

# ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÓMICA E DA INSTALAÇÃO DE UNIDADES DE AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E/OU TÉRMICA NUMA TANOARIA

**MIGUEL SILVA ADREGO**

novembro de 2019

# ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÓMICA E DA INSTALAÇÃO DE UNIDADES DE AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E/OU TÉRMICA NUMA TANOARIA

MIGUEL SILVA ADREGO



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

**2019**



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

Candidato: Miguel Silva Adrego, Nº 1170249, 1170249@isep.ipp.pt

Orientação científica: Filipe Miguel Tavares de Azevedo, fta@isep.ipp.pt

Empresa: Tanoaria S. Pinto Coelho & Adrego



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2019**



Dedico esta dissertação à minha família e a minha namorada que sempre me apoiaram ao longo deste percurso, bem como a todos os meus amigos e colegas que me acompanharam todo este tempo de formação académica...



## *Agradecimentos*

Começo por agradecer a instituição que foi a minha “segunda casa” nestes últimos anos, o Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e aos seus fantásticos docentes que tão bem representam e dignificam o nome desta grande instituição, ao qual adquiri bastantes conhecimentos graças a dedicação e empenho por parte de todo o corpo docente. Agradeço também a todos os meus colegas de curso que me acompanharam neste percurso, pelo apoio que considero ter sido mútuo quer ao nível dos trabalhos práticos quer ao nível dos estudos em grupo realizados para a preparação das frequências e trabalhos práticos.

Quero agradecer também a toda a minha família em especial aos meus pais, irmão e cunhada, que sempre lutaram para que tivesse sucesso a nível educativo, por terem depositado confiança em mim e me apoiarem em tudo incondicionalmente. Quero agradecer também aos meus amigos mais próximos que também se disponibilizaram para ajudar no que fosse possível, bem como a minha namorada ao qual também foi um grande apoio e suporte para mim.

Por último, mas não tão menos importante, quero agradecer ao meu orientador, Prof. Doutor Filipe Miguel Tavares de Azevedo pelo seu apoio, dedicação, empenho, paciência, motivação, compreensão e acima de tudo pela sua disponibilidade que teve para comigo quando sempre necessitei.



## *Resumo*

O crescente consumo das várias formas de energia, a escassez de recursos fósseis e o aquecimento global causado pelas emissões de gases de efeito estufa, conduziram a uma forte aposta em fontes de energia diferentes das convencionais para atender às necessidades energéticas. Conjugando as necessidades e objetivos não só a nível europeu como ao nível global como é o exemplo do acordo de Paris, enfrentamos neste momento o período que atualmente é apelidado de situação emergência climática, em que verifica-se o crescimento constante de soluções viáveis para a diminuição da pegada ecológica, sabendo de antemão que um dos setores que mais afeta a pegada de carbono em Portugal é a produção de energia elétrica, sendo este setor o principal emissor de gases com efeito de estufa, a partir do carvão e da refinação do petróleo. Em 2014, Portugal publicou a atual legislação sobre o autoconsumo, através do decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro de 2014, incentivando a autoprodução a partir de energias renováveis e, conseqüentemente, a diminuição na compra de eletricidade à rede.

O autoconsumo é um modelo de produção de energia elétrica descentralizado em que a energia elétrica produzida satisfaz parcialmente as necessidades do consumidor. É neste contexto que será efetuado um estudo sobre a viabilidade económica de instalação de unidades de produção renováveis de energia elétrica e/ou térmica de uma unidade industrial. Esta instalação visa aproveitar os resíduos fruto da atividade industrial dessa unidade industrial, para a produção da energia elétrica e/ou térmica e tirar partido da localização geográfica da mesma. O principal objetivo deste estudo visa definir uma estratégia para a aplicação das energias renováveis na unidade industrial, em que irá ser elaborado um levantamento da possibilidade de implementar determinada fonte de energia renovável na unidade industrial em estudo, verificando a sua viabilidade construtiva, energética e financeira.

### *Palavras-Chave*

Energias Renováveis, Autoconsumo, Produção Descentralizada, Energia Fotovoltaica, Cogeração Renovável, Viabilidade Económica.



## *Abstract*

The increasing consumption of various forms of energy, the scarcity of fossil resources and the global warming caused by greenhouse gas emissions have led to a strong bet on sources other than conventional energy to meet energy needs. Combining the needs and objectives not only at European level but also at global level, as is the case of the Paris agreement, we are now facing the period which is currently called the climate emergency situation, where there is a steady growth of viable solutions to climate change reducing the ecological footprint, knowing in advance that one of the sectors that most affects the carbon footprint in Portugal is the production of electricity, reason that this sector being the main emitter of greenhouse gases from coal and oil refining. In 2014, Portugal published the current legislation on self-consumption, through Decree-Law 153/2014, of 20 October 2014, encouraging self-generation from renewable energy and, consequently, the reduction in the purchase of electricity from the grid.

Self-consumption is a decentralized electricity production model in which the electricity produced partially meets the consumer's needs. It is in this context that a study will be carried out on the economic feasibility of installing renewable electric and / or thermal production units of a manufacturing unit. This facility aims to take advantage of the waste resulting from the industrial activity of this factory, for the production of electric and/or thermal energy and take advantage of its geographical location. The main objective of this study is to define a strategy for the application of renewable energies in the industrial unit, in which a survey of the possibility of implementing a certain renewable energy source in the industrial unit under study will be elaborated, verifying its constructive, energetic and financial viability.

### ***Keywords***

Renewable Energy, Self-Consumption, Decentralized Production, Photovoltaic Energy Source, Cogeneration Renewable, Economic Viability



# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XXIII</b>
<b>SIGLAS E ABREVIATURAS</b> .....	<b>XXVII</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO.....	2
1.2.OBJETIVOS .....	3
1.3.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO .....	3
<b>2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	<b>7</b>
2.1.ORGANIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA.....	7
2.2.DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA .....	11
2.3.EVOLUÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO.....	13
2.4.CONSUMO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA .....	14
2.5.POTÊNCIA INSTALADA .....	15
2.6.OBJETIVOS E METAS DA UE A CURTO PRAZO .....	18
2.7.COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL.....	19
2.8.MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O DIA SEGUINTE.....	20
2.9.RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E OS CUSTOS .....	23
2.10.TARIFAS DE USO DAS REDES EM BTE .....	24
<b>3. CARATERIZAÇÃO DA UNIDADE INDUSTRIAL EM ESTUDO</b> .....	<b>31</b>
3.1.IMPLANTAÇÃO GEOGRÁFICA DA UNIDADE INDUSTRIAL .....	33
3.2.CARATERIZAÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIDADE INDUSTRIAL.....	34
3.3.RESÍDUOS DA UNIDADE INDUSTRIAL .....	39
<b>4. LEGISLAÇÃO NACIONAL APLICADA NO ÂMBITO DO AUTOCONSUMO</b> .....	<b>43</b>
4.1.LEGISLAÇÃO ATUAL .....	43
4.2.AUTOCONSUMO .....	45
4.3.PEQUENA PRODUÇÃO .....	55
<b>5. ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO FOTVOLTAICA</b> .....	<b>59</b>
5.1.ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA.....	61

