produzirem a sua própria energia à medida das suas necessidades, o que vai permitir desde logo um ganho competitivo de produtividade, na medida em que reduzem a fatura energética e asseguram o controlo da exposição da variação dos preços futuros da energia na componente energética autoproduzida.

A entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro de 2014 que regula o autoconsumo, permite que através desta alavanca regulamentar as ESCO possam oferecer aos consumidores de energia, nomeadamente aos mais intensivos, ou seja, a indústria um novo modelo de negócio em Portugal.

Portugal tem assistido nos últimos anos ao crescimento da sua indústria e conseqüentemente estas empresas, por força desse crescimento, constataam no final de cada mês que o custo com a fatura energética é um dos maiores custos associado ao sistema produtivo, e que, em alguns setores pode colocar em risco a competitividade da empresa.

Na conjuntura económica que Portugal atravessa nos últimos anos, as empresas têm necessidade de se capitalizar para investimento, no entanto, o acesso ao crédito é algo com que estas lutam diariamente para encontrar soluções de financiamento. Uma vez conseguido, esse crédito é canalizado normalmente para o sistema produtivo, relegando para segundo plano o investimento no autoconsumo que, com a tecnologia e preço atual do fotovoltaico, podem facilmente reduzir a sua fatura energética para valores próximos dos 50%.

É neste contexto que existe a oportunidade de criar sinergias entre o tecido empresarial português e as ESCO. Surge assim a necessidade de uma entidade externa que faça o estudo energético, detenha capacidade técnica para projetar soluções e acima de tudo a capacidade de garantir resultados de poupanças efetivas de energia, de redução do risco e de financiamento do projeto. As ESCO são empresas responsáveis por estudar as melhores soluções técnicas de projeto, instalação, manutenção, financiamento dos projetos de eficiência energética e verificação das poupanças obtidas.

## **1.2. MOTIVAÇÃO**

A criação de uma ferramenta implementada numa única plataforma, capaz de agregar dados provenientes do cliente, consumos e custos de energia, tarifários, base de dados de previsão

de produção, capacidade de calcular a potencia fotovoltaica a instalar, poupanças energéticas e económicas e cálculos de retorno ao investimento. Com esta ferramenta as ESCO têm à sua disposição um instrumento fiável e capaz de disponibilizar informação em tempo útil sobre a viabilidade do investimento.

Nos dias de hoje, o tempo de resposta às solicitações e oportunidades de negócio é um elemento que pode colocar em risco um investimento. Uma ESCO tem que ter ao seu alcance uma ferramenta rápida, eficaz e acima de tudo credível face ao risco que vai assumir. A possibilidade de obter um estudo técnico e financeiro para um projeto com um período de tempo reduzido e com um grau de fiabilidade elevada é o elemento diferenciador para o sucesso.

### **1.3. OBJETIVOS**

A dissertação tem como principal objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à decisão de investimento para uma empresa ESCO. Esta ferramenta analisa todos os dados inseridos, e posteriormente trabalhados devolvendo como *output* dados de apoio à decisão de investimento. Dentro deste objetivo, a ferramenta deve ser capaz de:

- Assumir os dados referentes ao cliente – pressupostos de cliente;
- Assumir os dados referentes ao projeto – pressupostos operacionais do projeto;
- Efetuar todos os cálculos associados ao dimensionamento da potência da instalação fotovoltaica;
- Demonstração de poupanças energéticas e financeiras antes e depois da instalação da Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC);
- Cálculos de retorno ao investimento (o modelo tem a capacidade de gerar os principais indicadores financeiros para a tomada de decisão).

### **1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

A estrutura do presente documento, encontra-se dividida em cinco capítulos, onde são abordados os assuntos de maior relevância para um correto entendimento do trabalho desenvolvido.

No primeiro capítulo, é abordada a contextualização do tema, o foco de trabalho a explorar dentro do largo espectro que o tema abrange e vantagens da sua implementação, a motivação que levou à elaboração deste trabalho, bem como os principais objetivos a atingir.

No segundo capítulo é descrito o mercado global fotovoltaico, Europeu e Português. É introduzido o conceito de uma empresa de serviços energéticos, o mercado e os diversos modelos de contrato de desempenho. É efetuada uma análise ao estado atual setor em Portugal, nomeadamente ao numero de empresas, programas de incentivos e metas do Estado Português. Por fim, é efetuada uma análise à legislação que regula o autoconsumo em Portugal e de que forma pode este contribuir para o desenvolvimento das ESCO.

O terceiro capítulo, é dedicado à descrição da metodologia usada para a criação de uma ferramenta de apoio à decisão de investimento para uma empresa ESCO. Neste capítulo, são detalhadas as linhas condutoras de pensamento e a decisão de processos de implementação que possibilitaram a criação do modelo.

No quarto capítulo, é apresentado um caso prático, assente na simulação de determinadas variáveis de entrada do modelo de forma a obter resultados consistentes que comprovem a robustez e fiabilidade do modelo.

No quinto capítulo são apresentadas as conclusões e são indicados trabalhos futuros, possíveis de serem realizados neste âmbito

## **1.5. DADOS DE APOIO E TESTE DA FERRAMENTA**

O Modelo de Apoio à Decisão (MAD), foi desenvolvido em contexto de trabalho, realizado na empresa Proef Renováveis S.A. (PROEF). Sendo a PROEF uma ESCO, a atuar no mercado da energia fotovoltaica, foi desenvolvida, no âmbito desta dissertação, uma ferramenta agregada de análise técnica, económica e financeira de viabilidade de projetos de instalações de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) em regime ESCO.

Com este novo instrumento de trabalho, a empresa fica dotada de responder ao mercado de uma forma mais célere e com um grau de fiabilidade enquadrado com os seus parâmetros de avaliação de risco. Os dados utilizados e apresentados neste documento foram facultados pela PROEF. Para teste e modelização foram utilizados dados de 2016 e 2017 de diversos tipos de perfis de consumo.

## 2. MERCADO DE SERVIÇOS ENERGÉTICOS

### 2.1. MERCADO GLOBAL FOTOVOLTAICO

Em 2015, o mercado global da energia fotovoltaica atingiu um forte crescimento, não só no aumento contínuo da competitividade dos sistemas de energia solar fotovoltaica, mas também contribuiu para que este mercado fosse reconhecido como um dos mais desenvolvidos tecnologicamente no panorama energético atual (SPE, 2017).

O mercado global de energia fotovoltaica cresceu nos últimos anos de cerca de 20-25%. O ano de 2015 confirmou a tendência dos mercados que tem vindo a ser observados desde 2013. Como se pode observar na Figura 2.1 o mercado fotovoltaico a nível mundial permitiu que em 2015 fossem instalados 50 GW de capacidade fotovoltaica adicional em todo o mundo, 25% acima de 2014 e o maior aumento de capacidade acumulada à data de 230 GW (SPE, 2017).

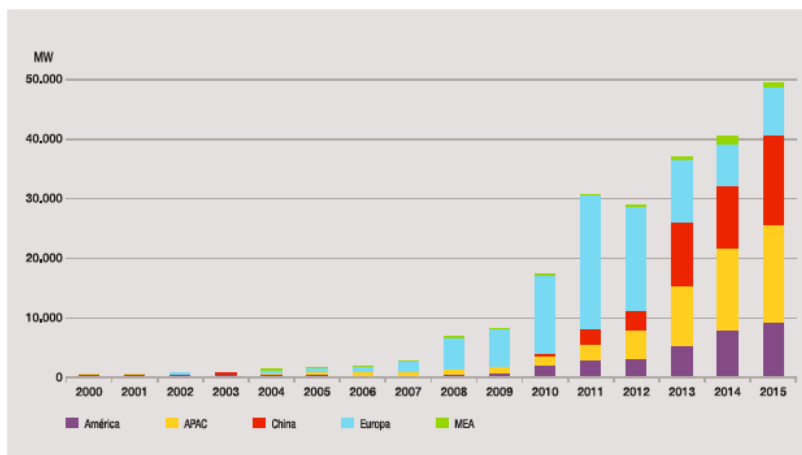


Figura 2.1: Evolução das instalações fotovoltaicas anuais a nível mundial.

[Fonte: (SPE, 2017)]

## 2.2. MERCADO FOTOVOLTAICO EUROPEU

A contribuição fotovoltaica da Europa para a potência instalada a nível mundial continuou a diminuir em 2015. No ano passado, a Europa representou 16% da energia fotovoltaica instalada em todo mundo, quando em 2013, era praticamente duas vezes mais do que no presente, ou seja, 29% (Figura 2.2). No ano passado, China e Japão adicionaram mais energia solar do que todo o continente europeu (SPE, 2017).

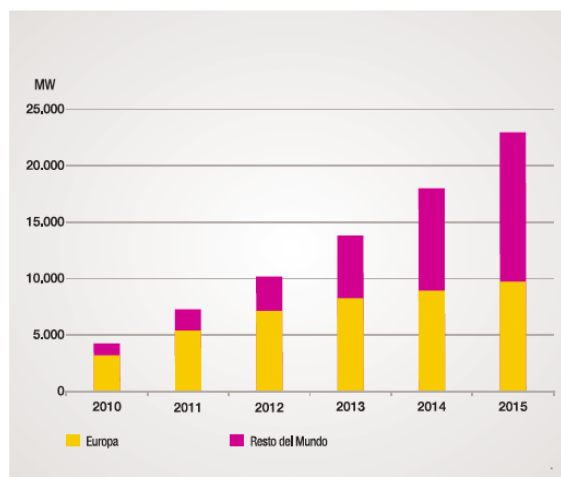


Figura 2.2: Potência instalada na Europa vs Resto do Mundo 2010-2015.

[Fonte: (SPE, 2017)]

Em 2015, os países com maior potência instalada a nível europeu foram os mesmos que em 2014. No topo da lista, continua o Reino Unido, que instalou 3,5 GW, seguido pela Alemanha e França com 1,5 GW e 0,9 GW, respetivamente.

O Reino Unido excedeu em 1 GW a potência alcançada em 2014, aumentando o seu crescimento em 40%. Em relação à Alemanha, voltou novamente a diminuir a sua capacidade de 1,9 GW em 2014 para 1,5 GW em 2015. Esta redução deve-se ao fato das alterações introduzidas nos incentivos tarifários. Em relação à França, verifica-se que em 2015, assim como no ano de 2014, foram instalados 0,9 GW, sendo que a maioria das instalações atribuídas a esta potência são de produção distribuída, como se pode observar na Figura 2.3 (SPE, 2017).

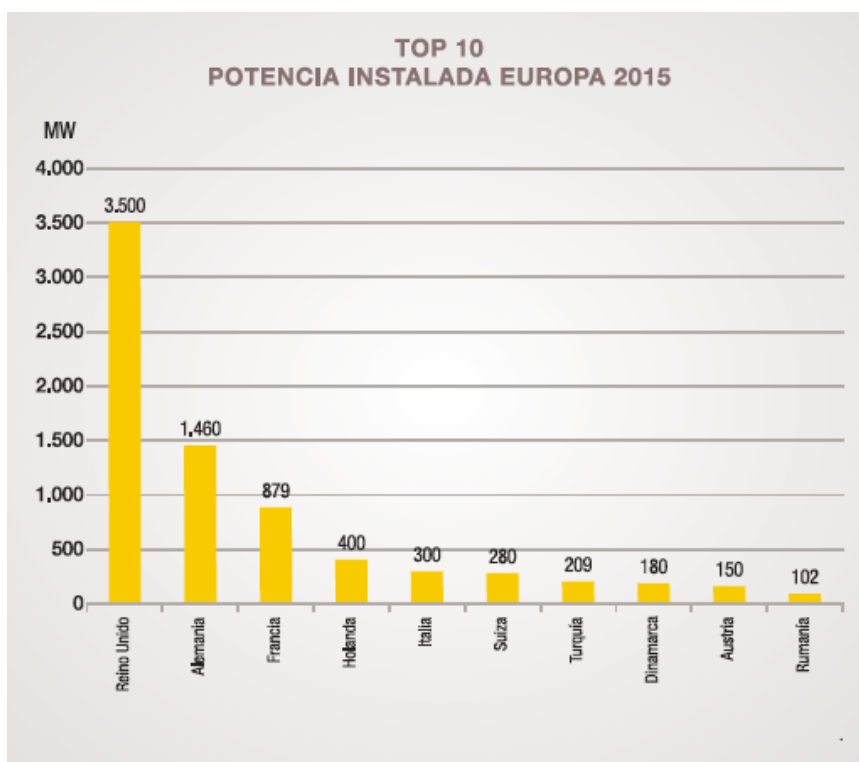


Figura 2.3: TOP 10 - Potência instalada na Europa 2015.

[Fonte: (SPE, 2017)]

Por isso, vale a pena mencionar outros países europeus que apostam fortemente na energia fotovoltaica, como a Turquia e a Dinamarca. A Turquia aumentou a sua capacidade instalada em 419,9% em relação a 2014 e a Dinamarca, em 285,4%. Isto demonstra o interesse progressivo que a energia fotovoltaica desperta em países da Europa que nunca estiveram entre os líderes do setor. Este é um sinal que o setor se encontra novamente com uma dinâmica positiva e que incentivará as empresas a fazer investimentos e reativar o setor

fotovoltaico, se as políticas energéticas existentes, em cada país, assim o permitirem (SPE, 2017).

### 2.3. MERCADO FOTOVOLTAICO PORTUGUÊS

No final de julho de 2017, como se pode observar na Figura 2.4, a potência instalada em unidades de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis foi de 13.649 MW. No ano-móvel correspondente ao período compreendido entre agosto de 2016 e julho de 2017, o peso da energia elétrica renovável atingiu 46,98% relativamente à produção bruta + saldo importador. De acordo com a metodologia da diretiva 2009/28/CE, que estabelece os objetivos a atingir em 2020, essa percentagem situou-se em 54,96% (DGEG, 2017).

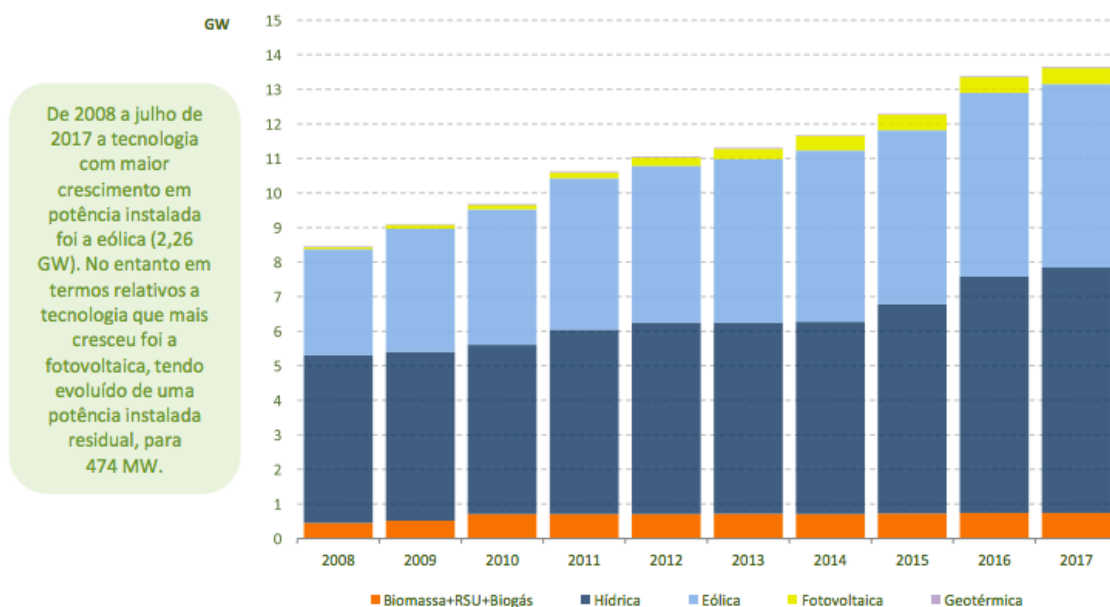


Figura 2.4:Potência renovável instalada em Portugal - julho 2017.

[Fonte: (DGEG, 2017)]

Em 2008 a potência instalada de tecnologia fotovoltaica era de 62 MW, em julho de 2017 verificou-se que o valor acumulado foi de 474 MW. Isto demonstra o forte investimento que o país e os seus agentes de mercado têm vindo a centralizar na implementação de projetos recorrendo à tecnologia fotovoltaica.

A produção de energia através da tecnologia fotovoltaica atingiu em julho de 2017 o valor mais elevado de sempre, 845 GWh. Se recuarmos ao ano de 2008 o valor de energia

produzida foi de 41 GWh, ou seja, em menos de uma década o país cresceu mais de 20 vezes a sua produção como se pode observar na Figura 2.5.

Produção por Região (GWh)										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 julho <sup>1</sup>
<b>Portugal</b>	41	160	215	282	393	479	627	799	816	845
<b>Continente</b>	36	156	207	262	355	439	591	757	753	739
Norte	0	6	11	21	40	55	67	82	82	79
Centro	0	9	16	30	51	68	97	117	120	114
Lisboa	0	5	14	19	29	43	106	161	160	155
Alentejo	36	133	162	185	206	219	247	310	302	299
Algarve	0	2	4	7	29	53	73	88	90	91
R.A. Açores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
R.A. Madeira	0	0	4	19	34	37	37	40	43	40
Não especificado	4	4	4	1	3	3	0	2	19	66

Figura 2.5:Produção renovável por região em Portugal - julho 2017.

[Fonte: (DGEG, 2017)]

Portugal continua a ser um dos países onde o recurso solar é dos mais elevados e com maior potencial de aproveitamento. Este é um dos motivos pelo qual o país está a ser alvo de investimento em centrais de grande dimensão. Na Figura 2.6 podemos observar a média de horas equivalentes de produção dos últimos 3 anos. Verifica-se que o valor mínimo são 1650 horas na região Norte e a região do Alentejo atinge as 2000 horas.

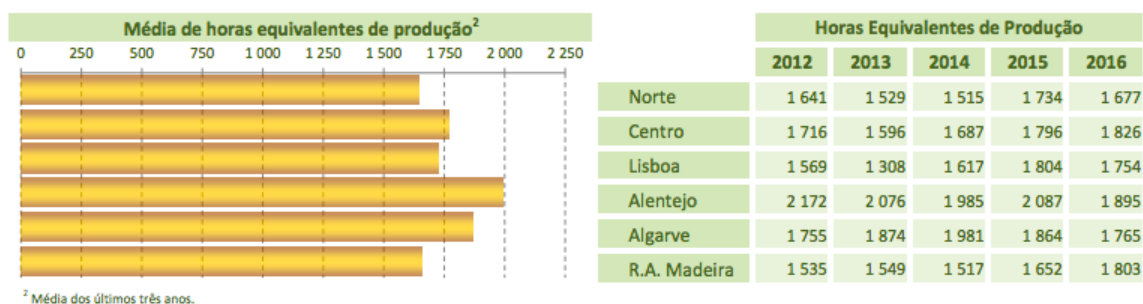


Figura 2.6:Média de horas equivalentes de produção por região - julho 2017.

[Fonte: (DGEG, 2017)]

Sendo as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) o instrumento tecnológico para a implementação deste Modelo de Apoio à Decisão, é importante verificar qual o posicionamento no setor em termos de potência instalada, número de instalações, distribuição por escalões de potência e a sua evolução ao longo do tempo. A possibilidade da tecnologia fotovoltaica se posicionar no mercado, fruto de um novo enquadramento legal (descrito no ponto 2.6), é demonstrado na Figura 2.7. Pode observar-se a evolução da potência instalada (72,5MW) e de ligação (45MW) desde Março 2015 até Abril 2017.

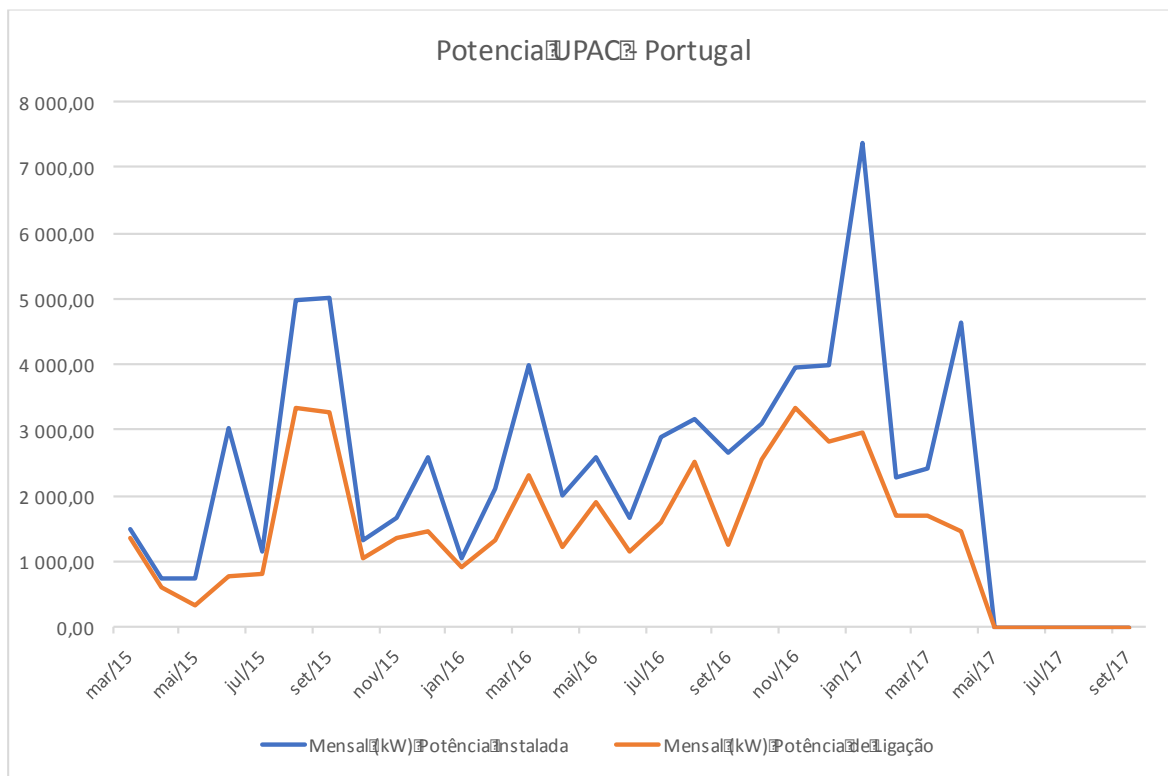


Figura 2.7: Potência instalada e de ligação em regime UPAC - abril 2017.