5.2.DEFINIÇÃO DO LOCAL PARA A INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA UNIDADE INDUSTRIAL .....	88
5.3.SOFTWARE UTILIZADO PARA O DIMENSIONAMENTO .....	89
5.4.PRÉ-DIMENSIONAMENTO .....	94
5.5.CONCEÇÃO DO PROJETO .....	100
5.6.VIABILIDADE ECONÓMICA.....	114
5.7.CONCLUSÕES FINAIS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA FONTE FOTOVOLTAICA NA UNIDADE INDUSTRIAL .....	125
<b>6. ANÁLISE DA VIABILIDADE DE OUTRAS FONTES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS ....</b>	<b>127</b>
6.1.ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE COGERAÇÃO RENOVÁVEL.....	127
6.2.COGERAÇÃO.....	127
6.3.COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES TECNOLOGIAS .....	138
6.4.MANUTENÇÃO.....	140
6.5.LEGISLAÇÃO.....	141
6.6.DIMENSIONAMENTO DA COGERAÇÃO RENOVÁVEL NA UNIDADE INDUSTRIAL .....	145
6.7.VIABILIDADE ECONÓMICA.....	150
6.8.CONCLUSÕES FINAIS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA FONTE COGERAÇÃO RENOVÁVEL NA UNIDADE INDUSTRIAL .....	156
6.9.ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO EÓLICA.....	157
6.10.POSIÇÃO DE PORTUGAL NO CONTEXTO DA ENERGIA EÓLICA .....	158
6.11.VANTAGENS E DESVANTAGENS .....	159
6.12.AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO .....	160
6.13.IDENTIFICAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE RESTRIÇÃO.....	160
6.14.CONCLUSÕES FINAIS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA FONTE EÓLICA NA UNIDADE INDUSTRIAL .....	164
<b>7. CONCLUSÃO.....</b>	<b>165</b>
7.1.PRINCIPAIS RESULTADOS E CONCLUSÕES.....	165
7.2.DESENVOLVIMENTO FUTURO.....	169
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>171</b>
<b>ANEXO A. EXEMPLOS DE FATURAS ENERGÉTICAS.....</b>	<b>181</b>
<b>ANEXO B. DIAGRAMAS DE CONSUMOS AO LONGO DO ÚLTIMO ANO .....</b>	<b>185</b>
<b>ANEXO C. CONSUMO DE ENERGIA ATIVA DA UNIDADE INDUSTRIAL POR PERÍODO HORÁRIO .....</b>	<b>197</b>
<b>ANEXO D. FATURAÇÃO ENERGÉTICA MENSAL DA UNIDADE INDUSTRIAL .....</b>	<b>199</b>
<b>ANEXO E. DATASHEET DO PAINEL SOLAR INDUSTRIAL SOLAR AS-M605-300 ZEBRA .....</b>	<b>201</b>
<b>ANEXO F. DATASHEET DO INVERSOR UNO-DM-6.0-TL-PLUS .....</b>	<b>203</b>

<b>ANEXO G. BALANÇOS ENERGÉTICOS APÓS A INSTALAÇÃO DA UPAC NA UNIDADE INDUSTRIAL.....</b>	<b>207</b>
<b>ANEXO H. RELATÓRIO FINAL DA CONCEÇÃO DO PROJETO GERADO AUTOMATICAMENTE PELO SOFTWARE PVSYSST .....</b>	<b>219</b>



## *Índice de Figuras*

Figura 1 - Esquema do setor elétrico em que se insere Portugal [5]	11
Figura 2 - Dependência energética de Portugal [6]	12
Figura 3 - Evolução da dependência energética e da quota de renováveis na produção de energia elétrica [7]	12
Figura 4 - Satisfação do consumo de energia elétrica em Portugal, 2017 [10]	14
Figura 5 - Consumo da energia final por setor em (%), 2017 [8]	14
Figura 6 - Potência instalada para cada tipo de fontes de produção de energia elétrica [10]	15
Figura 7 - Distribuição da produção de energia elétrica de Portugal para cada fonte de produção (%), 2017 [7]	16
Figura 8 - Taxa de penetração da energia renovável no consumo elétrico nacional [7]	19
Figura 9 - Curva característica do Mercado Pool Simétrico [12]	21
Figura 10 - Opção horária de tarifação ciclo semanal ou ciclo diário [14]	26
Figura 11 - Opção horária de tarifação Simples [14]	27
Figura 12 - Opção horária de tarifação Tri-horária [14]	28
Figura 13 - Resumo das diferentes opções horária de tarifação de acordo com cada período [15]	29
Figura 14 - Processo de serração dos rolos de madeira	31
Figura 15 - Aduelas de madeira em processo de secagem natural	32
Figura 16 - Localização geográfica da unidade industrial em estudo	33

Figura 17 - Localização geográfica da unidade industrial relativamente a base aérea	34
Figura 18 - Consulta online da evolução de consumo no portal da Iberdrola [20]	37
Figura 19 - Exemplo da evolução do consumo para o período semanal [20]	38
Figura 20 - Exemplo da evolução do consumo para o período de fim-de-semana [20]	38
Figura 21 - Quantidade de resíduos biomassa produzidos anualmente na unidade industrial	40
Figura 22 – Processo de secagem das aduelas de madeira dentro da estufa	41
Figura 23 - Fabrico do barril de madeira	41
Figura 24 - Quantidade de resíduos biomassa vendida anualmente pela unidade industrial	42
Figura 25 - Demonstração de modelo de funcionamento do sistema de autoconsumo para potências superiores a 1,5kW [24]	46
Figura 26 - Exemplo demonstrativo de um diagrama de produção e consumo para um consumidor doméstico, sem baterias de armazenamento [22]	46
Figura 27 - Exemplo ilustrativo de licenciamento para UPAC com potência superior a 1,5kW [22]	50
Figura 28 - Sistema fotovoltaico isolado com armazenamento [27]	51
Figura 29 - Sistema fotovoltaico isolado sem armazenamento [28]	52
Figura 30 - Sistema Híbrido isolado com armazenamento [29]	53
Figura 31 - Modelo de funcionamento da UPP [23]	56
Figura 32 - Exemplo ilustrativo de licenciamento para UPP [23]	58
Figura 33 - Evolução da produção de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica em Portugal [32]	61

Figura 34 - Novas centrais solares que irão ser criadas em Portugal entre o ano de 2018 e 2021 [33]	62
Figura 35 - Ilustração dos diferentes tipos de radiação solar [35]	64
Figura 36 - Radiação horizontal global em Portugal [38]	65
Figura 37 - Potencial elétrico fotovoltaico em Portugal [37]	66
Figura 38 - Ângulo de incidência e ângulo de inclinação sobre o painel solar [38]	67
Figura 39 - Ângulos solares $\Psi$ (ângulo azimute), $\alpha$ (altitude solar) e $\theta Z$ (ângulo de zênite) [39]	68
Figura 40 - Distanciamento entre fileiras num campo fotovoltaico com estrutura inclinada [40]	69
Figura 41 - Estrutura telhado inclinado [42]	71
Figura 42 - Estrutura cobertura plana [43]	71
Figura 43 - Estrutura integrada em Edifícios [44]	72
Figura 44 - Seguidores Solares [45]	73
Figura 45 - Aspeto dos módulos de silício monocristalino, policristalino e amorfo (da esquerda para a direita) [41]	74
Figura 46 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [46]	76
Figura 47 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica [47]	76
Figura 48 - Curva típica I-V para uma célula fotovoltaica de silício [48]	78
Figura 49 - Curva característica de uma célula fotovoltaica [49]	80
Figura 50 - Efeito da radiação na célula fotovoltaica [21]	82
Figura 51 - Efeito da temperatura na célula fotovoltaica [50]	83

Figura 52 - Distinção entre célula fotovoltaica, módulo fotovoltaico e painel solar [28]	83
Figura 53 - Associação de módulo em série [51]	84
Figura 54 - Associação módulos em paralelo [51]	85
Figura 55 - Associação mista de módulos [51]	86
Figura 56 - Definição do local de instalação dos painéis solares	88
Figura 57 - Software <i>PV<sub>syst</sub></i> na secção pré-dimensionamento	90
Figura 58 - Esquema representativo do pré-dimensionamento para o sistema acoplado à rede	91
Figura 59 - Software <i>PV<sub>syst</sub></i> na secção conceção do projeto	92
Figura 60 - Esquema representativo da conceção do projeto para o sistema acoplado à rede	93
Figura 61 - Base de dados do software <i>PV<sub>syst</sub></i>	94
Figura 62 - Identificação da unidade industrial no software <i>PV<sub>syst</sub></i>	95
Figura 63 - Dados meteorológicos fornecidos pelo software <i>PV<sub>syst</sub></i> do local definido	96
Figura 64 - Especificação introduzida no sistema e definição da orientação dos painéis solares para o pré-dimensionamento	97
Figura 65 - Definição dos módulos solares para o pré-dimensionamento	98
Figura 66 - Traçado da linha do horizonte	98
Figura 67 - Resultado obtido ao nível da irradiação após os dados de entrada para o pré-dimensionamento	99
Figura 68 - Resultado obtido ao nível da quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema de acordo com o pré-dimensionamento	99

Figura 69 - Definição do posicionamento dos módulos solares para a conceção do projeto	101
Figura 70 - Painel Solar Fotovoltaico escolhido para instalar na UPAC [53]	102
Figura 71 - Definição de sombras próximas a UPAC no software	103
Figura 72 - Inversor escolhido para na conceção do projeto [56]	104
Figura 73 - Dados introduzidos no software para a conceção do projeto	105
Figura 74 - Quantidade de energia produzida pela UPAC com a conceção do projeto	107
Figura 75 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Segunda à Sexta	111
Figura 76 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Sábado e Domingo	113
Figura 77 - Imagem ilustrativa do VAL para a conceção do projeto	124
Figura 78 - Ciclo ideal de Rankine [62]	128
Figura 79 - Esquema de cogeração baseada numa turbina a vapor de contrapressão [63]	128
Figura 80 - Processo de uma turbina a vapor [64]	129
Figura 81 - Exemplo do rotor de uma turbina a vapor [65]	129
Figura 82 - Estator de uma turbina a vapor [66]	130
Figura 83 - Bocal de uma turbina a vapor [67]	130
Figura 84 - Esquema típico de uma central de cogeração com turbina a gás [63]	131
Figura 85 - Esquema de uma solução de cogeração com ciclo combinado [63]	132
Figura 86 - Esquema de uma solução de cogeração com motor alternativo [63]	133

Figura 87 - Imagem ilustrativa de um motor de quatro tempos do ciclo de Otto [63]	135
Figura 88 - Caracterização dos quatro tempos do ciclo de Otto [63]	136
Figura 89 - Diagrama P, v e diagrama T, s do ciclo de Otto [68]	136
Figura 90 - Motor de dois tempos do ciclo de Diesel [63]	137
Figura 91 - Diagrama P,v e diagrama T,s do ciclo de Diesel [63]	138
Figura 92 - Rácio implícito eletricidade/calor por tipo de tecnologia da cogeração [70]	144
Figura 93 - Imagem ilustrativa do VAL para a cogeração renovável	156
Figura 94 - Variáveis de estado de uma turbina eólica [74]	160
Figura 95 - Planta das zonas das superfícies de desobstrução das proximidades do AM n°1 [75]	163
Figura 96 - Velocidade média anual de vento correspondente a localização da unidade industrial [76]	164
Figura 97 - Fatura energética no mês de Novembro de 2018	181
Figura 98 - Fatura energética no mês de Novembro de 2018, verso	182
Figura 99 - Fatura energética no mês de Agosto de 2018	183
Figura 100 - Fatura energética no mês de Agosto de 2018, verso	184
Figura 101 - Diagrama de consumos para Agosto relativo aos dias da semana (30/08/2018)	185
Figura 102 - Diagrama de consumos para Agosto relativo aos dias de fim de semana (25/08/2018)	185
Figura 103 - Diagrama de consumos para Setembro relativo aos dias da semana (11/09/2018)	186

Figura 104 - Diagrama de consumos para Setembro relativo aos dias de fim de semana (23/09/2018)	186
Figura 105 - Diagrama de consumos para Outubro relativo aos dias da semana (24/10/2018)	187
Figura 106 - Diagrama de consumos para Outubro relativo aos dias de fim de semana (21/10/2018)	187
Figura 107 - Diagrama de consumos para Novembro relativo aos dias da semana (23/11/2018)	188
Figura 108 - Diagrama de consumos para Novembro relativo aos dias de fim de semana (24/11/2018)	188
Figura 109 - Diagrama de consumos para Dezembro relativo aos dias da semana (13/12/2018)	189
Figura 110 - Diagrama de consumos para Dezembro relativo aos dias de fim de semana (15/12/2018)	189
Figura 111 - Diagrama de consumos para Janeiro relativo aos dias da semana (10/01/2019)	190
Figura 112 - Diagrama de consumos para Janeiro relativo aos dias de fim de semana (19/01/2019)	190
Figura 113 - Diagrama de consumos para Fevereiro relativo aos dias da semana (11/02/2019)	191
Figura 114 - Diagrama de consumos para Fevereiro relativo aos dias de fim de semana (24/02/2019)	191
Figura 115 - Diagrama de consumos para Março relativo aos dias da semana (23/03/2019)	192
Figura 116 - Diagrama de consumos para Março relativo aos dias de fim de semana (16/03/2019)	192

Figura 117 - Diagrama de consumos para Abril relativo aos dias da semana (17/04/2019)	193
Figura 118 - Diagrama de consumos para Abril relativo aos dias de fim de semana (27/04/2019)	193
Figura 119 - Diagrama de consumos para Maio relativo aos dias da semana (16/05/2019)	194
Figura 120 - Diagrama de consumos para Maio relativo aos dias de fim de semana (26/05/2019)	194
Figura 121 - Diagrama de consumos para Junho relativo aos dias da semana (07/06/2019)	195
Figura 122 - Diagrama de consumos para Junho relativo aos dias de fim de semana (15/06/2019)	195
Figura 123 - Diagrama de consumos para Julho relativo aos dias da semana (24/07/2019)	196
Figura 124 - Diagrama de consumos para Julho relativo aos dias de fim de semana (27/07/2019)	196
Figura 125 - Consumo de energia ativa na unidade industrial para cada período horário	197
Figura 126 - Valor da fatura energética mensal na unidade industrial ao longo do último ano	199
Figura 127 - Características técnicas do painel solar escolhido para a conceção do projeto	201
Figura 128 - Características técnicas do painel solar escolhido para a conceção do projeto, verso	202
Figura 129 - Características técnicas do inversor escolhido para a conceção do projeto, página 1	203

Figura 130 - Características técnicas do inversor escolhido para a concepção do projeto, página 2	204
Figura 131 - Características técnicas do inversor escolhido para a concepção do projeto, página 3	205
Figura 132 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Setembro – Segunda à Sexta	207
Figura 133 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Setembro – Sábado e Domingo	207
Figura 134 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Outubro – Segunda à Sexta	208
Figura 135 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Outubro – Sábado e Domingo	208
Figura 136 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Novembro – Segunda à Sexta	209
Figura 137 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Novembro – Sábado e Domingo	209
Figura 138 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Dezembro – Segunda à Sexta	210
Figura 139 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Dezembro – Sábado e Domingo	210
Figura 140 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Janeiro – Segunda à Sexta	211
Figura 141 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Janeiro – Sábado e Domingo	211
Figura 142 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Fevereiro – Segunda à Sexta	212