Portugal assiste a um crescimento de 2015 para 2016 de 30% da potência instalada e atinge só no primeiro quadrimestre de 2017 metade da potência de 2016. É expectável que, se o crescimento se mantiver com a taxa registada nos primeiros 4 meses do ano, 2017 poderá atingir um crescimento de 50% face à potência instalada em 2016.

Os valores não devem ser avaliados apenas pelo valor absoluto, mas sim como estão distribuídos. Desta forma é possível perceber quais os consumidores que estão neste momento a aderir a este regime, em que quantidade e qual o seu peso percentual sobre o valor total da potência instalada.

Na Tabela 2.1 é possível observar que entre março de 2015 e abril de 2017 dos 72,5 MW instalados cerca de 12,4% situa-se em potências inferiores a 25 kW, sendo que em média a potência é de 9 kW. No entanto, quando analisado o número de instalações verifica-se que representa quase 70% do valor total instalado. Das 1447 instalações, 1004 são inferiores a 25 kW. Este indicador traduz que o cliente que está a aderir neste momento é residencial.

Tabela 2.1: Potência Instalada Mar2015 a Abr2017.

Potência Instalada Total Mar 2015 - Abril 2017 (kWp)					
De	até	Nº	% número de instalações	Média	% em potência
1000	900	8	0,6%	977	10,8%
900	800	3	0,2%	870	3,6%
800	700	2	0,1%	758	2,1%
700	600	3	0,2%	628	2,6%
600	500	5	0,3%	539	3,7%
500	400	12	0,8%	464	7,7%
400	300	18	1,2%	367	9,1%
300	250	14	1,0%	266	5,1%
250	200	25	1,7%	226	7,8%
200	150	29	2,0%	172	6,9%
150	100	49	3,4%	119	8,0%
100	75	50	3,5%	87	6,0%
75	50	84	5,8%	63	7,3%
50	25	141	9,7%	36	7,0%
25	0	1004	69,4%	9	12,4%
<b>Total</b>		<b>1447</b>	<b>100%</b>	<b>50,14</b>	<b>100%</b>

## 2.4. ESCO - DEFINIÇÃO

Uma *Energy Service Companies* (ESCO) é uma empresa que está envolvida no desenvolvimento, instalação e financiamento de projetos abrangentes baseados no desenvolvimento de soluções que visam o conceito de poupança. Tipicamente, um projeto centrado em melhorar a eficiência energética tem um período de 5 a 10 anos para que possa ser exequível (Cudahy & Dreessen, 1996).

A ESCO é vista como um veículo importante para promover a eficiência energética em todo o mundo, especialmente em países com um elevado grau de desenvolvimento, onde a concorrência e a liberalização do setor da energia está implementada (Goldman & Dayton, 1996), (Vine E. H., 2003), bem como em outros setores em liberalização (por exemplo, produção de calor nos países da Europa Central e Oriental). Estudos recentes demonstram o crescimento e o potencial do mercado para a indústria no regime ESCO nos Estados Unidos (Vine E. N., 1999).

Baseado em 1.500 casos de estudo de projetos de eficiência energética na indústria no Estados Unidos da América, estimasse que as receitas para as ESCO variou entre US \$ 1,8 a US \$ 2,1 bilhões em 2001 e que as receitas da ESCO tiveram um crescimento médio anual de 24% durante a última década (Goldman & Osborn, 2002).

A ESCO tem como principal objetivo prestar serviços de energia e eficiência energética recorrendo a meios próprios, ou por si contratados. Os serviços de energia podem incluir auditorias energéticas, gestão de energia, fornecimento de energia ou equipamentos e prestação de serviços. A remuneração dos serviços prestados é alcançada á medida que os objetivos financeiros de poupança energética são atingidos ou através de outros critérios de desempenho acordados, sendo desta forma os riscos de investimento e de exploração partilhados entre a ESCO e a entidade adjudicante (Bertoldi, 2005).

#### 2.4.1. ESCO –MODELOS DE CONTRATO

Na atividade e nos serviços das ESCO os contratos podem assumir diferentes formas contratuais, desde os tradicionais *Energy Performance Contracts* (EPC) aos contratos de *Contract Energy Management or Energy Supply Contracting* (CEM).

Nos contratos CEM, as ESCO podem ser responsáveis pelo abastecimento local de energia, através da produção local, com recurso a energias renováveis e cujo o excedente pode ser vendido à rede, constituindo uma fonte de receita total ou parcial para esta.

É nos EPC, designados por contratos de desempenho, que incide a atividade destas empresas. Neste acordo ficam contratualmente estabelecidas as regras que visam implementar um serviço de melhoria de eficiência energética, que por sua vez, estão associados à remuneração que esta irá usufruir em função dos investimentos e níveis de melhorias obtidas.

Uma ESCO assume os riscos propostos e acordados num contrato de desempenho energético, uma vez que o retorno do investimento será atingido através da poupança gerada pelo projeto, que é quantificada através de metodologias de medição e verificação. Portanto, durante um determinado período de tempo, definido como prazo de contrato, a ESCO será remunerada por um valor financeiro intrínseco à poupança de energia gerada pelo projeto.

Face ás exigências de mercado, onde impera a palavra poupança, o desafio para as ESCO é encontrar um modelo que seja o mais abrangente possível. O *Integrated Energy Contracting* (IEC) é um modelo recentemente aplicado, no qual, a eficiência energética e as medidas de

fornecimento de energia através de energias renováveis são combinadas no âmbito de um projeto EPC. Com este modelo as ESCO ganham economia de escala, tornando os projetos mais competitivos e atrativos para ambas as partes (Wargert, 2011); (Bleyl J. W., 2008).

Os contratos de IEC são mais simples do que o EPC normal e, portanto, menos onerosos. A IEC foi desenvolvida para os mercados alemão e austríaco e é utilizada na Grécia e nos Países Baixos (Bleyl J. W., 2012); (Wargert, 2011); (EC JRC, 2012).

#### 2.4.2. ESCO –MODELOS DE FINANCIAMENTO

Segundo Bleyl & Schinnerl (Bleyl J. W., 2008), a ESCO tem como principal objetivo propor as melhores soluções técnicas que visem uma maior poupança energética e um menor tempo possível de retorno do investimento.

Uma empresa do tipo ESCO pode assumir ou não a responsabilidade financeira inerente ao capital necessário para o desenvolvimento do projeto de eficiência energética proposto ao cliente.

Sendo responsável pelo financiamento total ou parcial das diferentes fases do projeto, podendo incluir ou não a gestão e manutenção da instalação durante o período de contrato, esta pode recorrer a diversos modelos para financiar a operação, adaptando o que melhor se adequa em função do tipo, dimensão e consumos da instalação.

Uma vez que os custos e níveis de poupança do projeto foram determinados e acordados, é chegada a altura de estruturar o financiamento. Em qualquer projeto EPC, CEM ou IEC existem basicamente três formas para financiar um projeto ESCO (Bleyl J. W., 2008):

1. Financiamento através da ESCO;
2. Financiamento por uma Entidade Terceira “*Third Party Financier*” (TPF);
3. Financiamento direto pelo cliente.

##### ■ Financiamento através ESCO:

A ESCO está disponível para aportar fundos ao projeto de forma a que seja possível a sua implementação. De uma forma geral, este financiamento é efetuado com recurso ao uso de instrumentos de financiamento através de terceiros (empréstimo bancário). A ESCO raramente opta pelo financiamento total a partir de capital próprio, pois pode limitar a sua

capacidade de implementação de projetos deste tipo. Normalmente o financiamento envolve uma estrutura de financiamento assente na distribuição percentual a acordar entre as partes de capitais próprios e capitais alheios. Como forma de garantias, na maioria dos casos o projeto é sustentado nas economias de energia garantidas pela ESCO.

■ Financiamento por uma Entidade Terceira “Third Party Financier “(TPF):

O financiamento por uma Entidade Terceira “*Third Party Financier* “(TPF), consiste no financiamento do projeto por parte de uma terceira entidade. O recurso a este processo de financiamento pode ser alavancado em instituição financeira, empresas de locação financeira ou em uma entidade criada para deter o projeto *Special Purpose Vehicle* (SPV), na qual recai a obrigação de financiar o mesmo.

Neste processo, a ESCO tem que garantir que as receitas que advêm das poupanças, são suficientes para o pagamento da dívida, nos termos de contrato. As economias de energia garantidas reduzem assim, o risco de incumprimento do serviço da dívida à entidade financeira.

■ Financiamento direto pelo cliente

O financiamento pelo cliente na generalidade dos casos está associado a empréstimo bancário ou linhas de crédito cedidas à empresa. Este modelo dificilmente é utilizado, dado que, as empresas ao utilizar estes instrumentos condicionam a tesouraria e consequentemente a sua atividade diária. Em alternativa, em alguns casos existe uma percentagem na participação de capitais no investimento inicial, conseguindo desta forma uma redução do “*fee*” a pagar à ESCO, aumentando a sua remuneração através das poupanças desde o início do projeto.

### 2.4.3. ESCO –MERCADO

O mercado ESCO português em 2009 era relativamente pequeno e operavam no mercado cerca de 10 a 12 empresas, tendo tido um aumento constante, embora lento, nos últimos 4-5 anos (Marino & al., 2010).

Este sólido crescimento continuou durante o período 2010-2013, apesar das dificuldades dos sectores imobiliário e industrial (EC JRC, 2012).

Segundo dados reportados na Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) em Agosto de 2017, 157 empresas estão registadas no âmbito do Decreto Lei n.º 29/2011 e dessas, apenas 61 das apresentadas na Tabela 2.2 estão qualificadas no âmbito do Despacho Normativo n.º 15/2012.

Há uma série de fatores que contribuíram para essa tendência crescente, incluindo a consciencialização pública para as questões de poupança e eficiência energética, metas estabelecidas pelo governo português e europa, e em particular, nas ESCO's uma visibilidade de longo prazo no aumento dos preços da energia.

Não existem neste momento dados concretos dos valores reais de volume de negocio. No entanto, estima-se que o potencial deste modelo de negocio seja de 100-200 M€ com projetos de eficiência energética associados a *payback* máximo de 10 anos (EC JRC, 2012).

Tabela 2.2: ESCO's Qualificadas no Âmbito do Despacho Normativo n.º 15/2012.

[Fonte: Direção Geral de Energia e Geologia]

Níveis de Qualificação	Lista de ESE Qualificadas no Âmbito do Despacho Normativo n.º 15/2012	
	Nível 1	Nível 2
Subtotal	25	36
Total	61	

## 2.5. INICIATIVAS DO ESTADO PORTUGUÊS – PROGRAMA ECO.AP

O programa de Eficiência Energética na Administração Pública (Eco.Ap) tem como principal objetivo promover a eficiência energética na administração pública. Este foi desenvolvido através de um conjunto de medidas de eficiência energética para implementação a curto, médio e longo prazo nos serviços, organismos e equipamentos públicos. O foco principal deste programa é garantir que é aplicado o conceito de gestão racional de energia. O programa encontra como alavanca para implementar este ambicioso plano a contratação dos serviços das ESCO.

A eficiência energética no sector do Estado é uma das áreas do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), que se encontra em atual processo de revisão. O Eco.Ap foi lançado neste âmbito, com o intuito de atingir um aumento da eficiência energética até

2020. Inicialmente a meta era de 20% para o aumento de eficiência energética, mas o objetivo foi elevado para 30%, em termos globais.

A Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 (ENE 2020) prevê, como um dos seus principais objetivos, o desenvolvimento de um cluster industrial associado à promoção da eficiência energética. Para tal, é necessário que exista um verdadeiro mercado de empresas ESCO de modo a que estas empresas e os seus profissionais adquiram experiência e estejam preparados para promover o conceito em mercados menos desenvolvidos.

As ESCO, como foi referenciado anteriormente, são empresas que fornecem serviços de energia, através dos quais, promovem a melhoria do desempenho energético nas instalações de um utilizador.

Este programa tem como principais objetivos:

- Redução da fatura energética nos serviços e organismos públicos;
- Redução dos consumos energéticos, com conseqüente redução de emissões de gases com efeito de estufa;
- Desenvolvimento da economia através da criação de condições para o desenvolvimento do mercado de empresas de serviços energia (ESCO) e da contratação pública de serviços de gestão dos consumos energéticos;
- Contribuição para a concretização dos objetivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas;
- Combate ao desperdício de energia e à ineficiência no seu uso final em todas as suas vertentes, promovendo a alteração de hábitos e comportamentos, fundamental para assegurar a competitividade da economia e a qualidade do ambiente.

O Eco.Ap prevê ainda a designação de um gestor local de energia e carbono por instituição, enquanto elemento responsável pela dinamização e verificação dos contratos de desempenho energético e respetivas medidas de racionalização de consumos energéticos. Este terá como principais funções: assegurar e apoiar o desenvolvimento do programa; acompanhar o trabalho desenvolvido pela ESCO; monitorizar os consumos energéticos e emissões de

carbono das instalações; responder ao barómetro do Eco.Ap e comunicar com o interlocutor do Ministério. No âmbito deste programa é ainda criado o barómetro da eficiência energética destinado a divulgar os consumos energéticos de todos os edifícios e serviços.

As entidades públicas de maior consumo energético, que em conjunto representem pelo menos 20% do consumo de energia de cada ministério e que, individualmente ou agrupadas, tenham consumos superiores equivalentes a 100 MWh/ano, devem celebrar contratos de desempenho energético com as ESCO (ADENE, 2017).

Existirá também um sistema de qualificação para as ESCO, em que o DGEG é responsável, e os projetos terão dois níveis aos quais se aplicarão diferentes exigências técnicas e financeiras: nível 1 para consumos anuais inferiores ou iguais a 3 GWh; nível 2 para consumos anuais superiores a 3 GWh, no qual se exigem mais requisitos técnicos e financeiros por parte das ESCO (ADENE, 2017).

## **2.6. ENQUADRAMENTO LEGAL - AUTOCONSUMO**

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014 (Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro, 2014) o regime jurídico referente ao autoconsumo ficou regulamentado, revogando o assim o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

O regime da produção em autoconsumo não teve a aceitação esperada aquando da publicação do referido Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, dado que, eram poucas as unidades com estas características que se encontravam registadas. A imaturidade da tecnologia desincentivava a realização de investimentos avultados que tivessem como única contrapartida, o custo evitado com a aquisição da energia elétrica à rede. Assim, a aposta neste tipo de tecnologia apoiou-se antes na atribuição de uma remuneração bonificada da totalidade da energia produzida, que permitisse aos promotores a recuperação dos montantes investidos.

A produção descentralizada através de unidades de miniprodução e de microprodução têm demonstrado, no entanto, que a evolução tecnológica permite hoje em dia desenvolver projetos com recurso a menor investimento, o que, naturalmente, tem justificado a adequação da respetiva remuneração da energia proveniente destas unidades de produção.

Por sua vez, o potencial da atividade de produção em autoconsumo, como forma de promover um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do

respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), nomeadamente através da redução de perdas na mesma.

Por outro lado, a implementação de uma política energética mais equilibrada e direcionada para a resolução dos problemas atuais das empresas, das famílias e do País, assume-se como objetivo principal. Procura-se, para tal, garantir fontes de energia final a preços relativamente competitivos, e um modelo energético de racionalidade económica com incentivos transparentes e adequados aos agentes de mercado, bem como reforçar a diversificação das fontes primárias de energia e apoiar o desenvolvimento das empresas do setor energético, com ênfase na fileira das energias renováveis.

Neste contexto, e concretizando o disposto no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, são reformulados e integrados, no presente Decreto-Lei, os atuais regimes de miniprodução e microprodução, revogando-se o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 25/2013, de 19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-Leis n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro.

A pequena produção, mantendo os traços gerais estabelecidos pelos diplomas acima identificados, passa, assim, a beneficiar de um enquadramento legal único.

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

As atividades de produção distribuída - de pequena produção e em autoconsumo - regem-se por disposições comuns no que respeita ao controlo prévio das mesmas e aos direitos e deveres dos promotores, e por normas específicas que acolhem as vicissitudes inerentes a cada uma das modalidades.

O regime da pequena produção permite ao produtor vender a totalidade da energia elétrica à RESP com tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no âmbito do qual os

concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, eliminando-se o regime remuneratório geral previsto nos anteriores regimes jurídicos de miniprodução e de microprodução. Quando não enquadrada no regime remuneratório aplicável à pequena produção, a unidade de produção deverá ser objeto de controlo prévio e atribuição de remuneração nos termos do regime jurídico da produção de eletricidade em regime especial.

Por seu turno, a energia elétrica produzida em autoconsumo destina-se predominantemente a consumo na instalação associada à unidade de produção, com possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da eletricidade não autoconsumida. Note-se que, nesta modalidade de produção, o produtor beneficia quando a unidade de produção é dimensionada tendo em conta as efetivas necessidades de consumo da instalação.

Prevê-se, finalmente, a medição da energia elétrica produzida em unidades de produção de autoconsumo, com ou sem ligação à RESP, que se revela fundamental para efeitos de monitorização do cumprimento dos objetivos assumidos no que concerne à utilização de fontes primárias de energia renovável (Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro, 2014).

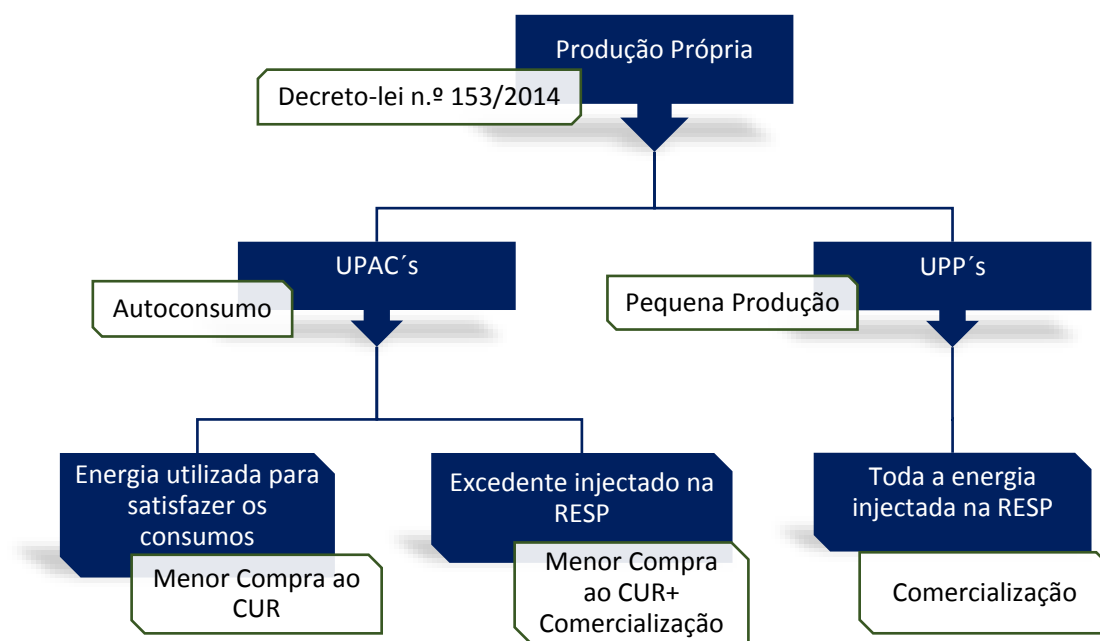


Figura 2.8:Resumo da divisão legal da pequena produção.

[Fonte: (Luz, 2015)]

Na Figura 2.8 é possível observar de forma resumida a informação explicada relativa ao DL n.º 153/2014. De notar que as componentes a azul se referem aos possíveis métodos de exploração e as componentes a branco, às possíveis formas de remuneração para o produtor (Ambiente, 2014).

A Figura 2.9 apresenta de uma forma sucinta e de rápida análise as diferentes formas de remuneração e compensação, bem como os critérios a cumprir para ser elegível ao respetivo pagamento ou remuneração.

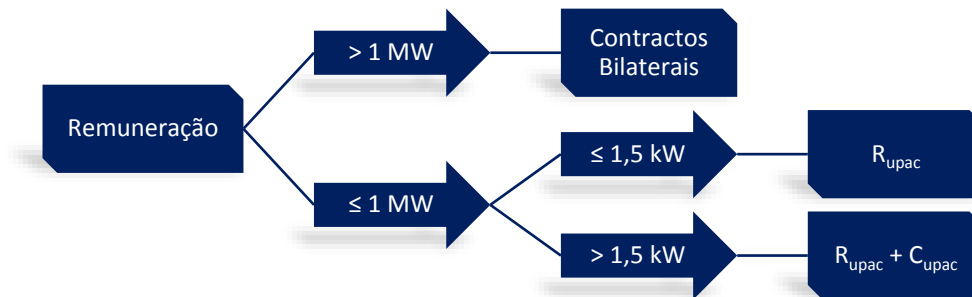


Figura 2.9: Critérios de remuneração do autoconsumo.

[Fonte: (Luz, 2015)]

## 2.7. COMO O AUTOCONSUMO CONTRIBUI PARA O DESENVOLVIMENTO DE UMA ESCO

Ao analisarmos os dados sobre o mercado do setor fotovoltaico, é incontornável a constatação de que é um setor em forte crescimento. No entanto, é necessário rigor nesta análise, pois este crescimento difere de país para país. Existem diversos fatores que contribuem para o estado atual de cada país, no que se refere à potência fotovoltaica instalada estes motivos podem ser de razões:

- políticas pouco atrativas de incentivos tarifários;
- restritivas de capacidade de receção de potência da RESP;
- económicas de capacidade de investimento por parte dos promotores;
- políticas de cada estado na implementação das metas a que estão obrigados;
- externas ao próprio setor, nomeadamente a indústria petrolífera.

Na extensa análise e consulta de documentos para a elaboração deste documento, surge Portugal no relatório anual de *Solar Power Europe* (SPE, 2017) como um exemplo a seguir no que se refere à política de autoconsumo e sua legislação. Esta observação significa que a política que o nosso país está a seguir no que se refere ao autoconsumo está a ser alvo de modelo e referência para outros países.

No entanto, existe uma oportunidade que pode e deve ser explorada por um nicho de empresas, que ao dia de hoje não tinham possibilidade de crescer e contribuir para o desenvolvimento da economia. Tudo isto resulta da inércia política de legislar devidamente o autoconsumo, e em simultâneo ser o próprio estado a primeira entidade a implementar as soluções que as ESCO podem oferecer.

Nos dias de hoje, a produção distribuída contribui cada vez mais para uma gestão mais eficiente da rede, neste sentido, o contributo das ESCO é seguramente um dos veículos ao qual as empresas, de serviços, indústrias e edifícios públicos podem e devem recorrer como forma de viabilizar os seus projetos.

Através das ESCO as empresas podem beneficiar de condições quer económicas quer técnicas para a implantação dos seus projetos.

Um dos grandes contributos que as ESCO aportam aos projetos são precisamente a componente técnica, dado que nenhuma empresa poderá existir ou sobreviver neste mercado com projetos de longo prazo se não detiver um conhecimento técnico profundo sobre o setor.

O crescimento do autoconsumo, através das políticas e programas, nomeadamente o do estado, o Eco.Ap, contribui assim, para o crescimento de um mercado que se encontrava completamente estagnado (ESCO) e que é a curto prazo os resultados destas medidas seguramente vão começar a dar resposta as expetativas de hoje.

## **2.8. ANÁLISE CONCLUSIVA**

Neste capítulo foi apresentado o mercado atual do setor fotovoltaico a nível global e o que se alterou no panorama Europeu e Português. Na Europa, verificamos a diminuição acentuada face ao crescimento da China e Japão. Já entre os países da Europeus verifica-se que o domínio continua a ser pelos mesmo países, tendo, no entanto, surgido a Turquia e a Dinamarca com um incremento bastante significativo na aposta desta tecnologia.

Sendo as empresas ESCO o elemento dinamizador deste trabalho foi efetuado neste capítulo, dedicado aos Mercados de Serviços Energéticos, uma contextualização dividida em três pontos. Inicialmente foi introduzido o conceito de uma empresa ESCO, onde é transmitido o papel que estas empresas desempenham e que serviços diferenciadores podem oferecer. No primeiro ponto é explicado as diferentes formas em que estas podem atuar com os seus clientes, ou seja, quais os modelos de contrato que estão disponíveis para o possível negócio. No ponto dois, é abordada a forma de como estas empresas podem financiar os diversos projetos, dependendo da dimensão ou do risco associado deverá ser escolhido o que mais se adequa a cada situação. Por último, foi descrito o mercado português das empresas ESCO, no qual se verifica uma crescente apetência pelo aparecimento destas empresas nomeadamente através da sua qualificação, podendo desta forma aceder aos programas de concursos públicos.

Foi também abordado o programa Eco.Ap. Este programa é um excelente incentivo do governo português que poderá servir de alavanca para o desenvolvimento do mercado ESCO em Portugal e criar um cluster de engenharia ligado à eficiência energética. O estado pode aqui dar um bom exemplo e servir de modelo para outros sectores de atividade, funcionando como referência para outros clientes e entidades financeiras.

Existe um grande potencial de eficiência energética em Portugal, que tenderá a aumentar à medida que os preços da energia subam e que as exigências legais aumentem. Portanto, o sucesso deste programa irá evidentemente ditar o futuro do mercado dos serviços energéticos, bem como a concretização dos objetivos de redução de consumo de energia definidos para a 2020.

A alteração da legislação foi o primeiro passo para que o autoconsumo seja uma realidade hoje em Portugal. Sem este DL seria impossível estar a pensar em criar programas e objetivos onde o foco anterior estava orientado por políticas meramente económicas de curto prazo, sustentadas por tarifas pagas pelos contribuintes. Hoje podemos olhar para o futuro e visualizar um modelo de negócio estruturado e sustentado.

Como nota final, a conjugação de todos estes fatores, sejam eles económicos, sociais e ambientais, contribuíram para uma mudança de paradigma no setor fotovoltaico, nomeadamente no autoconsumo, contribuindo diretamente para uma realidade que estava adormecida que é o grande mercado disponível para as empresas ESCO.

# 3. MODELO DE APOIO À DECISÃO - ESCO

## 3.1. INTRODUÇÃO

Nos dias de hoje a quantidade de informação que é disponibilizada é de uma forma geral abundante em todas as áreas, no entanto, o grande desafio é o que fazer com toda esta informação. Atualmente os maiores investimentos estão a ser canalizados pelas maiores empresas na construção de *Data Centers* com o objetivo de agregar toda esta informação que atualmente se encontra dispersa. Posteriormente através de ferramentas específicas o objetivo é trabalhar toda esta informação para que possa ser disponibilizada aos consumidores.

O mercado da energia, em especial o fotovoltaico, face ao desenvolvimento tecnológico associado, possibilita aos dias de hoje uma quantidade de informação que tem obrigatoriamente que ser aproveitada. Face a essa realidade surge a necessidade de criar um Modelo de Apoio à Decisão (MAD), capaz de retirar a potencialidade desses dados e disponibilizar informação ao utilizador final de acordo com as suas necessidades específicas.

O Modelo de Apoio à Decisão (MAD) desenvolvido, surge da necessidade de agrupar numa única plataforma os dados que podem ser retirados dos equipamentos de aquisição de dados

da instalação, dados de cliente, perfil de consumo, preços de energia, dados de radiação e todos os demais.

No desenvolvimento existiu sempre um foco, a facilidade de interação com o utilizador final e a versatilidade de adaptação a cada projeto.

A Figura 3.1 sintetiza o macroprocesso em que foi desenvolvido, tendo sido dividido em quatro blocos: o primeiro corresponde a pressupostos relativos ao cliente, o segundo pressupostos operacionais, numa terceira fase é tratada a informação económico e financeira e por último os resultados e possibilidade de criação de cenários com a alteração de algumas variáveis.

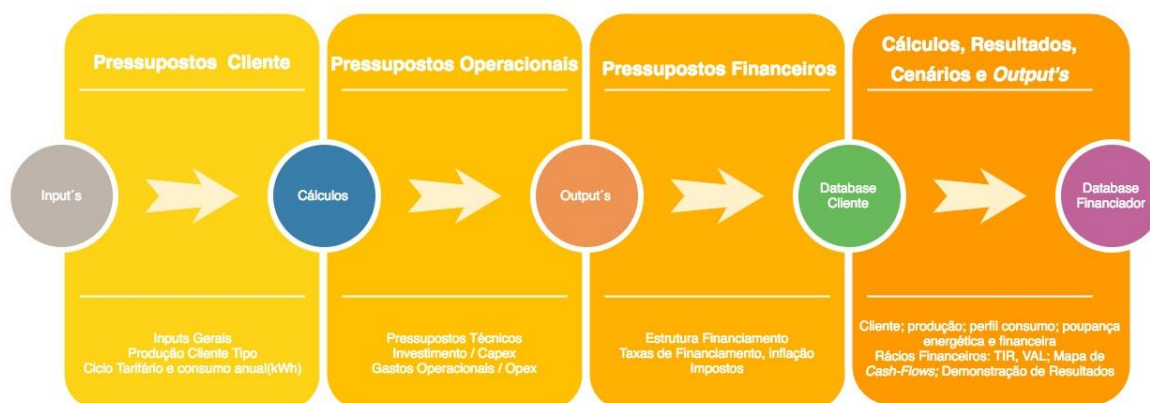


Figura 3.1: Hierarquia de processos constituintes da ferramenta desenvolvida.

O MAD permite que os dados sejam armazenados num servidor central e que por intermedio de ligação à internet estejam acessíveis a qualquer instante.

Como se pode observar na Figura 3.2., o acesso pode ser efetuado por vários utilizadores em simultâneo utilizando diversos meios ao seu dispor, desde *PC*, *Tablet*, *Telemóvel*, *Laptop* e ainda exportar para suporte em papel através de impressão ou envio de email. Toda esta informação está alojada na *Cloud*, com a função de possibilitar o acesso a qualquer instante sem estar conectado no local físico de trabalho e por outro lado como suporte redundante de *backup* da informação.

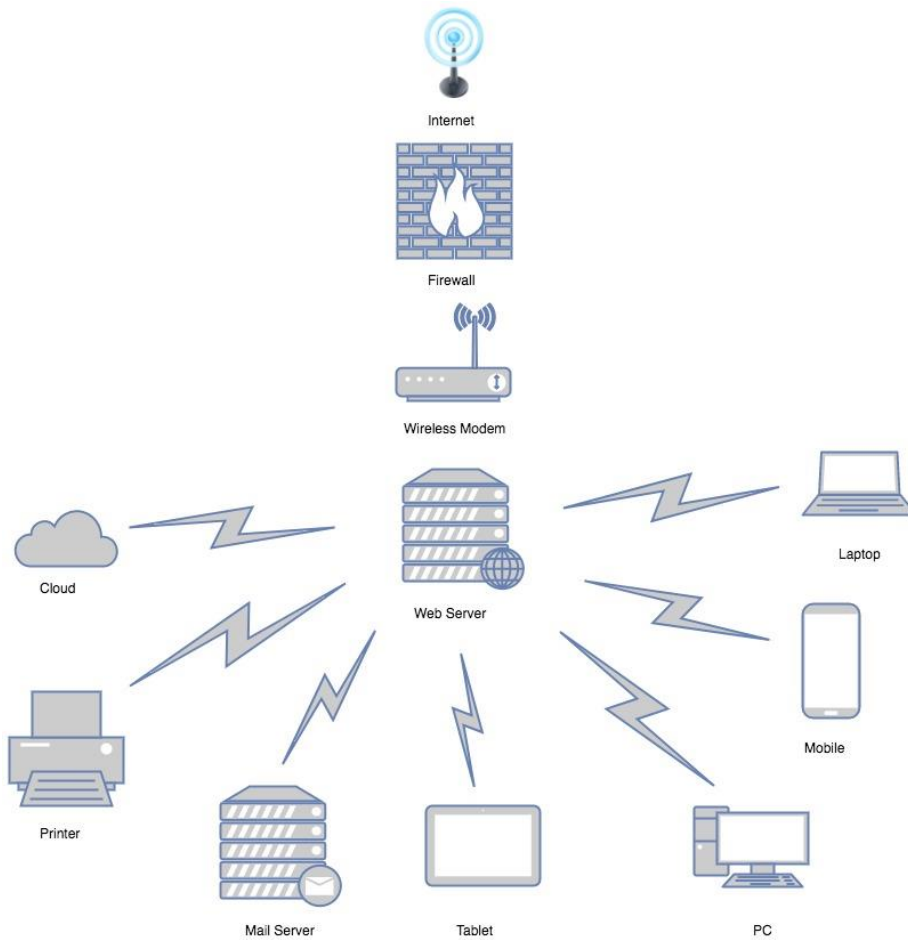


Figura 3.2: Protocolo de interface e comunicações.

Neste capítulo será detalhado todos os processos e de que forma estes se interligam entre si.

O *software* utilizado para implementação da ferramenta (designada adiante como “modelo”) recaiu sobre o *Microsoft Excel*, devido à sua potente vertente de cálculo, bem como a compatibilidade com a extensão *Visual Basic (VBA)*.

### 3.2. OBJETIVO DO MODELO - MAD

Neste capítulo é desenvolvida a metodologia para a criação do MAD, cujo o principal objetivo é dotar as *Energy Service Companies (ESCO)* de uma ferramenta (designada adiante como “modelo”). Este modelo deve ser capaz de responder de forma objetiva, credível e rápida sobre a viabilidade de um investimento em regime ESCO através do autoconsumo, utilizando a tecnologia fotovoltaica num determinado projeto.

### 3.3. METODOLOGIA DO MODELO - MAD

Este modelo contém componentes técnicas, económicas e financeiras e tem como ponto de partida a introdução de dados de *input*, bem como informação adicional referente a um cliente tipo, que serve de base aos pressupostos económicos e financeiros, descritos posteriormente. Tendo este facto em consideração, será de relevar que os *inputs* e mecânica de funcionamento do modelo, nomeadamente nas componentes operacionais (rendimentos e gastos operacionais) e de investimento, estão desenvolvidos de forma a permitir ao seu utilizador um elevado nível de flexibilidade, nomeadamente nos pressupostos técnicos, de receitas operacionais, gastos operacionais e de investimento, sobretudo, em relação à realização de análises de sensibilidade às referidas variáveis.

O modelo permite definir o período de duração do projeto, sendo que todos os cálculos e fluxos de caixa são apresentados numa base anual.

Como se pode observar na Figura 3.3 é apresentado o algoritmo do MAD, o qual, se encontra dividido em quatro grandes áreas:

- Resumo: [Resumo];
- Dados e Pressupostos: *Input* Cliente[I\_Cliente] e *Inputs Gerais*[I\_Ger];
- Cálculos: Cálculos Cliente [C\_Cliente] e Cálculos Gerais[C\_Ger];
- Resultados: *Output* ESCO [O\_ESCO], *Output* Cliente [O\_Cliente], *Database* Cliente [DB\_Cliente] e *Database* ESCO[DB\_ESCO];

Cada área pode conter diferentes dados e/ou cálculos, existindo sempre uma relação temática entre os diversos dados/cálculos. As áreas estão divididas em zonas distintas, devidamente numeradas e identificadas, permitindo assim ao utilizador navegar facilmente pelas diferentes zonas.

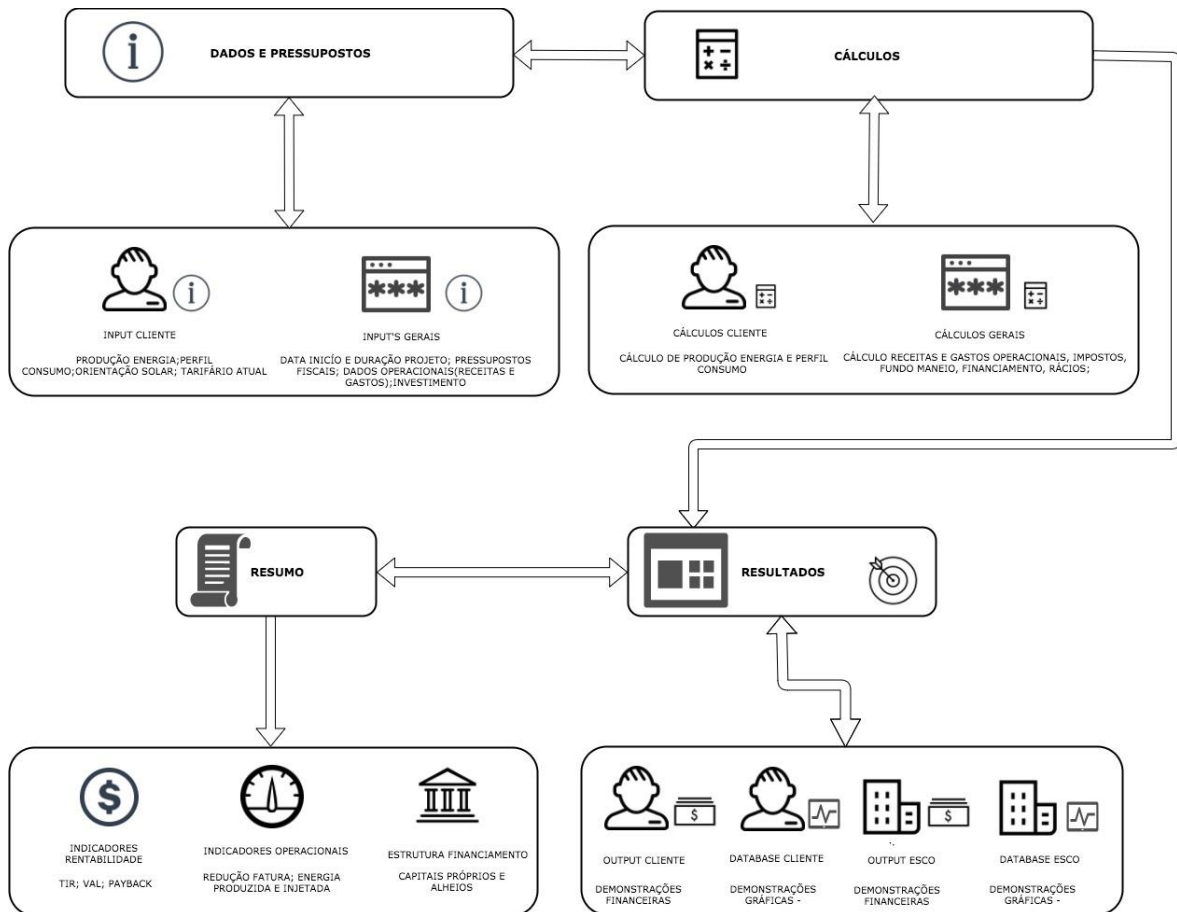


Figura 3.3: Algoritmo estrutural do MAD

■ Dados e pressupostos:

Os pressupostos encontram-se divididos em zonas separadas, nomeadamente [I\_Cliente] e [I\_Ger].

Estas zonas contêm todos os *inputs* e pressupostos necessários para o funcionamento do modelo, fazendo parte destas as variáveis nas quais o utilizador pode efetuar alterações.

Assim, na zona [I\_Cliente] estão os pressupostos técnicos que variam de cliente para cliente, como a produção de energia no local da instalação ou o perfil de consumo do Cliente.

Na zona [I\_Ger] encontram-se os pressupostos gerais do projeto, tais como a data de início e duração do projeto, os pressupostos fiscais e contabilísticos, os dados operacionais (a nível da atividade, receitas e gastos operacionais), e os dados de investimento. Esta apresenta ainda outros pressupostos relativos ao fundo de maneiio, bem como pressupostos técnicos relativos aos ciclos tarifários.

Adicionalmente, a área de pressupostos inclui todos os pressupostos de financiamento do projeto, quer relacionados com os capitais próprios, quer com os capitais alheios necessários para financiar o projeto.

#### ■ Cálculos:

Os cálculos foram também desenvolvidos em zonas separadas, nomeadamente [C\_Cliente] e [C\_Ger] e contêm o detalhe de todos os cálculos do modelo.

Na [C\_Cliente] encontram-se apresentados todos os cálculos associados ao perfil de produção e consumo do Cliente num ano tipo, utilizando os pressupostos presentes na [I\_Cliente].

Na [C\_Ger] encontram-se os cálculos de natureza operacional do projeto, nomeadamente os cálculos de receitas e gastos operacionais, investimento e os respetivos pressupostos contabilísticos e fundo de maneiio, bem como apuramentos de saldos de balanço e fluxos de caixa relacionados com estas rubricas, e todos os cálculos associados a impostos, nomeadamente IVA e IRC. Realizam-se também os cálculos relacionados com o financiamento do projeto, apresentando-se o mapa de *cash-flow* e as necessidades de financiamento no início do projeto. Adicionalmente, é apresentada a estrutura de capitais próprios e capitais alheios e cálculos associados ao financiamento bem como os rácios e indicadores associados ao projeto.

#### ■ Resultados e *outputs*:

Os resultados e *outputs* do projeto foram desenvolvidos nas zonas [O\_ESCO], [O\_Cliente], [DB\_Cliente] e [DB\_ESCO], que contêm as demonstrações financeiras na perspetiva da ESCO e do Cliente, elaboradas numa base anual, assim como os gráficos e dados utilizados nas apresentações ao Cliente e às entidades financiadoras do projeto.

#### ■ Resumo do Projeto:

Esta zona resume os resultados mais relevantes do projeto e fornece informação sobre os indicadores chave do modelo, contendo, por exemplo, os indicadores de rentabilidade (*TIR*, *VAL* e *Payback*), o resumo das origens e aplicações de fundos para o período do projeto, os principais indicadores operacionais, a estrutura de financiamento, entre outros. Apresenta ainda indicadores técnicos e financeiros na perspetiva do potencial cliente.

Adicionalmente, possui um painel de sensibilidades, no qual se encontram identificadas as células passíveis de alteração por forma a testar determinada sensibilidade.

Por último, existe um painel com controlos para a verificação de eventuais erros no modelo, assim como um painel para análise de sensibilidade.

### 3.4. DADOS E PRESSUPOSTOS – *INPUT* DE CLIENTE

Tal como foi mencionado anteriormente a Figura 3.4, demonstra a zona de *input* de cliente [I\_Cliente], onde se encontram todos os dados e pressupostos considerados no modelo e que variam com cada cliente.

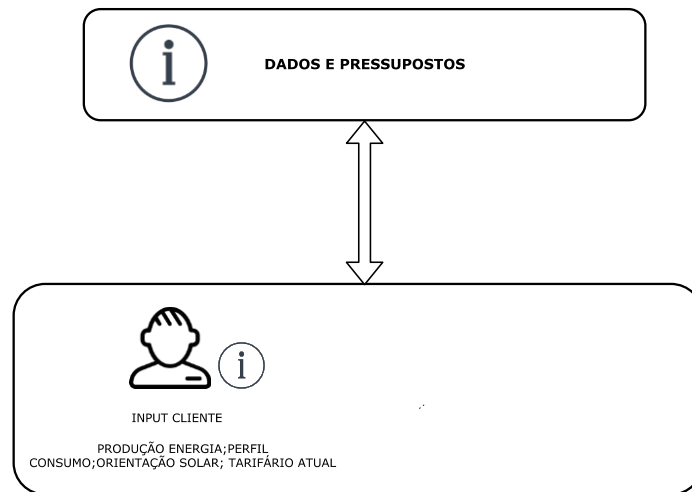


Figura 3.4: Algoritmo MAD – *Input* Cliente

Na Figura 3.4, são referenciadas a título de exemplo alguns dos principais *input*'s. No entanto a quantidade de informação necessária é superior. Neste ponto vai ser detalhada a informação inserida nesta zona do algoritmo bem como a sua função e interligação com os restantes módulos.