Figura 143 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Fevereiro – Sábado e Domingo	212
Figura 144 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Março – Segunda à Sexta	213
Figura 145 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Março – Sábado e Domingo	213
Figura 146 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Abril – Segunda à Sexta	214
Figura 147 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Abril – Sábado e Domingo	214
Figura 148 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Maio – Segunda à Sexta	215
Figura 149 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Maio – Sábado e Domingo	215
Figura 150 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Junho – Segunda à Sexta	216
Figura 151 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Junho – Sábado e Domingo	216
Figura 152 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Julho – Segunda à Sexta	217
Figura 153 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Julho – Sábado e Domingo	217
Figura 154 - Parâmetros da simulação do dimensionamento da UPAC	219
Figura 155 - Resultados principais da simulação do dimensionamento da UPAC	220
Figura 156 - Gráficos especiais da simulação do dimensionamento da UPAC	221

Figura 157 - Diagrama de perdas da simulação do dimensionamento da UPAC 222

Figura 158 - Avaliação P50 – P90 do dimensionamento da UPAC 223



## *Índice de Tabelas*

Tabela 1 - Exemplo das tarifas transitórias de venda para clientes em BTE [13]	25
Tabela 2 - Diferentes entidades comercializadoras de energia a atuarem em Portugal [16][17]	30
Tabela 3 - Características do contrato de fornecimento da energia elétrica	34
Tabela 4 - Preços definidos no contrato estabelecido com o comercializador	35
Tabela 5 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental [19]	35
Tabela 6 - Dados anuais de faturação de energia elétrica por período horário de tarifação	39
Tabela 7 - Principais características no regime de Produção Distribuída atual [22]	44
Tabela 8 - Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPAC [22]	55
Tabela 9 - Característica do local de instalação dos painéis solares	89
Tabela 10 - Características do painel solar escolhido na instalação da UPAC [53]	101
Tabela 11 - Características do inversor escolhido na conceção do projeto [54]	103
Tabela 12 - Preço mercado diário em Portugal [56]	107
Tabela 13 - Ajuste da distribuição do consumo por hora e por período para o mês de Agosto: Segunda à Sexta	108
Tabela 14 - Balanço energético/económico da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Segunda à Sexta	109
Tabela 15 - Balanço económico da UPAC em Agosto – Segunda à Sexta	111
Tabela 16 - Balanço económico da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Sábado e Domingo	112

Tabela 17 - Balanço económico da UPAC em Agosto – Sábado à Domingo	113
Tabela 18 - Balanço económico da UPAC para o mês de Agosto	113
Tabela 19 - Balanço económico da UPAC anual ao nível do consumo de energia ativa	117
Tabela 20 - Variação do preço médio do mercado diário em Portugal [56]	119
Tabela 21 - Balanços económicos com a conceção do projeto	120
Tabela 22 - Investimento inicial da instalação da UPAC	122
Tabela 23 - Balanço financeiro ao nível dos Cash-flow	122
Tabela 24 - Estudo do VAL da UPAC para o período de vida útil	124
Tabela 25 - Vantagens e desvantagens da cogeração consoante o tipo de tecnologia [63]	139
Tabela 26 - Valores de referência das diversas tecnologias de cogeração [69]	140
Tabela 27 - Poder calorífico para os diferentes tipos de madeira e restos de madeira [71]	147
Tabela 28 - Quantidade de biomassa disponível para a cogeração	148
Tabela 29 - Cálculo da potência calorífica gerada na totalidade pela unidade de produção através da quantidade de biomassa disponível	148
Tabela 30 – Período horário energético enquadrado com o período de funcionamento da unidade industrial	151
Tabela 31 – Distribuição do período horário energético em (%) para o funcionamento da turbina	152
Tabela 32 – Distribuição da quantidade de energia elétrica produzida para cada respetivo período horário	152

Tabela 33 – Consumos energéticos anuais após instalação da cogeração renovável	152
Tabela 34 - Custo do consumo energético da energia ativa antes da instalação	153
Tabela 35 - Custo do consumo energético da energia ativa após a instalação	153
Tabela 36 - Balanço financeiro ao nível do cash-flow para a cogeração renovável	155



## *Siglas e Abreviaturas*

AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
BTE	–	Baixa Tensão Especial
BTN	–	Baixa Tensão Normal
CIEG	–	Custos de Interesse Económico Geral
CRM	–	Comercializador em Regime de Mercado
CUR	–	Cliente Último Recurso
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	–	Decreto-Lei
EEGO	–	Emissora de Garantias de Origem
EEGO	–	Entidade Emissora de Garantias de Origem
ENSE	–	Entidade Nacional para o Setor Energético
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	–	União Europeia
FER	–	Fontes Energia Renováveis
FF	–	Fator Forma
GO	–	Garantias de Origem
GPL	–	Gás de Petróleo Liquefeito
GWh	–	Gigawatts-hora

kWh	–	Quilowatt-hora
MAT	–	Muito Alta Tensão
MIBEL	–	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
ML	–	Mercado Livre
MR	–	Mercado Regulado
MT	–	Média Tensão
MW	–	Megawatt-hora
MWh	–	Megawatt-hora
OM	–	Operador de Mercado
OMIE	–	Operador Mercado Ibérico de Energia
PNAER	–	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PRE	–	Produção em Regime Especial
PRO	–	Produção em Regime Ordinário
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	–	Rede Nacional de Distribuição
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
SEE	–	Sistema Elétrico de Energia
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
SRUP	–	Servidões e Restrições de Utilidade Pública

- STC – Standard Teste Conditions
- TWh – Terawatt-hora
- UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo
- UPP – Unidades de Pequena Produção
- VAL – Valor Atual Líquido



# 1. INTRODUÇÃO

As alterações climáticas estão atualmente no centro das atenções a nível mundial. Os efeitos da exploração de combustíveis fósseis e o impacto que isso acarreta ao nosso planeta, fazem-se sentir nos dias de hoje, como é exemplo dos registos de algumas temperaturas recordes de temperaturas máximas e mínimas sentidas em diversos pontos geográficos. A utilização excessiva das fontes de energia de origem fóssil, gera a libertação de gases de efeito de estufa para a atmosfera trazendo diversas consequências para o nosso Planeta. Estes efeitos não podem ser ignorados, daí que as participações de fontes de energia renováveis assumem cada vez mais um papel importante no combate às alterações climáticas.

Neste contexto, a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como por exemplo, cogeração renovável, eólica e fotovoltaica, são soluções adotadas para o combate às alterações climáticas. Portugal, devido à sua localização geográfica e clima, é um país com excelentes condições para a produção de energia elétrica através de fontes renováveis.

As necessidades de consumo energético são cada vez maiores, em que se prevê que essa necessidade venha a aumentar de forma a satisfazer a qualidade de vida dos cidadãos. Assim, surge a necessidade de encontrar fontes de produção de energia elétrica alternativas

que não sejam a utilização de fontes de produção de energia elétrica através da queima de combustíveis fósseis.

Neste contexto, a presente dissertação tem como principal objetivo dimensionar a viabilidade económica de vários tipos de unidade de autoprodução de energia elétrica e/ou térmica numa tanoaria. Estas unidades de autoprodução visam aproveitar as instalações e os resíduos resultantes da sua atividade com o objetivo de produzir energia elétrica e calor para a secagem de madeira.

Assim, foi elaborado um estudo de possíveis fontes de produção de energia elétrica renovável que possam vir a ser instaladas na unidade industrial em estudo. As possíveis fontes de energias renováveis consideradas serão a fotovoltaica, cogeração renovável e a eólica, uma vez que na unidade industrial em estudo apresenta alguns aspetos em que poderá ser oportuno utilizar um/uns destes tipos de fontes para a produção de energia elétrica nomeadamente a quantidade de resíduos biomassa que a empresa têm como excedente anual como as aparas de madeira, serrim, e restos de madeira, verificando a sua viabilidade tanto ao nível financeiro como ao nível da respetiva instalação.