#### 3.4.1. DATA BASE – PERFIL DE CONSUMO

A secção designada por “Data Base (perfil consumo)” permite definir a data de início dos dados disponíveis em relação ao perfil de consumo de eletricidade do cliente (sejam esses dados detalhados em 15 minutos ou simplificados via faturas mensais).

### 3.4.2. MODELO DE NEGÓCIO

Esta secção, denominada “Modelo de negócio” prevê a escolha do modelo de negócio a ser refletido, nomeadamente “Venda de equipamento” ou “Venda de energia”.

Selecionando a opção “Venda de equipamento”, as projeções são construídas de acordo com o pressuposto de que a ESCO venderá a instalação da UPAC ao Cliente, sob um contrato de *EPC (Engineering, Procurement and Construction)*, ficando o equipamento em posse do cliente. Após a venda, o único custo para a ESCO será de operação e manutenção, durante o período de garantia.

Sob a opção “Venda de energia”, o investimento será realizado pela ESCO. Após a instalação da UPAC, esta permanecerá em posse da ESCO durante o período de operação definido na secção “Cronograma”, durante o qual a ESCO cobrará ao cliente um conjunto de rendas/tarifas. Findo o período de operação, a titularidade da UPAC será transferida para o cliente, sem custos para o mesmo.

### 3.4.3. PRODUÇÃO DE CLIENTE TIPO

A “Capacidade de produção” permite estabelecer a potência nominal da UPAC, em kWn.

O “fator de conversão” permite estabelecer o fator de conversão de potência nominal em potência instalada kWp.

A “Capacidade instalada” é o cálculo resultante dos pressupostos anteriores, sendo que não poderá exceder 1 MW, devido às restrições regulamentares que exigem a emissão de uma licença de produção para instalações de capacidade instalada superior a 1 MW.

### 3.4.4. ORIENTAÇÃO

A lista de opções presente na secção “Orientação” permite definir a orientação da instalação, entre:

- 30° Sul;
- Nascente Poente;
- Mista.

A última opção permite estabelecer uma orientação customizada à instalação a ser efetuada, podendo esta ser constituída por painéis com diferentes orientações. A definição do perfil de orientação misto é efetuada na “Orientação Mista”, onde deverá ser definida a percentagem de painéis sob cada uma das duas orientações previstas.

#### 3.4.5. PRODUÇÃO MÉDIA MENSAL

A secção “Produção média mensal” permite estabelecer a produção média mensal para cada mês do ano, nas três orientações previstas no algoritmo. Os dados considerados nos cálculos dependerão da opção selecionada na secção anterior. A produção referente à orientação mista é calculada pelo algoritmo tendo em consideração o perfil de orientação mista definido.

#### 3.4.6. PRODUÇÃO EM CICLOS DE 15 MINUTOS

As subsecções “Produção em ciclos de 15 minutos” permite estabelecer a produção de energia (em kWh) num dia tipo para cada mês do ano, em ciclos de 15 minutos. Deverão ser preenchidas as tabelas para as orientações 30° Sul e Nascente Poente, que alimentarão os cálculos do algoritmo de acordo com a orientação selecionada pelo utilizador. A produção referente à orientação mista é calculada pelo algoritmo tendo em consideração o perfil de orientação mista definido.

#### 3.4.7. TARIFÁRIO ATUAL S/UPAC

Esta secção, designada por “Tarifário atual s/UPAC”, permite definir as tarifas cobradas pelo comercializador atual de eletricidade do cliente, em cada um dos períodos tarifários (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), assim como a tarifa de potência em horas de ponta.

#### 3.4.8. CICLO TARIFÁRIO

A lista de opções presente na secção “Ciclo tarifário” permite estabelecer qual o ciclo tarifário contratado atualmente pelo cliente, de entre três possíveis:

- Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental;
- Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental;
- Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental.

#### 3.4.9. NÍVEL DE DETALHE - CONSUMO

A lista de opções presente nesta secção, designada por “Nível de detalhe - consumo”, permite definir o método utilizado para cálculo do perfil de consumo tipo a ser entre duas opções:

- Simplificado, utilizando dados das faturas de um ano civil;
- Detalhado, utilizando dados de consumo em ciclos de 15 minutos, de um ano civil.

O método simplificado reflete uma mera aproximação ao perfil de consumo do cliente, sendo que os dados definidos irão simular um perfil de consumo em ciclos de 15 minutos.

#### 3.4.10. CONSUMO SIMPLIFICADO - FATURAS

Ao observar a Figura 3.5, as linhas “Início do período” e “Final do período” são alimentadas pela data definida na secção “Data Base (perfil consumo)”, informando sobre o período a que se deverão referir os dados introduzidos abaixo.

As linhas “ponta”, “cheias”, “vazio normal” e “super vazio” permitem estabelecer o consumo, expresso em kWh, efetuado pelo cliente em cada mês, nesse período tarifário.

A linha “Energia consumida em *standby*” permite estabelecer a energia que é consumida fora do horário de funcionamento do cliente, expressa em percentagem da energia que é consumida em funcionamento.

As linhas “Início de consumo” e “Fim de consumo” permitem definir o horário de funcionamento do cliente em dias úteis, sábados e domingos / feriados. Em caso de fecho num determinado dia (ex.: domingo), deverá ser introduzido o valor “n.a

A linha “Período de fecho/férias do cliente entre” permite estabelecer o período de fecho do Cliente, se aplicável. O modelo irá assumir que o consumo efetuado durante este período é o mesmo que nos períodos de *standby*, efetivamente assumindo que o Cliente não está em funcionamento durante este período. Caso não seja aplicável, deverá ser introduzido o valor “n.a.”.

**1.7 Consumo simplificado (kWh)- NÃO ACTIVO**

Início do Período	01/01/16	01/02/16	01/03/16	01/04/16									
Final do Período	31/01/16	29/02/16	31/03/16	30/04/16									
Ponta	16 590	16 067	16 590	12 484									
Cheias	37 058	35 801	37 058	40 211									
Vazio normal	5 823	3 764	5 823	4 026									
Super Vazio	1 659	1 628	1 659	1 717									
Energia consumida em standby	7,0%	da energia consumida em funcionamento											
Início de consumo (dia útil)	0:00	(se meia-noite, 00:00)											
Fim de consumo (dia útil)	24:00	(se meia-noite, 24:00)											
Início de consumo (sábado)	0:00	(se meia-noite, 00:00)											
Fim de consum (sábado)	12:00	(se meia-noite, 24:00)											
Início de consumo (domingo)	n.a.	(se meia-noite, 00:00)											
Fim de consumo (domingo)	n.a.	(se meia-noite, 24:00)											
Período de fecho/férias do cliente	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Dia</th> <th>Mês</th> <th>Data</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>8</td> <td>01/08/16</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>8</td> <td>15/08/16</td> </tr> </tbody> </table>				Dia	Mês	Data	1	8	01/08/16	15	8	15/08/16
Dia	Mês	Data											
1	8	01/08/16											
15	8	15/08/16											

Figura 3.5: Consumo simplificado (kWh) – *Input* Cliente

3.4.11. CONSUMO DETALHADO - CICLOS DE 15 MINUTOS

A secção “Consumo – ciclos de 15 min” permite estabelecer o perfil detalhado de consumo do cliente durante o ano base utilizado pelo algoritmo para definir o perfil de autoconsumo num ano-tipo. Deverão ser carregados os dados de consumo em ciclos de 15 minutos em “Consumo (kWh) – pré UPAC”.

3.4.12. DATATABLE

A Figura 3.6, doravante referida como “Datatable”, permite a análise do dimensionamento ótimo da UPAC atendendo à informação operacional introduzida no modelo, apresentado a sensibilidade de certos fatores de decisão em função de alterações no pressuposto de capacidade de produção (kWn).

O fator "TIR de projeto (Cliente)" foi considerado o critério chave no dimensionamento da UPAC no modelo de negócio de venda do equipamento, enquanto o fator "TIR de projeto (ESCO)" representa o critério chave no modelo de negócio de venda de energia.

Não obstante de o ponto ótimo de cada indicador/fator de decisão se encontrar apresentado com um fundo verde, por motivos de rapidez de cálculo do algoritmo, o cálculo da *Datatable* apenas será efetuado quando se premir o botão “*Run Datatable*”, sendo os dados atualizados.

Consumo máximo (ano base)	2 888,04	kW		
Capacidade máxima	840,00	kWn		
Incrementos	30,00	kWn		

Capacidade de produção		840 kWn	810 kWn	780 kWn
TIR de projeto (Cliente)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
TIR de projeto (ESCO)	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%
Investimento inicial (Cliente)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Poupança Total (Cliente)	2 903 522	2 903 522	2 800 374	2 697 200
Poupança / EUR investido	5,21	5,21	5,21	5,21
VAL (Cliente)	744 445	744 445	718 029	691 600
VAL (ESCO)	150 860	150 860	146 086	141 310
Quota de autoconsumo	98,8%	98,8%	98,8%	98,9%
Taxa de autonomia	9,0%	9,0%	8,7%	8,4%

Run Datatable

Figura 3.6: Run Datatable (kWn) – Input Cliente

### 3.5. DADOS E PRESSUPOSTOS – INPUT’S GERAIS

Tal como foi mencionado anteriormente, na zona [I\_Ger] encontram-se todos os dados e pressupostos de natureza operacional considerados no algoritmo. O presente ponto elenca todos estes pressupostos macroeconómicos.

Embora não sejam expectáveis alterações regulares à maioria dos pressupostos (exceção feita aos pressupostos de receitas, custos operacionais e de investimento, que poderão mudar com cada projeto), deverão ser analisados todos os pressupostos antes de se retirarem conclusões dos resultados.

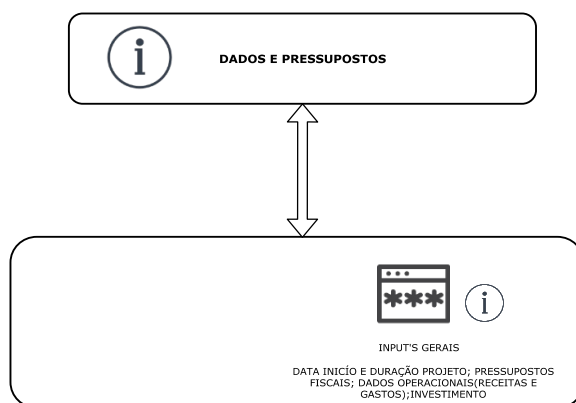


Figura 3.7: Algoritmo MAD – Input’s Gerais

### 3.5.1. INFORMAÇÃO DO PROJETO

Esta secção, designada por “Informação do Projeto”, permite ao utilizador definir a designação do projeto, bem como identificar a UPAC a que se refere. Adicionalmente, esta secção permite ao utilizador definir a unidade monetária em que o modelo se encontra denominado, bem como o número de dias de um ano e de um mês, normalizados segundo uma base de 360 dias. Da mesma forma, permite estabelecer o número de meses de um semestre e o número de semestres de um ano, a considerar.

### 3.5.2. CRONOGRAMA

A secção designada por “Cronograma “ corresponde à secção que permite definir as seguintes datas associadas ao projeto:

- Data de início do projeto, referente ao início do período após a adjudicação da proposta;
- Duração do período de construção, referente ao tempo (em anos) entre o início do projeto e o início de operação da UPAC;
- Duração do período de operação, referente ao período de contrato entre a ESCO e o potencial cliente;
- Duração do período de análise do cliente, referente ao período durante o qual será assumida a geração de benefícios para o cliente.

A duração do período de análise do cliente deverá corresponder pelo menos a um período equivalente ao período de operação, estando atualmente alinhado com a vida útil total estimada para a UPAC.

### 3.5.3. PRESSUPOSTOS TÉCNICOS - RADIAÇÃO DO SISTEMA

Esta secção apresenta os pressupostos relacionados com a produção de energia da UPAC de acordo com os dados fornecidos na zona [I\_Cliente], para a orientação escolhida. Os pressupostos referentes à radiação anual, capacidade de produção e capacidade instalada encontram-se definidos em [I\_Cliente].

No que concerne à “Taxa de degradação anual”, a presente secção permite definir a perda de potência anual da UPAC, expressa em percentagem. O algoritmo assume que esta degradação ocorre linearmente em cada ano.

#### 3.5.4. PERFIL DE PRODUÇÃO / CONSUMO

A secção “Perfil de produção/consumo” reflete a distribuição de produção da UPAC por período tarifário, assim como o rácio de autoconsumo por período tarifário. Estes indicadores são calculados na zona [C\_Cliente], utilizando o perfil de produção e consumo estabelecido na zona [I\_Cliente].

#### 3.5.5. INVESTIMENTO / CAPEX

Esta secção, denominada “Custo de investimento”, permite estabelecer os custos de investimento suportados pela ESCO. O valor do investimento introduzido deverá ser aquele suportado pela ESCO no projeto.

É possível definir a forma de indexação de cada custo: “EUR” para custos fixos, “EUR/kWp” para custos variáveis com a potência instalada, “EUR kWn” para custos variáveis com a potência nominal e “EUR/Inversor” para custos variáveis com o número de inversores.

A “Margem EPC” permite definir a margem de construção cobrada pela empresa que presta o serviço de EPC. Caso a empresa prestadora deste serviço faça parte do grupo à qual a ESCO está inserida, essa realidade deverá ser refletida. Nesse caso, a margem EPC irá impactar a “TIR c/ margem EPC”, descrita posteriormente, de forma a refletir a rentabilidade do projeto na ótica do grupo.

É ainda possível definir o período de garantia do equipamento. No modelo de negócio “Venda de equipamento”, este será o único período durante o qual a ESCO terá um custo associado à manutenção do equipamento.

#### 3.5.6. LIFECYCLE - REINVESTIMENTO

Esta secção prevê a possibilidade de serem considerados custos de *lifecycle* / reinvestimento, sendo o seu preenchimento efetuado segundo o mesmo racional utilizado na secção “Custo de investimento”.

#### 3.5.7. RECEITAS

A secção “Receitas” prevê vários cenários de receitas para a ESCO durante o período de operação, obedecendo a um princípio de flexibilidade.

Qualquer das variáveis de receita pode ser ativada ou desativada, premindo as caixas presentes ( →  para ativar e  →  para desativar).

Para cada variável de receita, é ainda possível definir a inflação aplicável, utilizando as listas de opções presentes.

#### 3.5.8. TARIFA ENERGIA INJETADA

Esta subsecção permite estabelecer a receita esperada por kWh injetado na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Na linha denominada “Tarifa energia injetada”, deverá ser introduzido o valor de mercado da energia (em EUR/kWh. Na seção “Desconto”, encontra-se o desconto face a este preço de mercado com o qual a energia é vendida ao Comercializador de Último Recurso (CUR), sendo que de acordo com o Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de Outubro, este desconto é de 10%.

Esta subsecção permite ainda definir se a receita referente à injeção de energia na rede pertence à ESCO ou ao Cliente, em “Direito de venda”.

#### 3.5.9. SERVIÇO OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

A subsecção “Serviços O&M” prevê a introdução de receitas cobradas ao cliente pela prestação de serviços de operação e manutenção.

Em cada uma das linhas “O&M 1, 2, 3, 4” poderão ser definidos preços (EUR/kWp) cobrados por serviços de O&M, face a intervalos de potência instalada da UPAC, permitindo transferir economias de escala para o cliente.

Na linha “Oferecido durante” é ainda possível estabelecer um período inicial durante o qual os serviços de operação e manutenção são oferecidos ao cliente. O valor introduzido nesta célula encontra-se expresso em anos de operação.

#### 3.5.10. VENDA DE EQUIPAMENTO

A subsecção “Venda de equipamento” é alimentada diretamente pela “Margem EPC” definida na subsecção “Custo de investimento”, permitindo que, caso esteja ativo o modelo

de negócio “Venda de equipamento”, a ESCO obtenha uma margem de EPC sobre o custo que tem com o equipamento e construção.

#### 3.5.11. RENDA DE PRODUÇÃO

A subsecção “Renda produção” permite estabelecer o valor e a indexação da renda de carácter fixo cobrada pela ESCO ao Cliente.

Embora o atual modelo de negócio em venda de energia preveja que esta renda esteja indexada à produção da UPAC (“EUR/kWh produzido” na lista de opções), o modelo prevê, nessa mesma lista, que a renda seja:

- Fixa (“EUR”);
- Indexada à produção da UPAC (“EUR/kWh produzido”);
- Indexada ao serviço de dívida (“Serviço dívida”).

Neste último caso, refere-se ao rácio renda fixa/serviço de dívida garantido sob esta indexação. Escolhendo esta opção, o valor introduzido como tarifa, torna-se inutilizado.

A linha “Rácio Renda Prod./Serviço Dívida mínimo” permite definir o rácio mínimo a ser atingido entre a renda produção e o serviço de dívida. Premindo o botão “Renda Produção”, o valor da renda é atualizado para refletir este objetivo, sendo que apenas é aplicável sob as indexações “EUR” e “EUR/kWh produzido”.

#### 3.5.12. RENDA CONSUMO

A subsecção “Renda consumo” permite definir a estrutura da renda de carácter variável cobrada pela ESCO ao Cliente.

No caso de se pretender uma tarifa simples/única, dever-se-á ativar a linha com o nome correspondente, introduzindo também o valor da tarifa a aplicar.

Segundo um modelo de tarifas múltiplas similar ao tarifário atualmente utilizado pelos comercializadores de eletricidade, deverá ser ativada a opção “Tarifa múltipla”. Neste sentido, deverá ser definido o valor do desconto a efetuar relativamente ao tarifário do atual comercializador de eletricidade do cliente.

A linha “TIR acionista objetivo (%)” permite definir a TIR acionista a ser atingida. Premindo o botão “Renda Consumo”, o valor da renda escolhida (simples ou múltipla) é atualizado para refletir este objetivo.

#### 3.5.13. CUSTOS OPERACIONAIS

A secção “Custos operacionais” permite definir o custo com cada rubrica de gastos operacionais, numa base anual, e estabelecer a indexação de cada um à inflação.

É ainda possível definir a indexação de cada rubrica de custo: “EUR” para custos fixos, “EUR/kWn” para custos indexados à potência nominal, “EUR/kWp” para custos ligados à potência instalada, “% Receitas” para custos variáveis com o volume de negócios e “% invest.” para custos indexados ao montante de investimento inicial.

Em “O&M” é possível definir o custo anual com os serviços prestados de operação e manutenção do equipamento. A linha “Seguros” permite definir o custo anual com seguros, assim como o limite máximo para o capital em risco. A linha “Comunicações” permite estabelecer o custo incorrido com telecomunicações.

#### 3.5.14. CUSTOS O&M PARA CLIENTE APÓS CONTRATO

A secção “Custos para cliente” prevê a introdução do custo previsto para o cliente relativo a serviços de O&M, após o período de contrato com a ESCO. No caso do modelo de negócio “Venda de equipamento”, este é o valor do custo projetado após o período de garantia.

### 3.6. PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS, FISCAIS, DE FINANCIAMENTO

Os pressupostos fiscais considerados no modelo financeiro tiveram em consideração o enquadramento fiscal de 2017. Eventuais reformas fiscais a ocorrerem deverão ser refletidas na atualização do modelo.

#### 3.6.1. IMPOSTOS - IVA

Nesta secção, designado por “Impostos”, da zona [I\_Ger], permite-se elencar os pressupostos associados ao IVA. Neste caso são definidas as taxas de IVA que incidem sobre as receitas e custos operacionais e investimento gerados pelo projeto. Esta secção permite a definição de seis categorias de IVA sobre receitas, e onze categorias de IVA sobre custos operacionais:

■ **Receitas operacionais:**

- Taxa aplicável sobre a renda produção;
- Taxa aplicável sobre a renda consumo;
- Taxa aplicável sobre a redução de fatura do cliente (IVA aplicável a custos com eletricidade);
- Taxa aplicável sobre os serviços de operação e manutenção;
- Taxa aplicável sobre a venda de equipamento da UPAC;
- Taxa aplicável sobre a venda de energia ao CUR.

■ **Gastos operacionais:**

- Taxa aplicável sobre os custos relacionados com os serviços de operação e manutenção prestados;
- Taxa aplicável sobre os custos com seguros;
- Taxa aplicável sobre custos de comunicação;
- Taxa aplicável sobre custo com o equipamento da central (aplicável no modelo de negócio “Venda de equipamento”);
- Taxas aplicáveis sobre itens extra caso sejam adicionadas mais rubricas de custos operacionais.

3.6.2. MACROECONÓMICOS

3.6.2.1. TAXA DE INFLAÇÃO

Nesta secção, designada por “Taxas de Inflação”, o utilizador poderá especificar diferentes taxas de inflação anuais aplicáveis às diferentes rubricas do projeto, até ao limite de quatro cenários de inflação diferenciados.

### 3.6.2.2. TAXA DE JURO

Na secção denominada “Taxas de Juro”, o utilizador poderá especificar os valores esperados das diferentes taxas base previstas no modelo (Euribor 3M, Euribor 6M).

No que concerne à Euribor 3M/6M foram considerados os valores apresentados pela Reuters a 3 de Abril de 2017.

### 3.6.3. FINANCIAMENTO

#### 3.6.3.1. PRESSUPOSTOS GERAIS

Esta secção, da zona [I\_Ger], designada por “Financiamento”, permite definir os vários *inputs* que estão na base da definição da estrutura de capitais e as condições de financiamento a considerar no presente modelo.

##### ■ *Lock up*

A subsecção denominada “*Lock up*” distribuições acionistas permite definir um período de *lock up* de distribuições aos acionistas, durante o qual essas distribuições não poderão ocorrer.

É ainda definido de forma automática o *lock up* de prestações acessórias e dividendos em caso de escolha de uma anuidade no reembolso de suprimentos. Este valor é igual à maturidade da dívida a ser utilizada.

##### ■ Rácios

Esta subsecção, designada por “Rácios” permite estabelecer os rácios financeiros que deverão ser respeitados ao longo do projeto.

##### ■ Reserva legal

Esta secção, designada por “Reserva Legal”, permite definir a percentagem do resultado líquido que deverá ser transferida em cada ano para a Reserva Legal, bem como o montante máximo de Reserva Legal a constituir, em função do Capital Social.

### 3.6.3.2. NECESSIDADES DE FUNDOS

Esta secção, designada por “Necessidades de Fundos”, devolve o valor total das necessidades de fundos necessários para a exequibilidade do projeto.

A lista de opções presente na linha “Período para cálculo de necessidades” permite definir se o cálculo das necessidades de financiamento deverá dizer respeito:

- Apenas ao período de construção;
- A todo o primeiro ano de projeto, incluindo deste modo os *cash-flows* de financiamento no período pós-construção.

### 3.6.3.3. ORIGENS DE FUNDOS

#### ■ *Gearing*

Esta subsecção permite a definição da percentagem de capitais próprios sobre o total de capital a aportar ao projeto.

#### ■ Capital social

Nesta subsecção o utilizador pode definir o capital social a aportar ao projeto no primeiro ano de projeções.

#### ■ Valor

Nesta subsecção, designada por “Valor”, o utilizador poderá especificar a repartição entre as várias fontes de financiamento (fundos próprios e fundos alheios), através da definição:

- Da percentagem de prestações acessórias a aportar ao projeto, após dedução da dotação de capital social;
- Da percentagem de prestações acessórias remuneradas a aportar ao projeto, após dedução da dotação de capital social;
- Da percentagem de suprimentos a aportar ao projeto, após dedução da dotação de capital social;

- Da percentagem de capital alheio proveniente de cada uma das duas tranches de dívida previstas no modelo;
- Da prioridade de desembolso de fundos, utilizando a lista de opções respetiva;
- Da possibilidade de transferir fundos de prestações acessórias simples para remuneradas, respeitando o rácio de autonomia financeira mínimo definido na subsecção “Rácios”, utilizando a lista de opções respetiva.

#### 3.6.3.4. CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO

##### ■ Dívida sénior – a/b

Esta subsecção permite ao utilizador introduzir todos os pressupostos relacionados com o financiamento com capitais alheios, para as duas tranches de dívida previstas. O montante máximo autorizado para cada tranche é definido pelas necessidades de financiamento e pelos pressupostos estabelecidos na secção “Origens de fundos”.

O utilizador deve introduzir a data de início do empréstimo, assim como os dados referentes às taxas base de pagamento de juros.

Deverá ainda ser introduzido o pressuposto de maturidade da dívida, de carência de capital e de margem, assim como as comissões a aplicar.

É necessária também a escolha do método de reembolso da dívida sénior, a qual contempla as seguintes opções:

- Capital constante;
- Anuidade.

##### ■ Prestações acessórias

Esta subsecção refere-se ao montante máximo autorizado de desembolso de prestações acessórias.

##### ■ Prestações acessórias - remuneradas

Esta subsecção permite definir a taxa base e a margem subjacentes ao cálculo de juros das prestações acessórias remuneradas.

■ **Suprimentos**

Esta subsecção permite definir a taxa base e a margem subjacentes ao cálculo de juros dos suprimentos.

■ **Anuidade (capital + juros) nos suprimentos**

Esta subsecção permite ao utilizador escolher se pretende que o reembolso dos suprimentos seja feito de uma forma constante ao longo da maturidade da dívida (sujeito a variações em caso de taxa de juro não constante).

■ **Capitalização de encargos financeiros**

Esta subsecção permite ao Utilizador escolher se os encargos financeiros incorridos durante o período de construção deverão ou não ser capitalizados.

**3.7. CÁLCULOS DE CLIENTE**

A Figura 3.8 apresenta a zona [C\_Cliente] onde o utilizador poderá encontrar todos os cálculos de natureza operacional inerentes à definição do perfil de consumo e produção do Cliente num ano tipo.

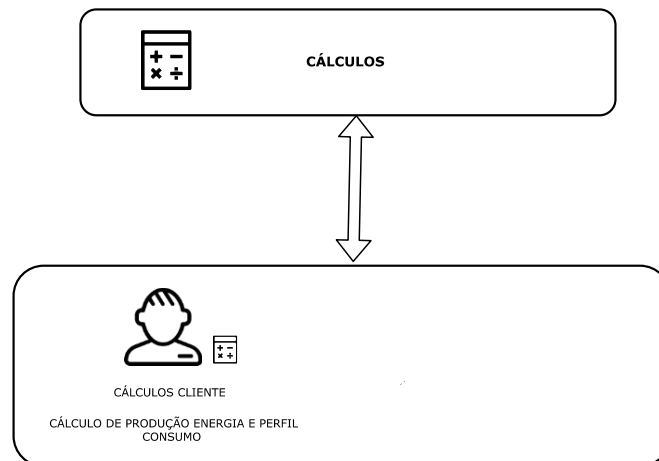


Figura 3.8: Algoritmo MAD – Cálculos Cliente

### 3.7.1. TARIFÁRIO CLIENTE

#### 3.7.1.1. TARIFÁRIO ATUAL S/UPAC

Esta secção apresenta o tarifário atual do cliente, bem como o cenário de inflação selecionado, tal como introduzido em [I\_Cliente].

#### 3.7.1.2. FATURA ENERGÉTICA S/UPAC

Nesta secção é apresentada a fatura energética do Cliente no ano base (s/UPAC), calculada tendo por base os dados facultados em [I\_Cliente], sendo esta informação utilizada nos cálculos da poupança em EUR ao longo da análise de cliente, período definido em [I\_Ger].

#### 3.7.1.3. CICLO TARIFÁRIO

Esta secção apresenta o ciclo tarifário do Cliente, escolhido em [I\_Cliente], assim como o detalhe dos horários subjacentes a este ciclo.

### 3.7.2. PRODUÇÃO

Este separador, designado “Produção”, apresenta os pressupostos definidos na zona [I\_Cliente] e cálculos relacionados com a produção de energia da UPAC, ao longo do ano, em ciclos de 15 minutos.

### 3.7.3. MÉTODO SIMPLIFICADO

Este método realiza cálculos auxiliares relacionados com a definição do perfil de consumo do potencial cliente no ano base de análise, mediante seleção do método simplificado (via faturas). Os cálculos auxiliares realizados neste passo são utilizados no ponto 3.5.4.

### 3.7.4. PERFIL DE PRODUÇÃO E CONSUMO

Esta seção realiza os cálculos necessários à definição do perfil de consumo e produção (e, consequentemente, de autoconsumo) do cliente num ano tipo, tendo em consideração os dados disponíveis para o ano base.

De referir que os cálculos são realizados nesta seção quer seja selecionada a opção detalhada ou simplificada na secção “Nível de detalhe – consumo” da em [I\_Cliente], sendo o consumo em ciclos de 15 minutos alimentado de acordo com a escolha do utilizador.

### 3.8. CÁLCULOS GERAIS

Como referido anteriormente, na zona [C\_Ger] o utilizador poderá encontrar todos os cálculos de natureza operacional inerentes ao projeto (Figura 3.9), calculados numa base anual. De forma a facilitar a sua compreensão, esta folha encontra-se dividida em várias secções.

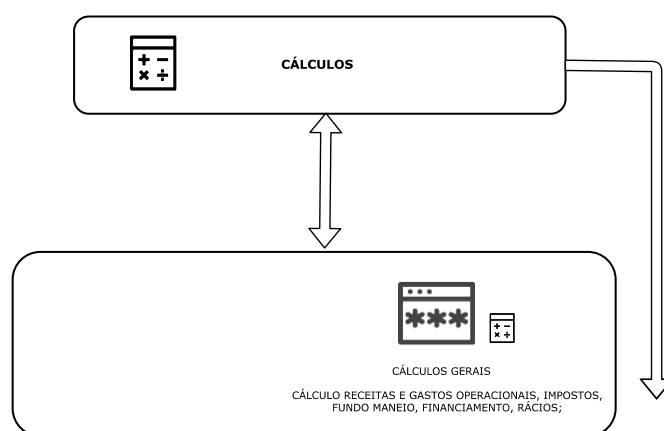


Figura 3.9: Algoritmo MAD – Cálculos Gerais

A Figura 3.9 apresenta o extrato do esquema do algoritmo, referente às variáveis de cálculo que passam a ser descritas nos pontos seguintes.

#### 3.8.1. CRONOGRAMA

Esta secção calcula as datas de início e termo do modelo, numa base anual, evidenciando o período correspondente a cada ano, assim como o número de dias que cada ano compreende.

Apresenta também cálculos auxiliares relativos aos períodos legais de Inverno ou Verão, informação utilizada nos cálculos técnicos relacionados com o perfil de consumo e produção do potencial Cliente.

### 3.8.2. PRESSUPOSTOS TÉCNICOS

#### 3.8.2.1. RADIAÇÃO DO SISTEMA

Nesta secção são realizados os cálculos referentes à produção de energia pela UPAC, considerando os pressupostos definidos nas zonas [I\_Cliente] e [I\_Ger], expressa em kWh anuais.

#### 3.8.2.2. PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA

Nesta secção, denominada “Produção e consumo de energia”, é efetuada a separação da produção de energia (em kWh) por períodos tarifários, e calculada a energia consumida pelo Cliente em cada um desses períodos, assim como o total de energia injetado na RESP em cada ano.

É também calculado o consumo energético à rede com e sem UPAC, para cada ano em análise. São também apresentadas as poupanças em emissões de CO<sub>2</sub>.

Esta secção apresenta ainda a redução anual de potência em ponta consumida à rede providenciada pela instalação da UPAC.

### 3.8.3. RECEITAS

O utilizador poderá encontrar os cálculos associados às diferentes rubricas de receitas geradas pelo projeto, quer a preços constantes, quer a preços correntes.

Adicionalmente, esta secção inclui cinco subsecções de “Contas controlo” (associadas às diferentes rubricas de receitas operacionais) que permitem calcular os fluxos que devem ser considerados nas diferentes Demonstrações Financeiras, incluindo os saldos de balanço e os fluxos de caixa relacionados com estas rubricas, numa base anual.

### 3.8.4. GASTOS OPERACIONAIS

O utilizador poderá encontrar os cálculos associados às diferentes rubricas de gastos operacionais gerados pelo projeto, quer a preços constantes, quer a preços correntes.

Adicionalmente, esta secção inclui duas secções de “Contas controlo” (uma associada aos gastos operacionais gerais, e uma associada aos gastos com equipamento, aplicável no modelo de negócio “Venda de equipamento”) que permitem calcular os fluxos que devem

ser considerados nas diferentes demonstrações financeiras, incluindo os saldos de balanço e os fluxos de caixa relacionados com estas rubricas, numa base anual.

### 3.8.5. BENEFÍCIOS PARA O CLIENTE

Aqui o utilizador poderá encontrar os cálculos associados às diferentes rubricas, quer a preços constantes, quer a preços correntes, que constituem os benefícios e gastos para o cliente provenientes da instalação da UPAC, nomeadamente:

- Fatura energética s/ UPAC;
- Benefícios:
  - Redução de fatura energética;
  - Energia injetada na RESP.
- Gastos:
  - Operação e manutenção (segundo o atual modelo de negócio, apenas ocorrem findo o contrato com a ESCO).

Inclui também uma secção “Conta controlo de recebimentos” e uma secção “Conta controlo de pagamentos”, que permitem calcular os fluxos que devem ser considerados nas diferentes demonstrações financeiras na ótica do cliente, incluindo os saldos de fluxos de caixa relacionados com as rubricas em apreço.

### 3.8.6. RENTABILIDADE - ESCO

Nesta secção são calculados os principais indicadores de rentabilidade do Projeto. Desta forma, são apresentados quer os *cash-flows* do Projeto, quer os *cash-flows* para os acionistas, em cada período.

Os indicadores mencionados são calculados, quer antes quer depois de impostos.

De referir que são apresentados ainda os cálculos associados a questões previstas no modelo, como o retorno contabilizando a margem EPC caso pertença a uma empresa do grupo ou a venda antecipada da UPAC ao Cliente.

### 3.8.7. RENTABILIDADE - CLIENTE

Nesta seção, designada “Rentabilidade – Cliente” são calculados os principais indicadores de rentabilidade do Projeto na ótica do Cliente. Desta forma, são apresentados os *cash-flows* do Projeto em cada período.

Todos os indicadores mencionados são calculados antes de impostos.

### 3.9. RESULTADOS – *OUTPUT’S* ESCO E CLIENTE

Os resultados e *outputs* do Projeto foram desenvolvidos nas zonas [O\_ESCO] e [O\_Cliente], que contêm as diferentes demonstrações financeiras, apresentadas numa base anual, na ótica da ESCO e do Cliente, respetivamente.

Estes resultados e *outputs* do modelo encontram-se divididas em quatro zonas distintas, a Figura 3.10 apresenta *output* através das demonstrações financeiras a Figura 3.11 apresenta os resultados de uma forma gráfica.

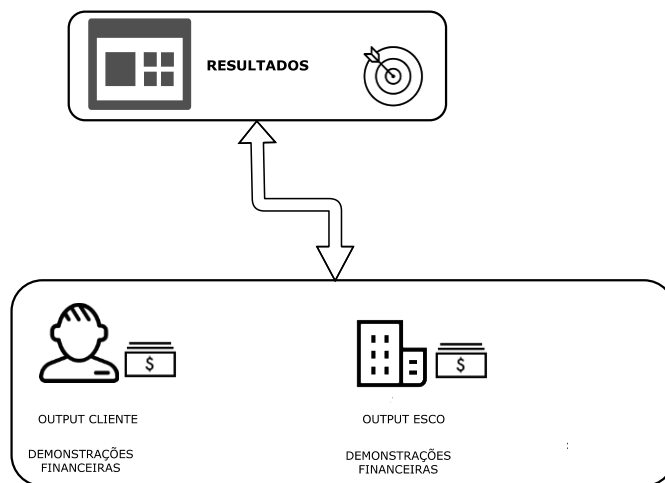


Figura 3.10: Algoritmo MAD – Resultados Financeiros

- Demonstração de Resultados, evidenciando, entre outras, as linhas de “Resultados de Exploração”, “Resultados Antes de Impostos” e “Resultados Líquidos”;
- Balanço Analítico evidenciando a situação patrimonial associada ao projeto, em cada período;

- Mapa de *Cash-Flows* do Projeto, por cascata de prioridade de afetação de fundos, evidenciando, entre outras, as linhas de “*Cash-flow* de Exploração”, “*Cash-flow* antes de financiamento”, “*Cash-flow* após financiamento”, “Saldo de caixa inicial” e “Saldo final de caixa”;

A Figura 3.11 apresenta outputs gráficos, de forma a facilitar a análise de indicadores chave do projeto.

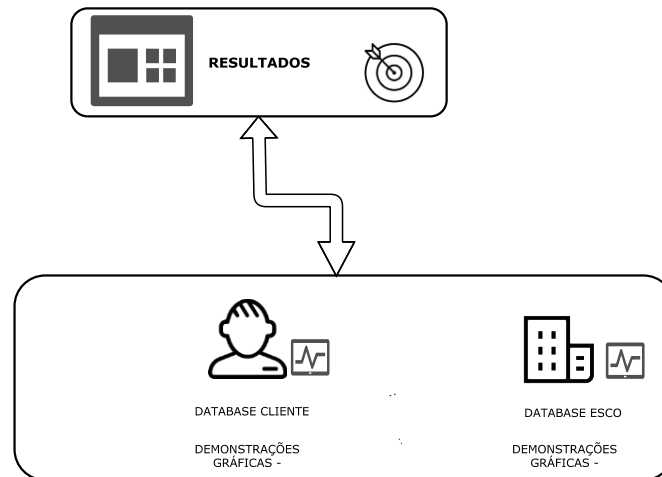


Figura 3.11: Algoritmo MAD – Demonstração Gráfica

### 3.10. RESUMO DO PROJETO

A Figura 3.12 resume os resultados mais relevantes do projeto e fornece informação sobre os indicadores chave do modelo, contendo, por exemplo, os indicadores de rentabilidade (*TIR*, *VAL* e *Payback*), o resumo das origens e aplicações de fundos para o período do projeto, os principais indicadores operacionais, a estrutura de financiamento, entre outros. Apresenta ainda indicadores técnicos e financeiros na perspetiva do potencial cliente.

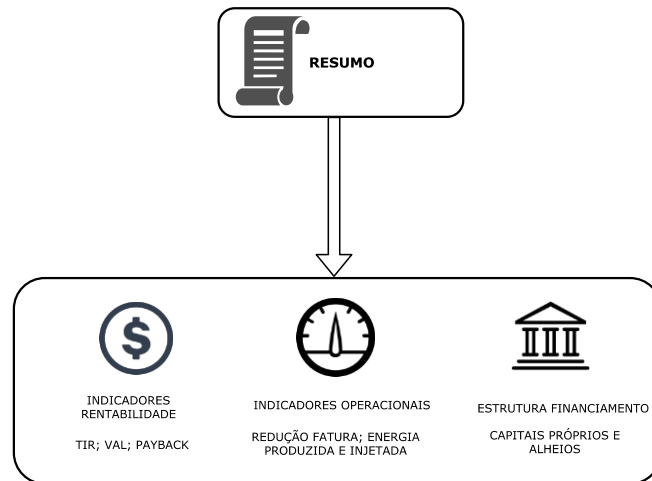


Figura 3.12: Algoritmo MAD – Resumo

### 3.11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi abordado de uma forma detalhada o modelo técnico económico e financeiro.

A metodologia recaiu em dois modelos de negócio, a Venda de Equipamento em regime EPC e Venda de Energia. No primeiro caso, o modelo apenas reflete os rácios financeiros sob a ótica do cliente, sendo uma alternativa às empresas ESCO de não perder a possibilidade de efetuar o negócio caso o cliente rejeite o modelo ESCO. No segundo caso, o modelo funciona num regime puramente ESCO possibilitando extrair rácios financeiros na ótica da ESCO, do cliente e de uma terceira entidade (financiadora).

O ponto relevante diferenciador deste projeto é a forma encontrada para a remuneração da empresa ESCO, ou seja, como o cliente irá pagar as suas rendas (renda de produção e renda consumo). A renda de consumo permite ao cliente pagar apenas a energia que consome, ficando desta forma livre da obrigação de pagar energia não consumida. Como exemplo, a maior parte da indústria tem períodos de paragem (fim de semana e férias) a qual teria um custo energético com o autoconsumo se não fosse aplicado este modelo.

O modelo foi pensado de forma a permitir retirar como *outputs* todos os indicadores económicos e financeiros exigidos e validados pelos principais bancos, de forma a que quando são apresentados a uma destas instituições para avaliação de financiamento cumpram todos os pressupostos exigidos pelas mesmas.

Face à especificidade e quantidade de informação foi necessário encontrar uma estrutura de redação capaz de traduzir de uma forma clara, mas completa toda a informação que consta no modelo, subdividindo o algoritmo inicial.

## 4. CASO PRÁTICO

### 4.1. CASO PRÁTICO – SIMULAÇÃO EM REGIME DE VENDA DE ENERGIA

Até este momento, foi detalhada de forma aprofundada todas as potencialidades e formas de funcionamento do algoritmo. O capítulo 3 efetua a descrição da metodologia implementada na construção do MAD, de modo a ser possível transmitir de forma mais clara todos os módulos que compõe a ferramenta (designada aqui como “modelo”) na globalidade. Como foi descrito anteriormente, o MAD permite funcionar em dois regimes distintos. Venda de equipamento em regime de contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), ou contrato de venda de energia. É neste último que vai ser simulada uma instalação com dados reais de forma a testar todas a funcionalidades da ferramenta, dado que, este permite explorar de forma mais abrangente as potencialidades da informação.

A instalação objeto de estudo atua no setor da indústria e tem um consumo anual de energia que supera os 13 GWh por ano. Sendo uma indústria que trabalha 3 turnos por dia, 7 dias por semana, e com o consumo atrás mencionado, tem reunido os primeiros indicadores para avançar com um estudo sobre a viabilidade da instalação de uma UPAC.

A ESCO, iniciou o seu estudo solicitando os dados de consumo histórico dos 3 últimos anos em intervalos de 15 minutos, bem como uma cópia da última fatura do fornecedor de energia elétrica atual. Na posse destes dados foi dado início ao estudo utilizando a ferramenta desenvolvida para o efeito.

#### 4.1.1. CASO PRÁTICO – CONSIDERAÇÕES GERAIS

##### 4.1.1.1. ATUALIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO DE PROJETO

Tabela 4.1: Informação de projeto

1,1 Informação do projeto	
Nome do modelo	ESCO Financial Model
Nome do projeto	TESE 2017
Cliente	Fernando Ferreira
Moeda	Euros
N.º dias por ano (cálculo juros)	360
N.º médio de dias por mês	30
Dias por semana	7
Meses por ano	12
Semestres num ano	2
Tolerância	0,0001

Este primeiro passo, apenas serve de suporte ao modelo para que posteriormente o projeto fique corretamente identificado. É neste momento que são atribuídos os dados do cliente e o nome do projeto, como se pode verificar na Tabela 4.1.

##### 4.1.1.2. SELEÇÃO DATA INICIO

Tabela 4.2: Data início

1,3 Modelo	
Início - ano	2017

Uma vez introduzido o novo projeto, existe a necessidade de adaptar o modelo financeiro. Neste caso prático que foi simulado, foi inserido o ano civil de 2017 ( Tabela 4.2), de forma a assegurar que os indicadores de retorno do projeto são calculados corretamente.

Tabela 4.3: Cronograma

**1,2 Cronograma**

	Projeto	Construção	Operação	Análise Cliente
Início	01/06/17	01/06/17	01/12/17	01/12/17
Fim	30/11/29	30/11/17	30/11/29	30/11/42
N.º de anos	12,50	0,50	12,00	25,00
Número de anos (c/ sensibilidade)	12,50	0,50	12,00	
Início - data	01/06/17			

Na Tabela 4.3 está definido o cronograma do projeto, sendo nesta fase necessário indicar a data de início do projeto, o período de construção, operação e análise do projeto.