Com a realização desta dissertação, pretende-se incentivar a que mais unidades industriais instalem fontes de produção de energia renovável, de modo a poderem não só reduzirem a despesa final por cada mês da sua fatura energética, mas também a contribuírem para um futuro melhor no que se refere ao meio ambiente.

## **1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO**

Este documento foi realizado no âmbito da unidade curricular “Dissertação” do curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto. O projeto surge no desejo da empresa S. Pinto Coelho & Adrego querer reduzir a sua fatura energética anual, bem como a preocupação que esta empresa tem para com o meio ambiente. Deste modo, irá ser efetuado um levantamento das possíveis fontes de produção renovável para produção de energia elétrica e/ou térmica, que possam vir a ser instaladas e implementadas no local em estudo, dependendo da sua viabilidade.

## **1.2. OBJETIVOS**

A presente dissertação tem como objetivo principal verificar, qual ou quais as fontes de energias renováveis que melhor se enquadram na unidade industrial em estudo para a produção de energia elétrica e/ou térmica, avaliando diversos aspetos nomeadamente a sua viabilidade construtiva, energética e financeira, para cada fonte de produção considerada. Para tal, inicialmente irá ser abordada a caracterização quer ao nível energético da empresa, quer ao nível de resíduos excedentes que a unidade industrial produz anualmente para servirem de base dos diferentes estudos/dimensionamentos efetuados.

Para tal, pretende-se enquadrar a atual legislação sobre o autoconsumo, através do decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro de 2014, incentivando a autoprodução a partir de energias renováveis e, conseqüentemente, a diminuição na compra de energia elétrica à rede por parte da unidade industrial, em que posteriormente irá ser elaborado um estudo da fonte produção de energia renovável que melhor se enquadra as necessidades da unidade industrial, efetuando o seu respetivo dimensionamento tendo em conta a sua viabilidade de instalação, demonstrando os resultados finais que a respetiva instalação da fonte de produção iria trazer a unidade industrial, nomeadamente ao nível da redução de custos de pagamento de faturas do consumo de energia elétrica, através da redução do consumo energético adquirido a rede elétrica.

## **1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO**

Esta dissertação encontra-se dividida em 9 capítulos, sendo que este capítulo faz uma breve introdução ao tema em estudo e apresenta a contextualização e objetivos do trabalho.

No capítulo 2 é realizada uma abordagem ao nível do mercado energia elétrica em Portugal, nomeadamente a estrutura atual do sistema elétrico, a dependência energética e a potência instalada atualmente. Será também realçado o aspeto da comercialização de energia elétrica em Portugal, mencionando quais são os principais comercializadores de energia a atuarem em Portugal, a relação entre as tarifas e custos, as tarifas de uso das redes de transporte e distribuição e as diferentes opções horárias que os consumidores podem escolher.

Para o capítulo 3 será realizado uma caracterização da unidade industrial em estudo, em que será realizada uma análise do local geográfico, dos consumos ao nível da energia elétrica e dos resíduos excedentes produzidos anualmente ao longo de todo o seu processo de produção até obter o seu produto final.

No que se refere ao capítulo 4, far-se-á o enquadramento legal ao autoconsumo e à pequena produção, ou seja, do decreto-lei 153/2014, de 20 de Outubro de 2014, fazendo referência às principais características e à remuneração existente em cada um dos regimes de exploração.

No capítulo 5, irá ser realizado uma análise da implementação de uma fonte fotovoltaica na unidade industrial, efetuando um estudo do local ideal para a instalação dos respetivos painéis solares, onde será apresentado um pré-dimensionamento através do software de simulação *PV.syst*, ao qual iremos obter uma estimativa inicial da potência necessária a instalar para satisfazer o consumo anual da empresa. Posteriormente será efetuado uma conceção do projeto mais detalhada da instalação, em que irá ser mais detalhado o respetivo projeto de acordo com os interesses pretendido pela unidade industrial. Após a obtenção do valor da potência necessária a instalar para satisfazer o consumo elétrico, será realizada uma análise de critério de decisão relativamente ao dimensionamento efetuado, em que será realizado um estudo ao nível económico nomeadamente aos cash-flows para os seguintes anos após a instalação da fonte fotovoltaica, ao nível do VAL e também ao nível do Payback.

No capítulo 6, será cumprido uma análise de viabilidade desta vez para a fonte cogeração renovável, em que de forma sucinta estabelece uma comparação entre as diferentes tecnologias de cogeração e respetivas características. Após o estudo das diferentes tecnologias de cogeração, irá ser realizado um dimensionamento com o tipo de tecnologia que melhor se enquadra na unidade industrial. Será também efetuado um estudo da quantidade de energia elétrica que irá ser possível produzir, através do cálculo do potencial calorífico que cada tipo de resíduo excedente possui, de modo a verificar se a quantidade de energia elétrica que este tipo de fonte poderá vir a produzir será suficiente para satisfazer a necessidade de consumo anual de energia elétrica da unidade industrial ou não. Também irá ser realizado uma análise de viabilidade desta vez para a fonte eólica, efetuando o estudo aprofundado da localização geográfica ao qual está inserida a unidade industrial, atendendo

ao fato das possíveis limitações construtivas que este tipo de fonte de produção poderá vir a ter, de acordo com o Decreto-Lei n.º 11/2014, para a instalação deste tipo de fonte de produção energia renovável.

Por último, no capítulo 7 e indo de acordo com os resultados recolhidos ao longo desta dissertação, irá ser apresentado todas as conclusões que foram possíveis obter com a elaboração dos diferentes estudos, nomeadamente da escolha da fonte de produção energia renovável que será mais vantajosa para a unidade industrial. Também serão considerados objetivos que podem vir a ser estudados e desenvolvidos num futuro trabalho/estudo.



## 2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1. ORGANIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA

Portugal enquadra-se no Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), resultado de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Os resultados que daí advieram constituíram um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia, como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia. No dia 1 de Julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão, coroando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas elétricos ibéricos, na perspetiva de que do seu funcionamento adviriam benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade [1].

Atualmente a eletricidade gerada no MIBEL é produzida com o recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuel, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos, nuclear). Em Portugal, o número de produtores tem

aumentado significativamente uma vez que além das antigas centrais térmicas e hídricas de grande dimensão, têm surgido muitas outras de menor potência, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável como o caso das Unidades de Pequena Produção (UPP) e das Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC).

As Redes Energéticas Nacionais (REN), operam a Rede Nacional de Transporte (RNT) que liga os produtores aos centros de consumo assegurando o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia, sendo a única entidade de transporte de eletricidade em Portugal, no âmbito de um contrato de concessão estabelecido com o Estado Português. Os pontos de entrega da RNT permitem alimentar a rede de distribuição a partir da qual são abastecidos os consumos da maioria dos consumidores finais. As empresas de comercialização de eletricidade são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a faturação e o serviço ao cliente [2].

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) é caracterizado por cinco diferentes atividades principais:

- Produção: A produção de eletricidade está aberta à concorrência e tem dois regimes legais:
  - Produção em Regime Ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos;
  - Produção em Regime Especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis. A energia produzida nas centrais é entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição que a veiculam até às instalações dos consumidores. Uma parte da energia produzida, nomeadamente a proveniente de energias renováveis, é injetada diretamente nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção associada;
- Transporte: A atividade de transporte de eletricidade, em muito alta tensão (150, 220 e 400 kV), é efetuada através da RNT, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à REN. A concessão

inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do SEN, para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade;

- **Distribuição:** A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão. As redes de distribuição de baixa tensão são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre os municípios e os distribuidores;
- **Comercialização:** Os mercados organizados de eletricidade operam em regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas pelo Estado Português. Os produtores em regime ordinário, os comercializadores e os produtores em regime especial que o desejem, podem tornar-se agentes do mercado. Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Estão sujeitos a obrigações de serviço público no que respeita à qualidade, ao abastecimento contínuo de eletricidade e devem disponibilizar aos seus clientes acesso à informação de forma simples e compreensível;
- **Consumidor:** Os consumidores são a razão de ser de todo este complexo sistema. Em Portugal existem quase 6,1 milhões de consumidores, sendo a sua esmagadora maioria em Baixa Tensão (BT), 23500 em Média Tensão (MT) e cerca de 350 em Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) que em 2016 consumiram mais de 47 TWh. Com a abertura do mercado de eletricidade em Portugal, os consumidores que o desejem podem escolher livremente o seu comercializador de energia elétrica [2] [3].