Com estes 4 indicadores o modelo está apto a simular o negócio tendo em linha de conta o início do projeto e o período de construção que tem impacto direto no que respeita a financiamento, nomeante os períodos de carência de amortização de capital alheio. Por fim é possível efetuar um estudo adaptado a cada cliente para o período de operação, neste caso foi de 12 anos, que posteriormente passa para a posse do cliente.

O estudo tem um horizonte temporal de 25 anos, o qual foi ao encontro do período de vida útil dos equipamentos.

**4.1.1.3. ATUALIZAÇÃO DE PRESSUPOSTOS MACROECONÓMICOS**

Tabela 4.4: Pressupostos macroeconómicos.

**9,1 Taxas de Inflação**

Inflação Geral  
 Inflação (invest. Inicial)  
 Inflação (invest. *Lifecycle*)  
 Sem inflação

	Data Base	2017
Inflação Geral	01/01/17	1,20%
Inflação (invest. Inicial)	01/01/17	1,20%
Inflação (invest. <i>Lifecycle</i> )	01/01/17	1,20%
Sem inflação	01/01/17	0,00%

**9,2 Taxas de Juro**

		2017
Swap - taxa base		1,75%
SWAP - fee		0,25%
SWAP		2,00%
Euribor 6M	R	-0,16%
Euribor 3M	R	-0,21%
Euribor 6M	(Reuters @ 03/04/17)	-0,16%
Euribor 3M	(Reuters @ 03/04/17)	-0,21%

Na elaboração de cada modelo, estes pressupostos devem ser revistos para cada projeto, neste caso foi assumido o ano base o de 2017 e os pressupostos macroeconómicos apresentados na Tabela 4.4.

4.1.2. CASO PRÁTICO – PERFIL DE PRODUÇÃO E CONSUMO

4.1.2.1. CARREGAMENTO DAS MATRIZES DE PRODUÇÃO

Tabela 4.5: Perfil anual de produção.

Em - Produção média mensal (kWh/kWp)	<u>30 ° Sul</u>	<u>Nascente Poente</u>
Janeiro		51,0
Fevereiro		68,4
Março		102,0
Abril		134,9
Maio		163,8
Junho		178,9
Julho		192,6
Agosto		169,4
Setembro		133,3
Outubro		79,6
Novembro		59,2
Dezembro		42,0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>1375</b>

Na Tabela 4.5, são demonstrados os valores finais da produção média mensal obtidos pelo estudo prévio de previsão efetuado para o local. Quando uma instalação fotovoltaica está a ser alvo de uma avaliação este é um dos indicadores, senão o principal, a ter em conta.

Perante um investimento de longo prazo, um erro na avaliação do recurso vai ser repercutido ao longo do período de vida do projeto, colocando na maioria das vezes o projeto em situação deficitária e conseqüentemente prejuízos para os investidores que alocaram recursos financeiros nestes ativos.

No caso de estudo em análise estamos perante uma instalação em cobertura, tipo “*coplnar*” com duas orientações, nascente-poente e localizada no distrito do Porto, Portugal.

Foi efetuado um estudo de produção com o auxílio de um software PVSYST V6.63, (Anexo A), do qual após introduzidos os dados do projeto de engenharia, se retirou os valores apresentados na Tabela 4.5.

No entanto, os valores apresentados pela previsão mensal de produção por si só não satisfazem os requisitos do modelo, uma vez que se apresentam de uma forma agregada toda a produção acumulada em cada mês. Foi necessário criar um passo intermédio no modelo de forma a que fosse possível transformar essa informação num formato equivalente ao obtido pelo perfil de carga do cliente. A informação da previsão mensal foi decomposta em ciclos de 15 minutos, 24 horas diárias nos 365 dias do ano. Com esta informação o modelo possui a informação de previsão com o mesmo nível de detalhe que o perfil de consumo do cliente.

#### 4.1.2.2. DEFINIÇÃO DO PERFIL DE CONSUMO

Neste tipo de projetos a informação que é disponibilizada pelo cliente nem sempre chega no formato mais desejado e, para precaver essa situação, o modelo possibilita que os dados de perfil de consumo do cliente possam ser inseridos de duas formas.

O cliente terá que fornecer no mínimo 1 ano completo de histórico de faturas.

A segunda possibilidade, e a mais desejada face ao nível de detalhe que é possível obter, é o acesso ao contador de consumo, onde é possível recolher e exportar os dados de consumo em ciclos de 15 minutos para todos os períodos tarifários.

No caso de estudo que estamos a analisar o cliente forneceu o acesso ao contador de consumo onde foi possível retirar toda a informação necessária para trabalhar com a opção do modelo “ciclos de 15 min”, mantendo a opção do módulo “consumo simplificado” – não ativo, como se pode observar na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Perfil anual de consumo.

**1,7 Consumo simplificado (kWh)- NÃO ACTIVO**

Início do Período	01/01/16	01/02/16	01/03/16
Final do Período	31/01/16	29/02/16	31/03/16
Ponta	16 590	16 067	16 590
Cheias	37 058	35 801	37 058
Vazio normal	5 823	3 764	5 823
Super Vazio	1 659	1 628	1 659

**1,8 Consumo - ciclos de 15 min**

Data	Consumo(kWh) - Pré UPAC
01/01/16 00:00	300,29
01/01/16 00:15	308,99
01/01/16 00:30	311,38
01/01/16 00:45	317,47
01/01/16 01:00	319,00
01/01/16 01:15	302,25

**4.1.2.3. DEFINIÇÃO DO TARIFÁRIO ATUAL**

Uma vez inserido os dados com o perfil do consumo, existe a necessidade de inserir uma outra informação indispensável para que seja possível efetuar o estudo económico e financeiro. O tarifário que o cliente tem no momento anterior à instalação da UPAC. É importante verificar dois aspetos distintos, o primeiro reporta a informação relativa ao ciclo tarifário que está contratualizado, sendo que esta informação tem que ser carregada no modelo de forma a que este possa associar os períodos horários ajustados a esse ciclo. A restante informação é relativa ao custo efetivo pago pelo cliente em cada período pela energia consumida. Na Tabela 4.7 são apresentados os valores da tarifa que foram utilizados neste estudo para cada período horário, bem como o ciclo horário que o cliente tem contratualizado.

Tabela 4.7: Tarifário atual de consumo.

**1,3 Tarifário actual s/ UPAC**

Ponta	0,1053	EUR/kWh
Cheias	0,0945	EUR/kWh
Vazio normal	0,0679	EUR/kWh
Super Vazio	0,0653	EUR/kWh
Php (tarifa ajustada)	7,1279	EUR/Pp
Php	0,2337	EUR/Pp
Factor ajuste	Dia do mês	

**1,4 Ciclo tarifário**

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental

**4.1.3. CASO PRÁTICO – MODELO DE NEGÓCIO “VENDA DE ENERGIA”**

**4.1.3.1. SELEÇÃO DE MODELO DE NEGÓCIO**

Tabela 4.8: Modelo de negócio

**1,1 Inputs Gerais**

Data Base (perfil consumo)	01/01/16
Modelo de negócio	Venda de Energia

Como comentado anteriormente, este modelo permite funcionar em dois regimes de modelos de negócio. O modelo escolhido para o caso de estudo foi o de “Venda de Energia”. Como se pode ver na Tabela 4.8 os dados de consumo em análise referem-se ao ano de 2016 de Janeiro a Dezembro do respetivo ano base.

#### 4.1.3.2. ALTERAÇÃO DE PRESSUPOSTOS TÉCNICOS

Tabela 4.9: Alteração pressupostos técnicos.

<b>2,1 Radiação e sistema</b>	
Radiação anual	1 375,19 kWh/m2/year
Capacidade de produção	840 kWn
Fator de conversão	1,18 kWp / kWn
Capacidade instalada	994,7 kWp
Taxa de degradação anual	0,80%
<b>2,2 Inversores</b>	
	28 #
<b>2,3 Emissões CO2</b>	
	0,523 kg / kWh
<b>2,4 Perfil de Produção / Consumo</b>	
Energia produzida UPAC	
Ponta	22,76%
Cheias	52,30%
Vazio normal	24,52%
Super Vazio	0,42%
Rácio de autoconsumo	
Ponta	99,15%
Cheias	99,36%
Vazio normal	97,27%
Super Vazio	100,00%

Esta secção do modelo apresenta os pressupostos relacionados com a produção de energia da UPAC. A linha “Radiação anual”, traduz o somatório da produção mensal de energia definida anteriormente para a orientação deste estudo, Nascente/Poente.

No que se refere à “Taxa de degradação anual”, este módulo permite definir a perda de potência anual da UPAC, expressa em percentagem. O modelo assume que esta degradação ocorre linearmente em cada ano sendo que, neste estudo foi assumido que a degradação é de 0,8%.

A secção “Emissões CO<sub>2</sub>” estabelece os kg de CO<sub>2</sub> emitidos por kWh de energia produzida por métodos tradicionais. Este indicador alimenta os resultados de impacto ambiental do modelo. O fator de conversão utilizado foi o de 0,523kg/kW.

No entanto os dados mais relevantes que a Tabela 4.9 permite retirar é o “Perfil de produção/consumo”. Este reflete a distribuição de produção da UPAC por período tarifário, assim como o rácio de autoconsumo por período tarifário. Numa análise muito simplista, é possível perceber em valores percentuais a distribuição da energia pelos períodos horários. É possível verificar no momento da produção se o destino é o consumo na instalação ou se é injetada na rede.

#### 4.1.3.3. OTIMIZAÇÃO DO DIMENSIONAMENTO

Tabela 4.10: Otimização da potência instalada.

Consumo máximo (ano base)	2 888,04	kW
Capacidade máxima	840,00	kWn
Incrementos	30,00	kWn

Capacidade de produção		840 kWn	810 kWn	780 kWn
TIR de projeto (Cliente)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
TIR de projeto (ESCO)	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%
Investimento inicial (Cliente)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Poupança Total (Cliente)	2 903 522	2 903 522	2 800 374	2 697 203
Poupança / EUR investido	5,21	5,21	5,21	5,20
VAL (Cliente)	744 445	744 445	718 029	691 607
VAL (ESCO)	150 860	150 860	146 086	141 315
Quota de autoconsumo	98,8%	98,8%	98,8%	98,9%
Taxa de autonomia	9,0%	9,0%	8,7%	8,4%

Run Datatable

A Tabela 4.10, doravante referida como “Datatable”, permite a análise do dimensionamento ótimo da UPAC atendendo à informação operacional introduzida no modelo, apresentando a sensibilidade de certos fatores de decisão em função de alterações no pressuposto de capacidade de produção (kWn).

O fator "TIR de projeto (Cliente)" foi considerado o critério chave no dimensionamento da UPAC no modelo de negócio de venda do equipamento, enquanto o fator "TIR de projeto (ESCO)" representa o critério chave no modelo de negócio de venda de energia.

Na análise dos dados verifica-se que ao estar perante um modelo de venda de energia, os valores a verde estão focados na TIR para a ESCO, estando a TIR do Cliente como n.a. (não aplicável).

Não obstante do ponto ótimo de cada indicador/fator de decisão se encontrar apresentado com um fundo verde, por motivos de rapidez de cálculo do modelo, o cálculo da *Datatable* apenas será efetuado quando se premir o botão “*Run Datatable*”, sendo os dados atualizados.

#### 4.1.3.4. DEFINIÇÃO DE PRESSUPOSTOS DE INVESTIMENTO

Tabela 4.11: Pressupostos de investimento.

##### 3,1 Custo de investimento

		Interruptor	
Estrutura	89 523	90,0	EUR/kWp
Quadro de proteção	4 400	4 400,0	EUR
Inversores	61 320	73,00	EUR/kWn

Nesta rubrica do modelo, “Custo de Investimento” é inserido todo o *Capex* por rúbrica, sendo que a cada rúbrica esse preço pode estar indexado por custo unitário (€), €/kWp ou €/kWn, ver Tabela 4.11.

#### 4.1.3.5. AJUSTAMENTO DOS PRESSUPOSTOS DE RECEITAS OPERACIONAIS

Tabela 4.12: Receitas operacionais.

##### 5,2 Receitas

Tarifa energia injetada	0,0501	EUR/kWh
Desconto	10%	%
Direito de venda	Cliente	

Nesta subsecção “Tarifa energia injetada”, o valor considerado foi o valor atual de mercado aplicado o desconto mínimo legal de 10% publicado no decerto lei em vigor que regula o autoconsumo.

Serviços O&M	n.a	6,38	EUR/kWp	Inflação Geral
O&M 1		6,38	se kWp >	0,0
O&M 2		livre	se kWp >	livre
O&M 3		livre	se kWp >	livre
O&M 4		livre	se kWp >	livre
Oferecido durante		n.a	anos	

Ainda na rúbrica de receitas é possível escolher no modelo de negócio o valor a cobrar pela operação e manutenção ao cliente pela ESCO, ou caso contrário esta optaria por equacionar uma oferta desta receita. O valor pode ser escalonado em patamares em função da potência instalada.

No entanto, uma vez que este caso de estudo está em modelo de venda de energia esta situação não se coloca, a ESCO assume o custo de operação e manutenção durante a vigência do contrato.

Renda produção	Sim	0,0596	Euro/kWh produzido	Inflação Geral
Rácio Renda Produção / Serviço Dívida mínimo		0,80		
Rácio Renda Produção / Serviço Dívida mínimo atual		0,80		
Diferença		0,00		

**Renda Produção**

O objetivo principal na elaboração de qualquer negócio é a sua rentabilidade, ora para que isso seja possível existe um princípio básico que passa pela existência de receitas. Nesta fase do modelo o foco está na componente das receitas que estão projetadas, como foi explicado anteriormente no ponto 4.5.5.2., seção Receitas, ponto “Renda de Produção”. Das 3 opções, a ESCO pode optar por cobrar um valor fixo, um valor que achar que deve cobrar por kWh produzido ou optar por calcular esse valor.

Neste estudo foi utilizada a opção de calcular este valor, desta forma a ESCO assegura que uma componente das receitas, “Renda de Produção” é paga em função da energia produzida, caso contrário não será cobrado qualquer valor ao cliente e assegura também outro aspeto muito importante que é a cobertura mínima do serviço da dívida.

Renda consumo

TIR acionista objetivo (%)	10,0%
Com sensibilidade	10,0%
Atual no modelo	10,0%
Diferença	0,00

A segunda componente de receitas “Renda de Consumo”, é o valor agregado do total da energia produzida em cada período afeta a um determinado preço. Este modelo está formatado para facilitar todo este processo sendo que, para saber o valor que a ESCO deve cobrar em cada período apenas deverá definir qual a TIR acionista que pretende. Neste caso foi simulada uma TIR de 10%.

Tarifa simples	Não	0,0464	EUR/kWh	Inflação Geral
Tarifa múltipla	SIM			
Desconto de		83,2%		
Ponta		0,0177	EUR/kWh	Inflação Geral
Cheias		0,0159	EUR/kWh	Inflação Geral
Vazio normal		0,0114	EUR/kWh	Inflação Geral
Super Vazio		0,0110	EUR/kWh	Inflação Geral

**Renda Consumo**

Ainda na rúbrica de receitas a subsecção “Renda Consumo” permite definir a estrutura da renda de carácter variável cobrada pela ESCO ao Cliente.

No caso de se pretender uma tarifa simples/única, dever-se-á ativar a linha com o nome correspondente, introduzindo também o valor da tarifa a aplicar, o que não foi o caso neste estudo.

Segundo um modelo de tarifas múltiplas similar ao tarifário atualmente utilizado pelos comercializadores de eletricidade, foi ativada a opção “Tarifa múltipla”. Neste sentido, poderia ter sido definido o valor do desconto a efetuar relativamente ao tarifário do atual comercializador de eletricidade do cliente. No entanto, para efeito de estudo e teste das potencialidades do modelo, foi utilizada a opção de definir uma “TIR acionista objetivo (%)”, neste caso de 10%, e solicitar ao modelo que efetue os cálculos da tarifa para cada período horário, respeitando o pressuposto definido. Após o retorno dos preços por período

o modelo indica também qual o valor de desconto que está a ser aplicado sobre as tarifas que o cliente paga atualmente ao comercializador de eletricidade, como se pode verificar na Tabela 4.12.

#### 4.1.3.6. AJUSTAMENTO DOS PRESSUPOSTOS DE CUSTOS OPERACIONAIS

Tabela 4.13: Custos operacionais.  
[Fonte: Elaboração Própria]

6,1 Custos operacionais	Custo anual	Interruptor
O&M	5,6	3
Seguros	0,20%	5

Anteriormente foi salientado que a equação de viabilidade de um negócio passava pela correta gestão entre receitas e custos. Se antes falamos de receitas, nesta fase do modelo é obrigatório falar de custos. Na Tabela 4.13 podemos observar duas das várias formas de inserir esses custos, temos o custo com a operação e manutenção que está expresso em €/kWp, ou seja, o custo vai ser imputado em função da potência de pico instalada. Já a rubrica de seguros vai ser inserida e afeta como custo em função do investimento.

Como se pode verificar, este modelo está contruído de forma a ser ajustado a cada caso, possibilitando a alocação dos custos ao projeto de acordo com a sua categoria.

#### 4.1.3.7. DEFINIÇÃO DE PREÇOS DE VENDA EM RESGATE ANTECIPADO

Quando estamos perante um negócio que envolve um contrato de longo prazo entre as partes, é legítimo que exista a preocupação de a qualquer altura, independentemente do motivo existir uma possibilidade de quebrar esse acordo. Existe no modelo uma forma de calcular uma saída antecipada desse contrato. No caso em estudo, podemos verificar na Figura 4.1, que foi simulado um cenário para uma possibilidade de saída do negócio em fases distintas.

Entre o primeiro e terceiro ano o cliente obriga-se a pagar 846.000€, sendo que está obrigado a permanecer pelo menos 1 ano de contrato. Se analisarmos um cenário intermédio antes do

termino do contrato, que neste caso é de 12 anos por exemplo, uma saída ao 6 ano o cliente tem que pagar um valor de 659.000€.

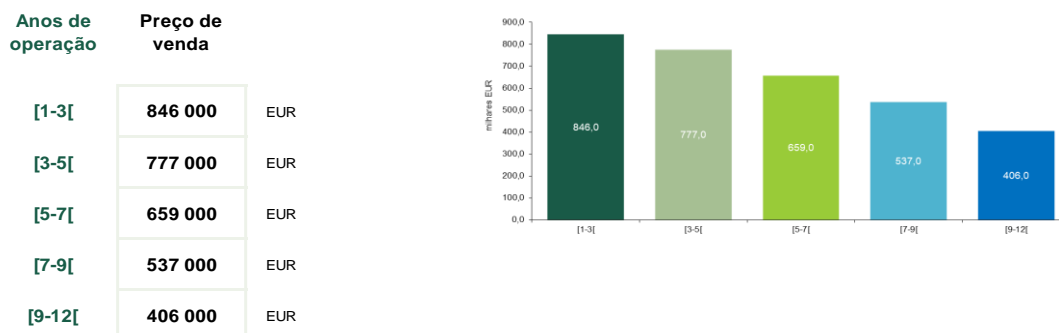


Figura 4.1: Resgate Antecipado do Contrato.

## 4.2. CASO PRÁTICO – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO EM REGIME DE VENDA DE ENERGIA

No ponto 4.2 é efetuado um resumo dos principais resultados que foram retirados da simulação da instalação que serviu de suporte a este caso de estudo.

A Figura 4.2 apresenta de forma mais resumida a estrutura contratual que foi assumida aquando do modelo de venda de energia. Neste caso, o contrato entre a ESCO e o cliente foi de 12 anos, findo os quais a instalação passa para a posse do cliente sem custo para o mesmo. O financiamento da ESCO foi repartido entre capitais próprios e capitais alheios, recorrendo para isso a uma entidade financeira.

Neste modelo o risco e o investimento são assumidos integralmente pela ESCO sendo que o cliente paga uma renda durante os primeiros 12 anos, usufruindo desde o primeiro dia de poupanças geradas pela instalação da UPAC.

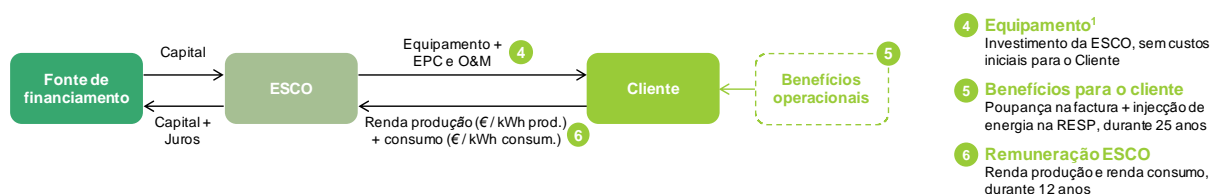


Figura 4.2: Estrutura de Modelo de Contrato

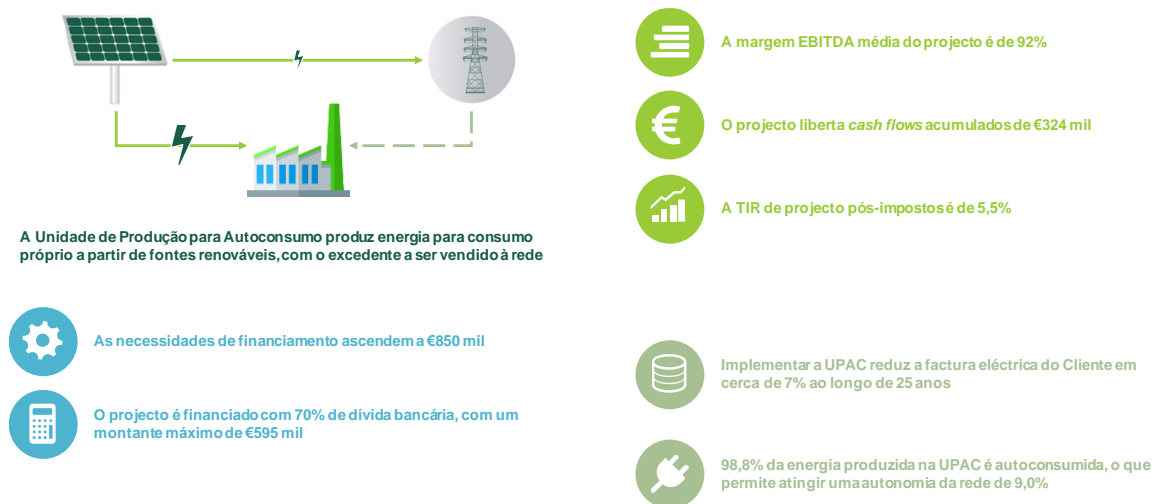


Figura 4.3: Indicadores Macro do Modelo.

A Figura 4.3 resume os principais indicadores que este projeto reverteu em função dos pressupostos iniciais.

Em primeiro lugar é possível destacar os 3 principais indicadores macroeconómicos, a margem EBITDA, na qual o projeto liberta uma margem de 92%, em termos de liquidez, ou seja, o *cash flow* acumulado atinge os €324 mil e em relação á TIR de projeto esta fica nos 5,5%.


Por sua vez, a necessidade de fundos ronda os €850 mil, sendo que 70% desse capital é financiado por capital alheio.

Numa a análise sumária sobre o impacto direto da UPAC na instalação, é visível que o cliente reduza a sua fatura de energia eléctrica em 7% e permite que aproximadamente 99% da energia produzida é consumida na instalação.

Com a produção praticamente consumida a 100% na instalação permite ao cliente uma autonomia da RESP de 9%.

**Análise energética**

**Consumo e produção de energia (MWh)**



	Consumo à rede s/UPAC (A)	Energia produzida UPAC	Autoconsumo (C)	Energia injectada (B - C)	Consumo à rede c/ UPAC (A - C)	Taxa de autonomia (C/A)	Quota de autoconsumo (C/B)
<b>Global (25 anos)</b>	<b>337 570</b>	<b>30 642</b>	<b>30 275</b>	<b>367</b>	<b>307 295</b>	<b>9,0%</b>	<b>98,8%</b>
Ponta	37 078	6 973	6 914	59	30 164	18,6%	99,2%
Chelias	142 392	16 027	15 924	103	126 468	11,2%	99,4%
Vazio normal	99 774	7 513	7 308	205	92 467	7,3%	97,3%
Super Vazio	58 325	128	128	0	58 197	0,2%	100,0%
<b>Por mês</b>	<b>1 123</b>	<b>102</b>	<b>101</b>	<b>1</b>	<b>1 022</b>		
<b>Por ano</b>	<b>13 475</b>	<b>1 226</b>	<b>1 211</b>	<b>15</b>	<b>12 264</b>		

*Poupança energética*

Figura 4.4:Análise Enegetica.

Na elaboração técnica de um estudo para a instalação de uma UPAC, é necessário saber com o máximo de rigor quais os indicadores antes da instalação, sejam eles de consumo, custos de energia e todos os que foram sendo enumerados anteriormente. Só desta forma é possível obter um estudo comparativo após a instalação da UPAC, onde se pode retirar uma análise energética com detalhe necessário.

Na Figura 4.4 podemos observar o resultado da análise energética que o modelo gerou para o caso em estudo. Verifica-se que, o consumo à rede sem UPAC é de 13,4 GWh por ano o que corresponde a 1,12 GWh por mês. No entanto, com a instalação da UPAC e consequentemente com a sua produção de 1,22 GWh por ano, resulta na diminuição direta do consumo da instalação da RESP em 1,21 GWh. Esta instalação tem uma particularidade face à maioria das instalações, é que o valor de produção é praticamente absorvido na totalidade pela instalação de consumo, o que se traduz numa quota de autoconsumo de 98,8%. Pela análise da energia injetada na rede, verifica-se que dos 1,22 GWh produzidos apenas 0,15 GWh são injetados na RESP, o que corresponde a 1,2%.

Em resumo, esta instalação reduziu o seu consumo anual da RESP de 13,4 GWh para 12,2 GWh, o que corresponde a uma taxa de autonomia de 9%, o mesmo será dizer que em termos energéticos a sua dependência da RESP diminui em 9% do valor antes da instalação da UPAC.

Numa visão temporal de vida do projeto, neste caso de 25 anos, verifica-se que a UPAC é responsável apenas para o fornecimento de energia para autoconsumo de 30,2 GWh.

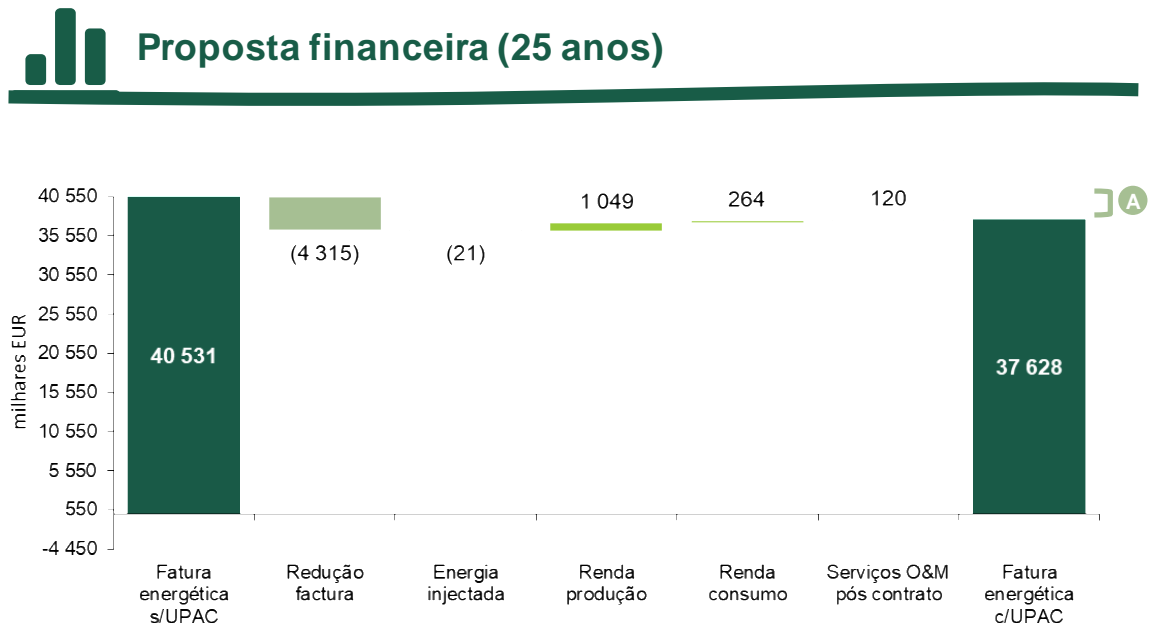


Figura 4.5: Análise Financeira 25 anos.

Na avaliação de resultados é importante perceber além da análise energética, os resultados financeiros diretos que advém da análise anterior. É necessário em termos financeiros desagregar os valores de forma a que possamos perceber à semelhança da análise energética, onde estavam os custos antes da UPAC e os resultados depois da sua instalação.

Ao analisar a Figura 4.5 é possível observar que para o período de vida da instalação da UPAC, neste caso de 25 anos, o custo que a empresa irá suportar com a compra de energia elétrica será de 40,5 M€, isto se não atuar. No entanto, no nosso estudo com a instalação da UPAC é possível observar que esta empresa reduz a sua fatura de energia elétrica em 4,3 M€.

Se atendermos que estamos num contrato de regime de Venda de Energia, esta empresa obtém uma redução de 4,3 M€, sem qualquer investimento. No entanto, estando este contrato ao abrigo de um regime ESCO, existe uma obrigação do cliente em pagar uma renda à ESCO, no horizonte de 12 anos (período do contrato) sendo o seu valor de 1,3 M€. Nos pressupostos iniciais estava definido que a receita com a venda a energia injetada seria para o cliente, assim sendo, ao longo dos 25 anos o cliente obtém um encaixe financeiro de 21 k€. Já no que se refere ao custo com a operação e manutenção, durante o período de contrato com a

ESCO não existe custo para o cliente. Nos restantes 13 anos de vida do projeto esse custo é assumido pelo cliente, o qual está projetado em 120 k€.

Efetuada o balanço financeiro para o cliente verifica-se que a fatura inicial de 40,5 M€, é reduzida em 4,3 M€ e inseridos os custos e receitas a redução líquida fica em 2,9 M€.

Na análise financeira sem UPAC a fatura inicial é de 40,5 M€, passando com a instalação da UPAC para 37,6 M€.

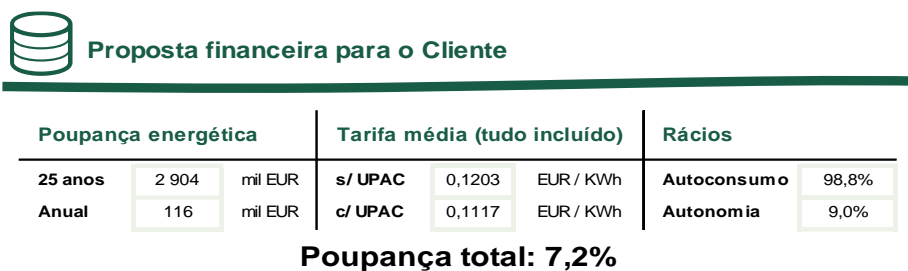


Figura 4.6: Resumo Financeiro Cliente.

A Figura 4.6 apenas traduz o resumo do exposto anteriormente, salientado apenas no valor efetivo da poupança global na fatura da energia elétrica em 7,2%.

 **Impacto ao longo do ano**

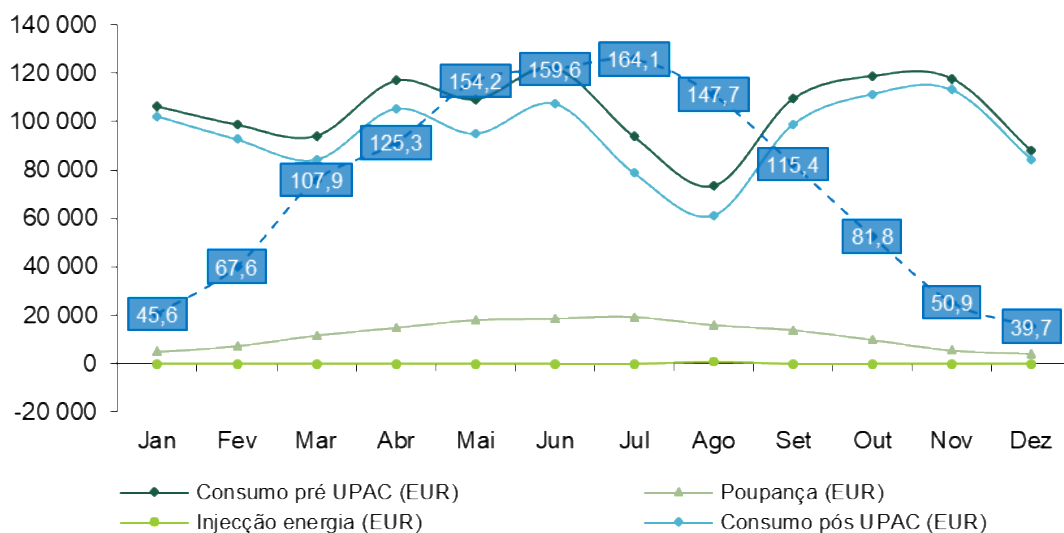


Figura 4.7: Impacto Anual UPAC.

Para finalizar a avaliação dos resultados nas componentes focadas na viabilidade técnica e económica do projeto, através do impacto da UPAC, podemos visualizar de uma forma gráfica na Figura 4.7 o comportamento das diversas variáveis.

Ao observar a curva de consumo pré UPAC é possível perceber o perfil de consumo do cliente e em simultâneo com a instalação da UPAC, verificamos que a curva de consumo pós UPAC acompanha a mesma tendência. Este é o comportamento esperado das duas curvas dado que o perfil não se alterou, no entanto, é possível observar o decréscimo dessa curva ao longo dos meses do ano, sempre acompanhando a tendência do perfil antigo de consumo devido ao impacto do autoconsumo na instalação.

Por analogia de outras duas curvas verifica-se que a poupança acompanha a tendência da curva de produção, atingindo o máximo de poupança de 19 k€ no mês de julho, mês esse onde a produção atinge o valor mais elevado do ano 164,1 MWh.

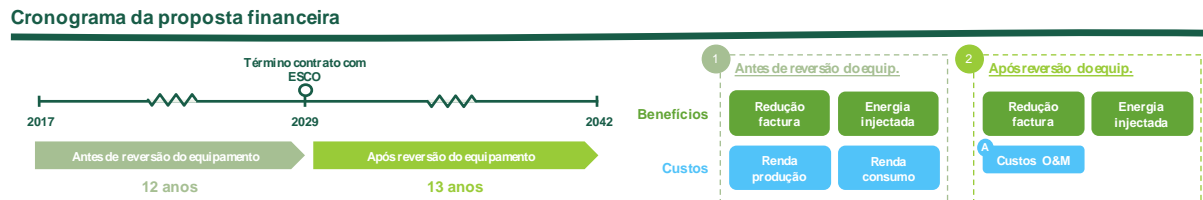


Figura 4.8: Cronograma do Contrato.

Na elaboração do modelo no âmbito do conceito de Venda de Energia é importante definir o cronograma, a Figura 4.8 apenas demonstra o resultado das datas e compromissos assumidos aquando da inserção das variáveis no modelo.

O projeto iniciou em 2017, tem um contrato entre a ESCO e o cliente de 12 anos, período no qual a ESCO é responsável por toda a operação e manutenção, detendo a propriedade do ativo. Findo esse período, em 2029 inicia-se um novo ciclo, a passagem do ativo para o cliente e a data a partir da qual todas as receitas e custos são do cliente.

### 1. Rendas ESCO

	Tarifa unitária	
Renda consumo		
Ponta	0,0177	EUR por kWh consumido
Cheias	0,0159	EUR por kWh consumido
Vazio normal	0,0114	EUR por kWh consumido
Super Vazio	0,0110	EUR por kWh consumido
Renda produção	0,0596	EUR por kWh produzido



Figura 4.9: Rendas ESCO.

Na Figura 4.9 está decomposta a receita que a ESCO vai usufruir ao longo do período do contrato. As receitas estão distribuídas de duas formas distintas, uma renda sobre a consumo e outra renda sobre a produção.

## Custos para o Cliente (12 anos)



### CUSTOS

#### 1. Rendas ESCO

	Tarifa unitária	Custo médio		
		Mensal	Anual	
Renda consumo				
Ponta	0,0177 por kWh consumido	0,5	5,9	mil EUR
Cheias	0,0159 por kWh consumido	1,0	12,1	mil EUR
Vazio normal	0,0114 por kWh consumido	0,3	4,0	mil EUR
Super Vazio	0,0110 por kWh consumido	0,0	0,1	mil EUR
Renda produção	0,0596 por kWh produzido	7,3	87,4	mil EUR
		<b>9,1</b>	<b>109,4</b>	<b>mil EUR</b>

Figura 4.10: Custos Cliente.

Neste caso de estudo a opção foi a cobrança de tarifa múltipla, facto que implica o valor unitário distinto por cada período tarifário afeto à renda de consumo. A renda de produção é

um valor fixo que é cobrado em função da energia produzida. A opção escolhida para este caso de estudo foi o cálculo da cobertura do serviço da dívida.

Ao analisar os dados da Figura 4.10, verifica-se que o preço unitário de cada tarifa da renda de consumo representa um desconto de cerca de 83% face às tarifas cobradas pelo comercializador atual de energia elétrica. No global, o custo anual das rendas para o cliente é de aproximadamente 109 k€.

Se da análise anterior foi possível observar as receitas para a ESCO, seguindo a mesma linha é possível retirar que essas receitas são transformadas em custos observadas pelo lado do cliente. É importante verificar os resultados e o seu impacto para o cliente, caso contrario este negócio não terá sentido.

A abordagem final deve ser efetuada sobre o custo das tarifas cobradas pela ESCO, se são sustentáveis para o cliente e quantificar os benefícios no período de vida do projeto, neste caso 25 anos.

## Benefícios para o cliente (25 anos)



### 1. Redução da factura energética actual

	Tarifa actual		Poupança média		
			Mensal	Anual	
Ponta	0,1053	EUR por kWh	3,1	37,5	mil EUR
Cheias	0,0945	EUR por kWh	6,5	77,4	mil EUR
Vazio normal	0,0679	EUR por kWh	2,1	25,5	mil EUR
Super Vazio	0,0653	EUR por kWh	0,0	0,4	mil EUR
Php	0,2337	EUR por Pp	2,6	31,7	mil EUR
	<b>0,0927</b>	<b>EUR por kWh</b>	<b>14,4</b>	<b>172,6</b>	<b>mil EUR</b>



### 2. Energia injectada

	Tarifa unitária		Receita adicional média		
			Mensal	Anual	
Tarifa	0,0501	EUR por kWh	0,1	0,9	mil EUR
Desconto	10	%			
			<b>0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>mil EUR</b>

Figura 4.11: Benefícios Cliente.

A Figura 4.11 demonstra os benefícios que o cliente vai usufruir ao longo do período de vida do projeto. Este benefício está dividido em duas rúbricas, a primeira prende-se efetivamente com a redução efetiva da fatura energética atual, a segunda através do ingresso das receitas obtidas com a venda do excedente de energia produzida e injetada na RESP.

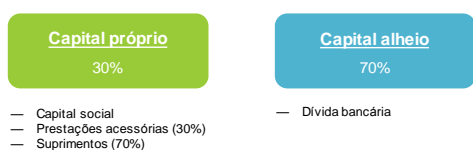
Pela observação dos resultados o impacto mais relevante é a poupança gerada pela energia consumida na ponta e cheias. Esta redução tem dois fatores que contribuem para este sucesso, por um lado o preço de energia nesses períodos ser o mais elevado e em simultâneo é período onde a instalação UPAC tem a sua maior produção.

Aos preços atuais esta instalação tem um preço médio das de 0,0927€/kWh, no entanto, com a introdução do modelo de venda de energia pela ESCO o cliente passa a obter uma poupança média mensal de 14,4 k€ e uma média anual de 172,6 k€. A somar à componente de poupança existe a receita média anual com a venda de energia injetada na RESP de 0,9 k€.

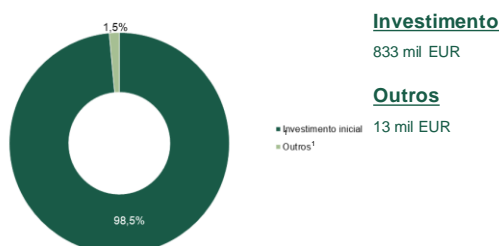
Na fase final de análise de resumo de resultados, face à quantidade de informação disponível foi necessário efetuar uma triagem para evidenciar os principais.

Face ao exposto anteriormente, é apresentado nesta última análise uma demonstração sobre a componente relacionada com o financiamento do projeto, o volume de negócios e custos operacionais para a ESCO durante o período de contrato.

#### Estrutura de financiamento



#### Necessidades de financiamento



#### Condições de financiamento

Mutuário	ESCO
Montante	até 595 mil EUR
Período de disponibilidade	6 meses (após a data de início do financiamento)
Período de carência de capital	6 meses
Duração do financiamento	12 anos
Método de reembolso	Anuidade (capital + juros constante)
Taxa de juro base	Euribor 6M
Imposto do selo	- 0,6% sobre o capital - 4,0% sobre os juros
Garantias	- Equipamento da UPAC - Recebimentos provenientes da UPAC
Condições	- Seguros adequados aos bens

Figura 4.12: Estrutura Financiamento.

Na Figura 4.12 apresenta a estrutura de capitais que suporta os resultados anteriores, verifica-se que o investimento foi de 833 k€, assentes numa estrutura de capitais fracionada entre capitais próprios (30%) e capitais alheios (70%). Nos 30% de capitais próprios o aporte de capital foi dividido entre suprimentos (70%) e prestações acessórias (30%).

O volume de negócios para ESCO pode ser observado na Figura 4.13 onde é possível desmembrar a receita repartida entre a renda de produção e a renda de consumo. Pelos valores apresentados a renda de produção representa 80% dos 1,3 M€ de receitas que revertem a favor da ESCO

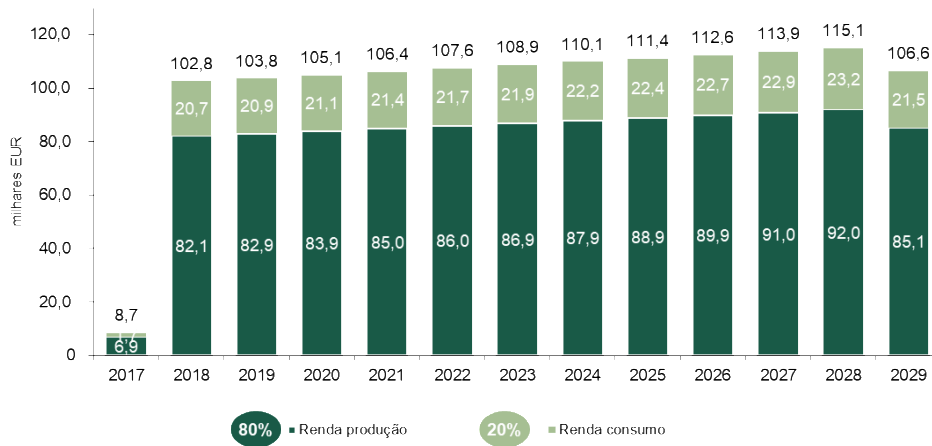


Figura 4.13: Volume de Negócios.

Na concretização deste contrato a ESCO está obrigada a gerir o ativo sob sua responsabilidade e risco, assim sendo, face aos 12 anos previsto em contrato será necessário incorrer em aproximadamente 103 k€ de custo. Estes custos podem ser observados na Figura 4.14 em rúbrica e custo associado em cada ano de contrato.