No que respeita as entidades, estas são responsáveis de regular todas as operações efetuadas no mercado elétrico e distinguem-se entre administrações diretas do estado, indiretas do estado e independentes do Estado, tendo cada uma a sua função como está de forma sucinta explicado de seguida:

- Administradas diretamente do estado:
  - Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), é o serviço central da administração direta do Estado dotado de autonomia administrativa, que tem por missão contribuir para a conceção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa ótica de desenvolvimento sustentável e de garantia da segurança do abastecimento;
- Entidades administradas por independentes:
  - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), entidade responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade, que tem por missão proteger adequadamente os interesses dos consumidores, promover a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados, contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas e ambientais e arbitrar e resolver litígios.
- Outras entidades:
  - Entidade Nacional para o Setor Energético (ENSE), entidade pública empresarial que tem como objeto a constituição, gestão e manutenção das reservas estratégicas de petróleo bruto e de produtos de petróleo, e a fiscalização e prevenção do cumprimento da legislação reguladora do exercício de atividades económicas no setor da energia, designadamente nos setores dos combustíveis, do gás do petróleo liquefeito (GPL), da energia elétrica e do gás natural [4].

Na Figura 1, podemos verificar como está constituído de uma forma esquemática o setor elétrico português bem como algumas entidades que fazem parte do sistema.

## ⚡ SETOR ELÉTRICO

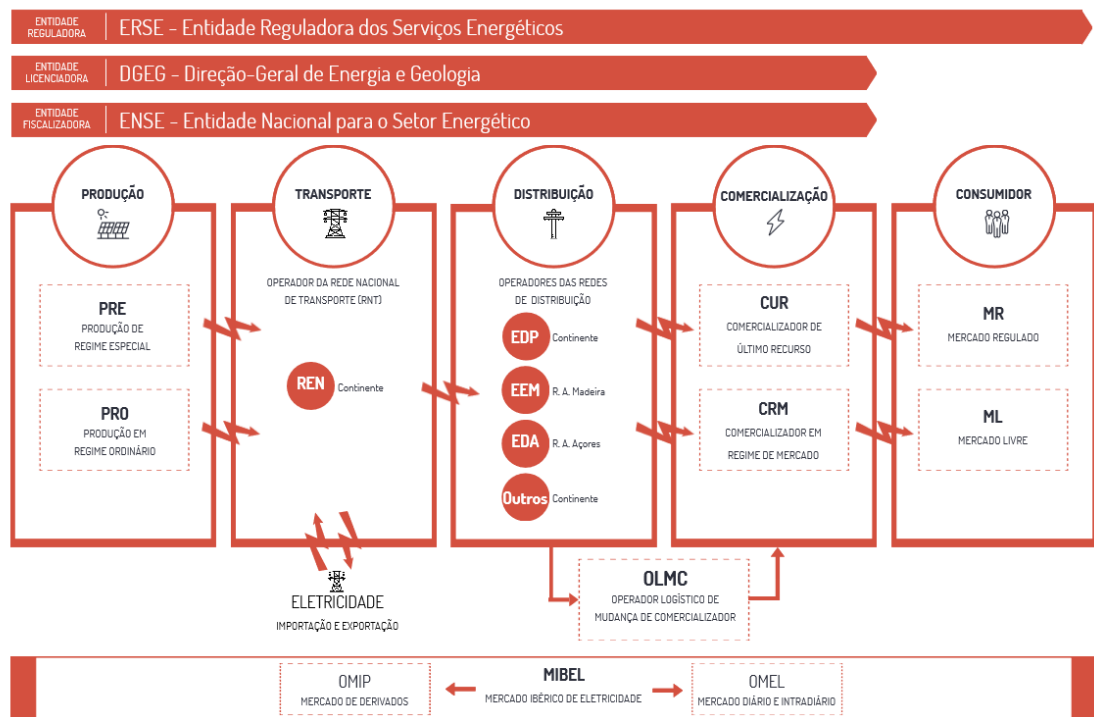


Figura 1 - Esquema do setor elétrico em que se insere Portugal [5]

## 2.2. DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA

Um dos principais desafios e objetivos da atual política energética nacional passa por reduzir a dependência energética do exterior. Historicamente, Portugal apresenta uma dependência energética elevada, entre 80% e 90%, fruto da inexistência de produção nacional de fontes de energia fósseis, como o Petróleo ou Gás Natural, que têm um peso muito significativo no mix de consumo de energia. A aposta nas energias renováveis e na eficiência energética, com maior incidência nos últimos anos, tem permitido a Portugal baixar a sua dependência para níveis inferiores a 80%. No entanto, a variabilidade do regime hidrológico, associado a uma grande componente hídrica no sistema electroprodutor nacional, influencia negativamente a dependência energética em anos secos, como foi o caso do ano 2005 ou 2008, como demonstra a Figura 2.

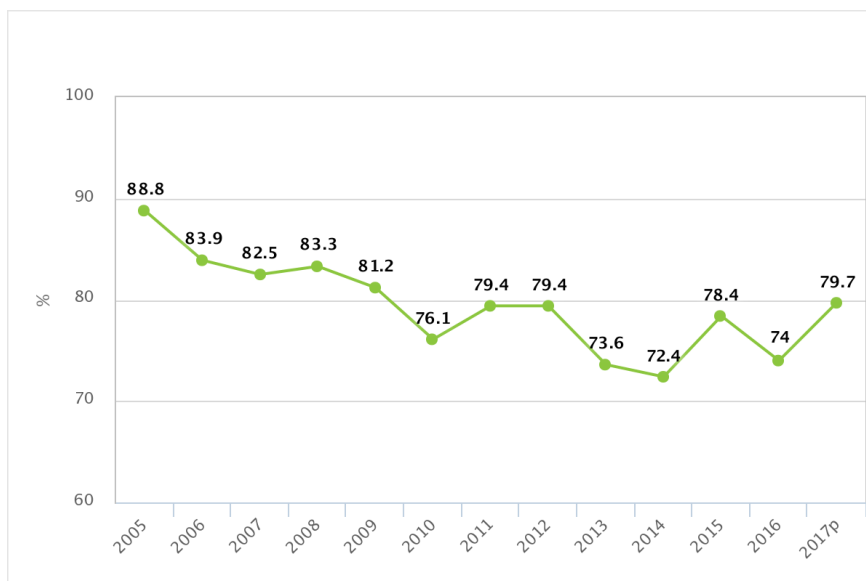


Figura 2 - Dependência energética de Portugal [6]

Como se sabe, Portugal é um país com poucos recursos ao nível dos combustíveis fósseis, pelo que existe uma correlação direta entre a dependência energética e a produção/quota de energias renováveis. Deste modo, para compensar a falta de recursos de energias renováveis disponíveis para a produção de energia elétrica, a única solução é adquirir combustíveis fósseis, o que leva ao país a uma dependência externa.

A Figura 3 faz uma correlação entre a dependência energética e a quota de renováveis na produção de energia elétrica.

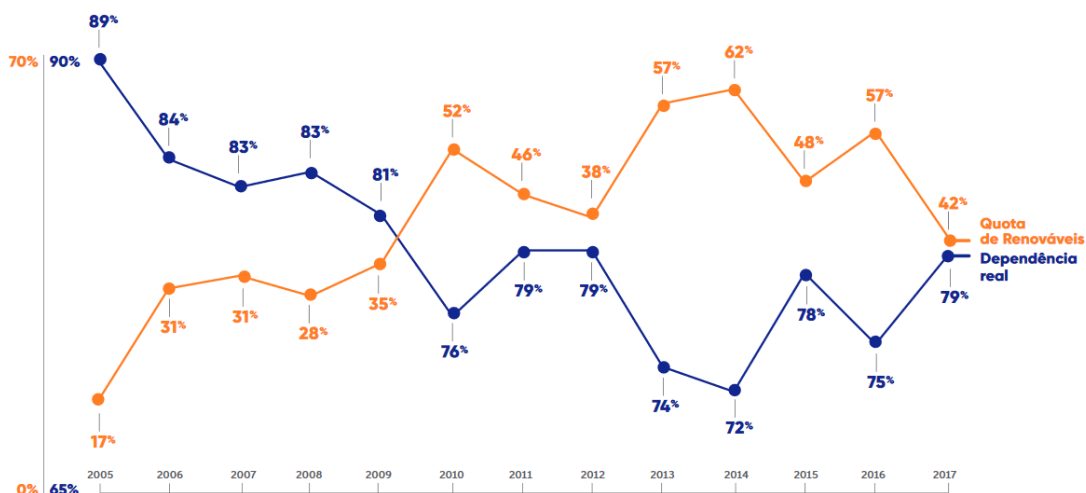


Figura 3 - Evolução da dependência energética e da quota de renováveis na produção de energia elétrica [7]

De facto, no ano de 2014, a quota de renováveis na produção elétrica correspondeu a 62%, o valor mais elevado do período em análise em grande medida pela elevada produção hidroelétrica que ocorreu nesse ano. Em resultado, as necessidades de importação de combustíveis fósseis para gerar eletricidade foram menores e o índice de dependência energética rondou os 72%, o valor mais baixo do período em análise. Por outro lado, em 2017 a quota de renováveis no mix de produção elétrico foi apenas de 42%, devido à seca severa que se fez sentir nesse ano, o que obrigou à importação de um volume significativo de combustíveis fósseis para produzir eletricidade. Deste modo, o índice de dependência energética portuguesa atingiu um dos valores mais elevados dos últimos anos, cerca de 79%.

### **2.3. EVOLUÇÃO DO CONSUMO ENERGÉTICO**

Em 2017 o consumo totalizou 49.6 TWh, com um crescimento face ao ano anterior de 0.7%, ou seja, trata-se do 3º ano consecutivo de crescimento dos consumos, que fica agora a cerca de 5% do máximo atingido em 2010. Com a evolução das tecnologias existentes do dia-a-dia, o consumo energético tende a aumentar dado que cada vez mais os estilos de vida das populações vão aumentando (aumento de aparelhos eletrónicos, utilização de carros elétricos em deterioramento dos carros mais poluentes), sendo necessário que as fontes de produção elétrica acompanhem este ritmo. Outro aspeto importante a reter para o futuro é o constante aumento de penetração do número de veículos elétricos que estão a circular em Portugal, e da sua perspetiva de crescimento para um futuro próximo sendo que um maior número de carros elétricos vendidos implica obrigatoriamente um aumento do consumo energético assumindo-se assim um fator importante no consumo energético ao nível do setor dos transportes [8].

Outro aspeto importante que se pode observar na Figura 4, é ter ocorrido pela primeira vez uma exportação de energia elétrica no ano de 2016, algo que nunca tinha acontecido anteriormente. No ano de 2016, Espanha comprou-nos 5084 gigawatts-hora (GWh), quando em 2015, tínhamos sido nós a comprar 2267 GWh ao país vizinho. A subida da exportação de eletricidade (+209%) e a queda das importações (-56.6%) foi possível graças ao aumento da produção das barragens e das centrais termoelétricas (+24%), mas também da energia eólica (+7%), sendo está a terceira maior fonte de energia do país e a fotovoltaica (+2.8%), num ano em que o consumo interno de eletricidade se manteve praticamente inalterado (+0.6%). Este excedente não pode ser armazenado, pelo que é

vendido ao país vizinho sempre que há carência sendo este caso de 2016, em que Espanha produziu apenas 97% da eletricidade de que necessitava, menos 2.4% do que no ano anterior, pelo que foi obrigada a importar mais do que exportou, pela primeira vez em 12 anos, quer de Portugal quer da França [9].

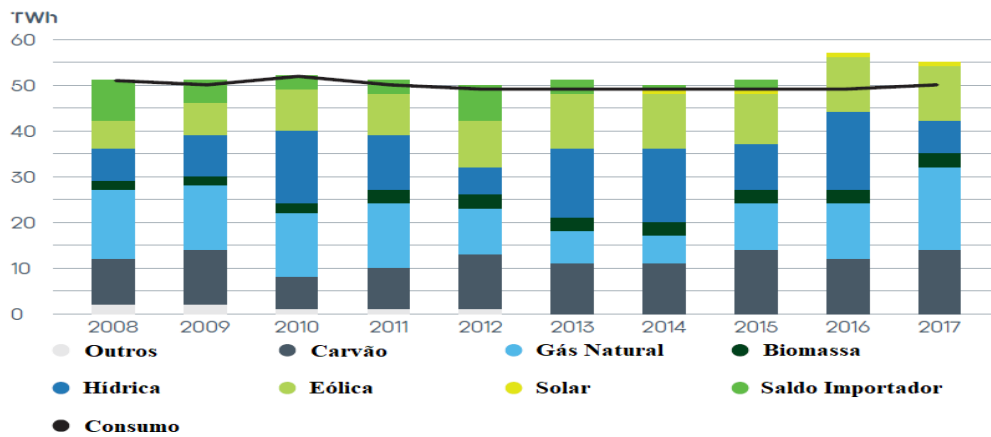


Figura 4 - Satisfação do consumo de energia elétrica em Portugal, 2017 [10]

## 2.4. CONSUMO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Os Transportes e a Indústria são os setores de atividade com maior peso no consumo final de energia. A nível setorial, em 2017 o setor dos Transportes apresenta um valor de 37.2% continuando a ser este o setor principal o maior consumidor de energia, seguido da Indústria com 31.3%, o Doméstico com cerca de 16.4%, dos Serviços apresentando 12.2% e por fim da Agricultura e Pescas com apenas 2.9% como a Figura 5 demonstra.

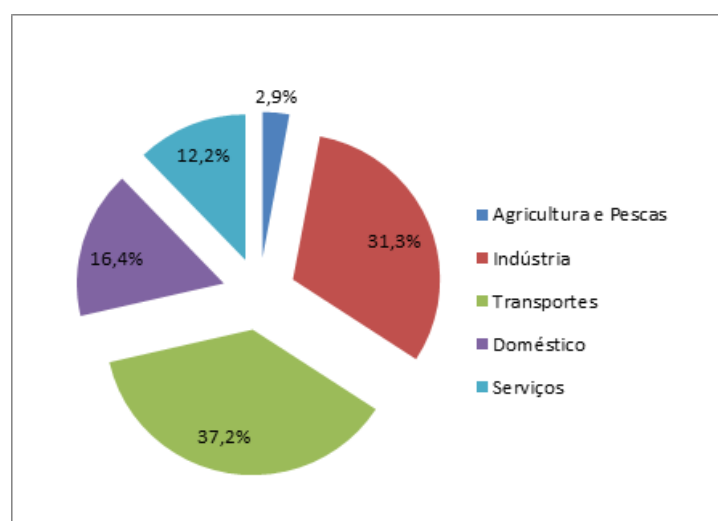


Figura 5 - Consumo da energia final por setor em (%), 2017 [8]

## 2.5. POTÊNCIA INSTALADA

Ao nível da potência instalada em Portugal, ocorreu um reforço maior ao nível das energias renováveis como se seria de esperar de modo a coincidir com as políticas que a União Europeia (UE) tem planeado a ser implementado, de forma a cumprirem umas das diretivas assumidas para 2020 para que nesse ano tenham a incorporação de 59.6% de energia renovável na eletricidade até 2020.