### Custos operacionais

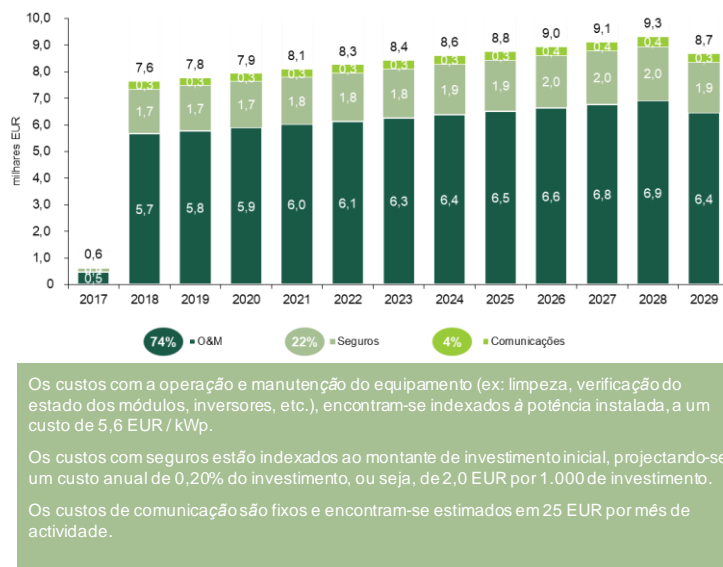


Figura 4.14: Custos Operacionais.

### 4.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo dedicado ao estudo de um caso prático, foi possível colocar em teste o modelo através da simulação de uma instalação em regime de modelo de Venda de Energia.

Existe, no entanto, um ponto que até ao momento não foi abordado e merece ser referenciado. A escolha deste cliente foi propositada, poderia ter sido um cliente com um consumo muito inferior, uma exposição solar perfeita, não trabalhar 3 turnos diários, ter um tarifário de energia mais atrativo e outras mais que se poderia enunciar. Então qual a razão desta escolha? Existem vários motivos, mas o principal era colocar o modelo sob condições o mais adversas quanto possível, de forma a perceber como ele iria responder, sendo que para isso seria necessário testar um consumidor com:

- um perfil de carga com consumos elevados;
- uma localização que não fosse perfeita, ou seja, onde a radiação fosse média/baixa;
- uma disposição física dos telhados da industria teoricamente “não ideal”;
- uma laboração continua da sua operação;

- um tarifário muito competitivo, onde as tarifas fossem o mais baixas quanto possível.

Todas as condições prévias fizeram parte de uma abordagem que visam testar a capacidade de o modelo responder de forma satisfatória e por outro lado demonstrar que, projetos que aparentemente parecem não ser atrativos financeiramente na realidade podem ser para ambas as partes.

Retomando à primeira condição prévia, o perfil de carga foi importante devido a vários fatores, sendo uma indústria de consumo intensivo, o modelo trabalhou com elevados valores de consumos e potências, isso permitiu testar a capacidade do modelo em processar valores que à data não faziam parte da legislação anterior. Permitiu ainda que, pelo facto de a indústria ter um elevado consumo e a legislação atual limitar a potência instalada a 1 MW, e que a energia injetada seria praticamente nula, a taxa de autoconsumo seria próxima dos 100%.

A escolha da localização a Norte foi também importante, pois é necessário nesta fase criar cenários reais, mas com as condições mais desfavoráveis. Desta forma o resultado financeiro da operação teria que sobreviver em condições inferiores se a escolha fosse por exemplo, o Alentejo. Seguindo a mesma linha de pensamento da localização física, foi importante que a disposição do layout da instalação não fosse a ideal, no mínimo que fosse possível testar duas orientações e um declive do telhado longe do ideal.

A laboração continua foi outro dos fatores que seria importante testar, dado que a maioria do perfil de carga da indústria tem um comportamento semelhante, paragem ao fim de semana e encerramento em agosto, o que provoca uma diminuição substancial na taxa de autoconsumo e um impacto financeiro direto nas receitas, desvirtuando o conceito da ESCO.

Por último, uma das razões que mais influenciou dentro de todas as outras, foi o fato de sendo esta uma grande consumidora de energia, os preços que as comercializadoras estão a oferecer são bastante agressivos. Desta forma é importante perceber se o modelo mesmo assim com todas estas condicionantes é viável para a ESCO e para o cliente.

Como foi possível analisar neste capítulo, os resultados deste caso prático superaram os testes a que foram submetidos, sendo possível constatar que as empresas ESCO podem e devem ser um dos instrumentos de suporte para a eficiência energética, como ficou demonstrado neste caso prático.

Muitos outros casos podiam ter sido simulados, mas obviamente é inviável traduzir neste documento todas as situações, no entanto, fica como nota que o modelo foi testado noutras instalações de menor dimensão e características e funcionou de acordo com os requisitos.

Foi também simulado o modelo na versão de Venda de Equipamento e os resultados foram os esperados.

	<u>Média anual</u>	<u>Total (período)</u>
Fatura energética s/UPAC	1 621 257	40 531 420
Fatura energética c/UPAC	1 505 116	37 627 898
<b>Poupança (%) (25 yr)</b>		<b>7,2%</b>
<b>Poupança período contrato (%) (12 yr)</b>		<b>3,7%</b>
<b>Informação de energia</b>		
	<u>Média anual</u>	<u>Total (período)</u>
Consumo(kWh) à rede - s/ UPAC	13 474 744	336 868 601
UPAC - Energia Produzida	1 225 672	30 641 810
Autoconsumo (kWh)	1 210 980	30 274 508
Venda à rede (kWh)	14 692	367 303
Consumo(kWh) à rede - c/ UPAC	12 263 764	306 594 094
Poupança CO2 (kg)	633 343	15 833 568
Quota de autoconsumo	98,8%	
Taxa de autonomia	9,0%	

Figura 4.15: Resumo resultados.

Como conclusão final neste capítulo apenas é apresentado um resumo na Figura 4.15 dos principais resultados que foram sendo expostos.

Em termos financeiros destaca-se que a fatura média anual para o cliente tem uma diminuição, passa de 1,62 M€ para 1,5 M€, o que representa ao longo do período de vida do projeto uma poupança de 7,2%.

# 5. CONCLUSÕES

## 5.1. ANÁLISE CONCLUSIVA

A dissertação desenvolvida aborda a energia fotovoltaica, nomeadamente aplicada ao autoconsumo. Um dos objetivos principais é despertar um nicho de negócio que aos dias de hoje se encontra em plena estagnação. Estamos a falar de empresas de serviços energéticos, conhecidas no mercado por *Energy Service Companies* (ESCO).

Sendo o objetivo principal o despertar do setor e os seus agentes para a importância que estas empresas podem ter no desenvolvimento sustentável e eficiente do país, foi dedicado um capítulo desta dissertação aos mercados de serviços energéticos, nomeadamente ao estado atual do mercado do setor fotovoltaico mundial, europeu, português e o peso das ESCO nesse mesmo mercado. Foi ainda introduzido o conceito, modelos de contrato e financiamento que estas empresas podem oferecer.

No âmbito deste projeto, foi implementada uma ferramenta, através de um modelo técnico e económico–financeiro, que possibilita de uma forma agregada obter resposta sobre a viabilidade de um projeto de uma Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) a implementar pela ESCO em determinada instalação, recorrendo à utilização da tecnologia Solar fotovoltaica.

Este modelo foi criado para possibilitar a agregação numa só ferramenta dos dados e perfil de consumo de energia do cliente, dimensionamento da instalação em função da localização, *output* de poupanças e resultados financeiros do projeto.

O modelo foi sujeito a diversos testes através de simulação de casos base. Foram introduzidos perfis reais de consumos de diversos consumidores bem como os respetivos preços de energia por período horário. Posteriormente foi testado o módulo de dimensionamento da instalação que respondeu de acordo com os pressupostos do projeto.

Na análise do módulo afeto ao cálculo das poupanças energéticas e *outputs* de rácios financeiros do projeto, o modelo após varias simulações de análises de sensibilidade demonstrou que está adaptado à realidade para a qual foi projetado.

Dos vários cenários que foram testados no modelo, conclui-se que o mesmo responde ao que foi idealizado.

## **5.2. PROPOSTAS FUTURAS**

Como trabalho futuro sugere-se que este modelo possa ser expandido, ou seja, a forma como foi pensado e elaborado permite que no futuro possa ser agregado outros módulos que permitam potenciar ainda mais a ferramenta.

Esta expansão passa pela inserção de um módulo de faturação incorporado, sendo que para isso será necessário adaptar o modelo com mais um módulo de tratamento e recolha de dados de produção e previsão das instalações.

Por outro lado, seria interessante cruzar toda esta informação e alimentar um sistema de gestão e controlo de forma a facilitar a gestão e controlo da ESCO em cada instalação. Provavelmente para passar para este patamar teria que ser repensado o tipo de plataforma a utilizar para agregar toda esta informação.

# REFERÊNCIAS

- ADENE. (2017). Obtido de <http://ecoap.pnaee.pt/>
- Ambiente, M. d. (2014). *Decreto-Lei n.º 153/2014*.
- APREN. (2016). <http://www.apren.pt/>. Obtido de <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-em-2016/>
- Azzouzi, Popescu, & Bouchahdane. (2016). Modeling of Electrical Characteristics of Photovoltaic Cell. *Journal of Clean Energy Technologies*. Obtido de [http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv\\_electronics.php](http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_electronics.php)
- Bertoldi, P. (2005). (Energy Service Companies in Europe Status Report. Italy: European Commission DG Joint Research Center)
- Bleyl, J. W. (2008). (Opportunity cost tool, comparison and evaluation of financing options for energy contracting projects. In A manual for ESCOs, ESCO costumers and ESCO project developers. IEA DSM)
- Bleyl, J. W. (2012). (“ESCo Market Development: Business Models, Innovations and Lessons Learned” presented at the IEA DSM Workshop, April 18, Trondheim.)
- Borthakur, S. (11 de 02 de 2017). *LinkedIn*. Obtido em 07 de 06 de 2017, de <https://www.linkedin.com/pulse/photovoltaics-pv-solar-cells-panels-available-types-best-borthakur>
- Castro, R. (2002). *Introdução à Energia Fotovoltaica*. Lisboa: Instituto Superior Técnico.
- CEPEL, & CRESESB. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*.
- Cudahy, M., & Dreessen, T. (1996). (A review of the ESCO industry in the United States Nacional Association of Energy Services Companies, Washington, DC)
- DGEG. (Julho de 2017). Obtido de <http://www.dgeg.gov.pt/>
- Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro . (2014). *Decreto-Lei n.º 153/2014*. (1. s. Diário da República, Editor)
- EC JRC. (2012). (EC JRC, European Commission - Joint Research Center. 2012. “European ESCO Market Survey. Distributed to Experts and ESCOs.” <https://www.surveymonkey.com/s/JRC-European-ESCO-Survey>.)
- First Solar*. (05 de 08 de 2014). Obtido em 22 de 04 de 2017, de [http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/4419409897x0x773989/5F8CC8FE-7D05-4C4D-B8E8-78206CEDE53D/FSLR\\_News\\_2014\\_8\\_5\\_English.pdf](http://files.shareholder.com/downloads/FSLR/4419409897x0x773989/5F8CC8FE-7D05-4C4D-B8E8-78206CEDE53D/FSLR_News_2014_8_5_English.pdf)
- Goldman, C., & Dayton, D. (1996). (Future prospects for ESCOs in a restructured electricity industry.)
- Goldman, C., & Osborn, J. H. (2002). (Market trends in the US ESCO industry : results from the NAESCO Database Project. LBNL-49601. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA)
- GREENPRO. (2004). *“Energia Fotovoltaica Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”, manual desenvolvido no projecto GREENPRO entre Fevereiro de 2002 e Janeiro de 2004*.
- Heliatek. (s.d.). Obtido em 10 de 2017, de <http://www.heliatek.com/technologie/organische-photovoltaik/?lang=en>.

- Kaneka Corporation. (14 de 09 de 2016). *Kaneka Corporation*. Obtido em 12 de 04 de 2017, de [http://www.kaneka.co.jp/kaneka-e/images/topics/1473811995/1473811995\\_101.pdf](http://www.kaneka.co.jp/kaneka-e/images/topics/1473811995/1473811995_101.pdf)
- Lorenzo, E. (1994). *Solar Electricity - Engineering of Photovoltaic Systems*. Sevilla: Progensa.
- Luque, A., & Hegedus, S. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd.
- Luz, P. (21 de 04 de 2015). *Krannich Solar*. Obtido em 07 de 06 de 2017, de <http://pt.krannich-solar.eu/2015/04/21/regime-de-producao-distribuida-em-portugal/>
- Marino, A., & al., e. (2010). (Marino, Angelica, Paolo Bertoldi, Silvia Rezessy, and Benigna Boza-Kiss. 2010. "Energy Service Companies Market in Europe - Status Report 2010 -". Ispra, Italy: European Commission, Joint Research Center (JRC).) Obtido de <http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/esco>.
- Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, Ewan D. Dunlop, Dean H. Levi, & Anita W. Y. Ho-Baillie. (28 de 11 de 2016). Solar Cell Efficiency Tables. *Progress In Photovoltaics*(Eficiência de Células Fotovoltaicas). Obtido em 24 de 4 de 2017, de <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2855/epdf>
- Mau, F. S., & Jorge, N. (2017). Otimização de Parques Fotovoltaicos Através de Smart Monitoring. *Renováveis Magazine*, 29(Energias Renováveis).
- Nasa. (s.d.). Obtido de <https://www.nasa.gov/>
- Pierre J, V. (2016). Will we have >22% Efficient Multi-Crystalline Silicon Solar Cells? *International PVSEC-26*. Singapura.
- Pinho, J. T., Barbosa, C. F., Pereira, E. J., Souza, H. M., Blasques, L. C., Galhardo, M. A., & Macêdo, W. N. (2008). *Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia*. (M. d. Energia, Ed.) Obtido de <https://www.nasa.gov/>
- R. B., & Nashelsky, L. (1986). *Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos*. Rio de Janeiro: PrenticeHall do Brasil.
- Roselund, C. (15 de 06 de 2016). *PV-Magazine*. Obtido em 05 de 05 de 2017, de [https://www.pv-magazine.com/2016/06/15/zsw-sets-new-thin-film-solar-world-record-with-22-6-efficient-cigs-pv-cell\\_100024995/](https://www.pv-magazine.com/2016/06/15/zsw-sets-new-thin-film-solar-world-record-with-22-6-efficient-cigs-pv-cell_100024995/)
- Simon Mathew, Aswani Yella, Peng Gao, Robin Humphry-Baker, Basile F. E. Curchod, Negar Ashari-Astani, . . . Michael Grätzel. (2014). Dye<sup>T</sup>sensitized solar cells with 13% efficiency achieved through the molecular engineering of porphyrin sensitizers. *Nature Chemistry*.
- SPE, S. P. (2017). (S. P. Europe, Produtor, & market-outlook-for-solar-power-2016-2020) Obtido de <https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2016-2020>
- Tiwari, G. N., & Dubey, S. (2010). *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. Reino Unido: Royal Society of Chemistry.
- Trenberth, K. E., & Fasullo, J. T. (2009). *Earth's global energy budget*. *Bulletin of the American Meteorological Society*.
- Vine, E. H. (2003). (Public policy analysis of energy efficiency and load management in changing electricity businesses. *Energy Policy* 31 (5), 405-430.)
- Vine, E. N. (1999). (The evolution of the US energy service company(ESCO) Industry: from Escos to super ESCO. *Energy - The International Journal* 24(6), 479-492.)

- Wargert, D. (2011). ("Energy Contracting Models in Germany and Sweden". Lund, Sweden: Lund University.)
- WRC. (8 de 2017). (Physikalisch-Meteorologisches Observatorium Davos World Radiation Center) Obtido de [http://www.pmodwrc.ch/presse/2017\\_Medienmitteilung\\_CLARA\\_FirstLight\\_2017\\_0825.pdf](http://www.pmodwrc.ch/presse/2017_Medienmitteilung_CLARA_FirstLight_2017_0825.pdf)



## Anexo A. Produção PVSYST V6.6



## Grid-Connected System: Simulation parameters

**Project :** UPAC em Regime ESCO

**Geographical Site** Vila Nova de Famalicão **Country** Portugal

**Situation** Latitude 41.42° N Longitude -8.40° W  
 Time defined as Legal Time Time zone UT Altitude 220 m  
 Albedo 0.20

**Meteo data:** Vila Nova de Famalicão Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=90% - Synthetic

**Simulation variant :** V01

Simulation date 12/07/17 13h22

### Simulation parameters

**2 orientations** Tilts/Azimuths 10°/-74° and 10°/106°

**Models used** Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm

**Horizon** Free Horizon

**Near Shadings** No Shadings

### PV Array Characteristics

**PV module** CIS Model **MS145GG-03**

Custom parameters definition Manufacturer MiaSolé

Number of PV modules In series 35 modules In parallel 196 strings

Total number of PV modules Nb. modules 6860 Unit Nom. Power 145 Wp

Array global power Nominal (STC) **995 kWp** At operating cond. 948 kWp (50°C)

Array operating characteristics (50°C) U mpp 706 V I mpp 1343 A

Total area Module area **7349 m²**

### Inverter

Original PVsyst database Model **SUN2000-33k TL**

Characteristics Manufacturer Huawei Technologies

Operating Voltage 480-800 V Unit Nom. Power 30.0 kWac

Inverter pack Nb. of inverters 84 \* MPPT 33 % Total Power 840 kWac

### PV Array loss factors

Thermal Loss factor Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s

Wiring Ohmic Loss Global array res. 8.5 mOhm Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss Loss Fraction -0.8 %

Module Mismatch Losses Loss Fraction 0.8 % at MPP

Incidence effect, ASHRAE parametrization IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) bo Param. 0.05

**User's needs :** Unlimited load (grid)

## Grid-Connected System: Main results

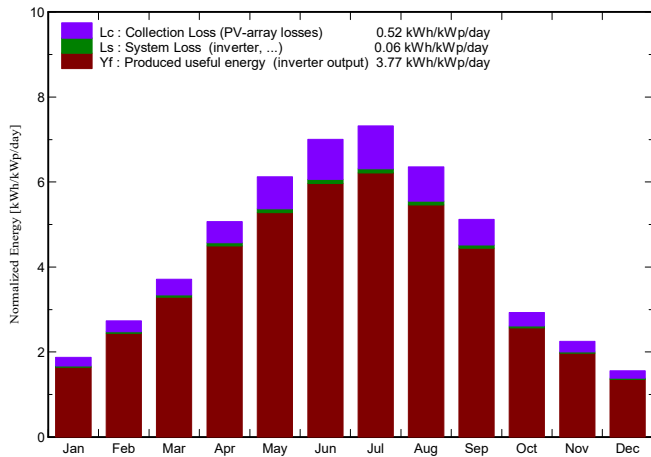
**Project :** UPAC em Regime ESCO

**Simulation variant :** V01

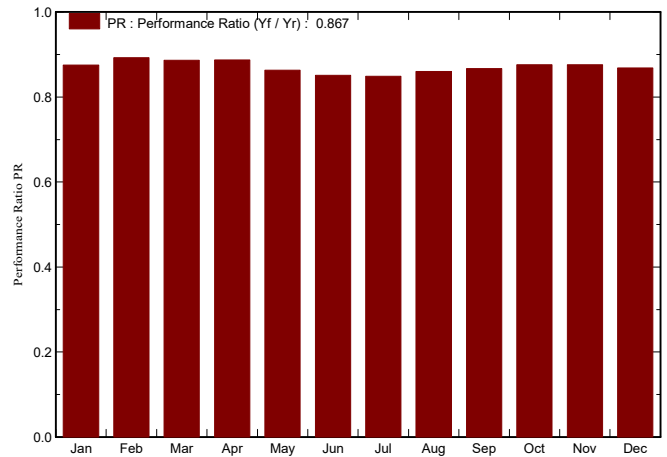
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>	
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/-74° and 10°/106°		
PV modules	Model	MS145GG-03	Pnom	145 Wp
PV Array	Nb. of modules	6860	Pnom total	<b>995 kWp</b>
Inverter	Model	SUN2000-33k TL	Pnom	30.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	28.0	Pnom total	<b>840 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

<b>Main simulation results</b>			
System Production	<b>Produced Energy</b>	<b>1368 MWh/year</b>	Specific prod. 1375 kWh/kWp/year
	<b>Performance Ratio PR</b>	<b>86.69 %</b>	

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 995 kWp**



**Performance Ratio PR**



### V01

#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>January</b>	58.4	23.83	9.63	58.2	54.1	51.6	50.7	0.875
<b>February</b>	76.9	33.70	10.42	76.6	72.3	69.1	68.0	0.892
<b>March</b>	115.8	52.48	12.47	115.0	110.1	103.1	101.5	0.887
<b>April</b>	152.8	72.15	13.24	152.1	146.1	136.4	134.2	0.887
<b>May</b>	191.2	72.97	15.81	189.7	183.3	165.6	162.9	0.863
<b>June</b>	211.4	71.75	18.54	210.2	203.6	180.9	178.0	0.851
<b>July</b>	228.1	66.68	19.48	226.9	219.8	194.7	191.6	0.849
<b>August</b>	197.9	66.18	20.11	197.0	190.3	171.2	168.5	0.860
<b>September</b>	154.8	47.97	18.54	153.8	147.6	134.8	132.6	0.867
<b>October</b>	91.4	44.87	16.31	90.9	86.4	80.5	79.2	0.876
<b>November</b>	67.8	28.97	12.25	67.6	63.1	59.9	58.9	0.876
<b>December</b>	48.6	25.34	10.26	48.4	44.9	42.6	41.8	0.869
<b>Year</b>	1595.2	606.89	14.78	1586.3	1521.6	1390.5	1367.8	0.867

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

## Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** UPAC em Regime ESCO

**Simulation variant :** V01

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
PV Field Orientation	2 orientations	Tilt/Azimuth = 10°/-74° and 10°/106°		
PV modules	Model	MS145GG-03	Pnom	145 Wp
PV Array	Nb. of modules	6860	Pnom total	<b>995 kWp</b>
Inverter	Model	SUN2000-33k TL	Pnom	30.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	28.0	Pnom total	<b>840 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

### Loss diagram over the whole year