**Parque Eletroprodutor**  
Generation Equipment

Potência instalada no final do ano <sup>1)</sup> (MW) Installed capacity at the end of the year <sup>1)</sup> (MW)	2017	2016	Var.
<b>Total Total</b>	<b>19 800</b>	<b>19 539</b>	<b>260</b>
<b>Renovável Renewable</b>	<b>13 397</b>	<b>13 087</b>	<b>310</b>
Hídrica Hydro	7 193	6 945	248
Eólica Wind	5 090	5 070	20
Biomassa Biomass	624	613	11
Cogeração Cogeneration	351	351	0
Solar Solar	490	459	31
<b>Não Renovável Non-Renewable</b>	<b>6 403</b>	<b>6 452</b>	<b>-50</b>
Carvão Coal	1756	1756	0
Gás Natural Natural Gas	4 607	4 636	-30
Cogeração Cogeneration	778	807	-30
Outros Others	40	60	-20
Cogeração Cogeneration	27	47	-20
<b>Bombagem Pumps</b>	<b>2 698</b>	<b>2 437</b>	<b>261</b>
<b>Centrais Despacháveis Dispatchable Power Stations</b>	<b>12 368</b>	<b>12 108</b>	<b>260</b>
<b>Centrais Não Despacháveis Non-Dispatchable Power Stations</b>	<b>7 432</b>	<b>7 432</b>	<b>0</b>

Figura 6 - Potência instalada para cada tipo de fontes de produção de energia elétrica [10]

A potência instalada no sistema nacional situava-se no final do ano em 19800 MW, dos quais 14773 MW ligados à Rede de Transporte. A potência instalada aumentou este ano 260 MW, destacando-se a nova central de Foz-Tua com 261 MW, reversíveis, ou seja, com bombagem. Nas restantes tecnologias houve poucas alterações com a entrada em serviço de 20 MW nas centrais eólicas, 30 MW nas fotovoltaicas e redução de 50 MW na cogeração [10].

### 2.5.1. MIX DE PRODUÇÃO ELÉTRICA NACIONAL

Em 2017, as centrais renováveis geraram 23.5 TWh, o que equivale a 42% do total mix de produção elétrica de Portugal (produção = consumo + exportação elétrica). A eletricidade remanescente teve origem nas fontes fósseis, 32.7 TWh (58% da produção).

Neste ano, com um índice de hidraulicidade baixo (0.47%), as emissões associadas à produção de eletricidade não renovável, foram de aproximadamente 19.4 milhões de toneladas de dióxido de carbono, o que representa um aumento de cerca de 4 milhões de toneladas em relação ao mesmo período do ano passado (25%). A Figura 7 apresenta o mix de produção energia elétrica em Portugal [7].

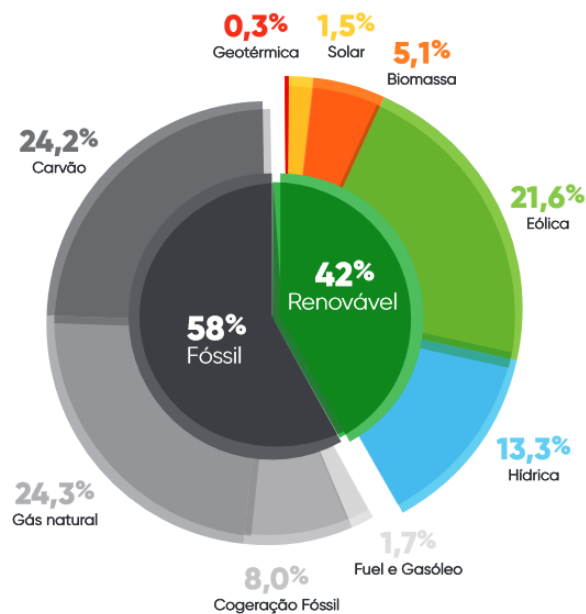


Figura 7 - Distribuição da produção de energia elétrica de Portugal para cada fonte de produção (%), 2017 [7]

### 2.5.2. IMPACTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO MERCADO

As relações existentes entre o ambiente e o setor energético são particularmente relevantes. A produção e o consumo de energia são responsáveis, direta e indiretamente, por alguns dos principais impactos negativos da atividade humana sobre o ambiente. Entre estes sobressaem os problemas associados às emissões para a atmosfera de gases com efeito de

estufa, bem como de outros poluentes, como o dióxido de carbono, o dióxido de enxofre e os óxidos de azoto.

A produção a partir de fontes de energia renovável faz baixar o preço do mercado grossista da eletricidade. No ano de 2017, um ano com uma representatividade de 42% das renováveis no total da produção, o preço subiu para 52.45 €/MWh, contrastando com 2016, período em que o mercado grossista se cifrou em 39.4 €/MWh e as renováveis representaram 57 % da produção elétrica nacional. Mesmo assim, estima-se que em 2017 a produção elétrica proveniente das centrais eólicas, solares fotovoltaicas e pequenas hídricas tenha potenciado um efeito benéfico bruto de 660M€ na economia nacional por ter permitido reduzir o preço do mercado grossista da eletricidade em cerca de 18.2 €/MWh. Além desta vantagem económica, a produção elétrica com origem em fontes renováveis evitou, em 2017, uma importação de combustíveis fósseis avaliada em 770M€ e permitiu reduzir o valor das licenças de emissões de CO<sub>2</sub> em 49M€.

Outra das mais-valias das energias renováveis, e a mais importante no combate às alterações renováveis tem sido a redução das emissões específicas de dióxido de carbono para produção de eletricidade. Desde o início do milénio, que se tem verificado uma trajetória descendente no valor das emissões. No final de 2017 estima-se que o valor das emissões específicas tenha atingido os 360 g/kWh, um valor que representa cerca de metade do verificado no final dos anos 90.

Além dos benefícios mencionados, o setor renovável tem ainda potenciado a economia nacional nomeadamente em termos de:

- Geração de emprego, estimando-se que no final do ano passado incorporasse mais de 55 mil empregos (diretos e indiretos) em Portugal;
- Desenvolvimento regional e descentralização, aliado ao facto de que muitos projetos se localizam em zonas socioeconómicas menos favorecidas;
- Aumento das exportações de componentes industriais, por existência de produção nacional para as tecnologias solar fotovoltaica, eólica e indústria eletromecânica [7].

## **2.6. OBJETIVOS E METAS DA UE A CURTO PRAZO**

- A UE definiu, através da Diretiva Fontes Energias Renováveis (FER) relativa à promoção de utilização de energia proveniente de fontes renováveis, o objetivo de alcançar, em Portugal e até 2020, uma quota de 31% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia e uma quota de 10% no sector dos transportes;

- No âmbito do quadro de ação da UE relativo ao clima e à energia (Pacote Energia-Clima 2030), foi definida, em outubro de 2014, a meta vinculativa de pelo menos 27% de energias renováveis no consumo total de energia na UE em 2030. Esta meta deverá ser atingida coletivamente, com base no contributo dos diferentes Estados Membros, os quais podem fixar metas nacionais mais ambiciosas;

- Em Portugal, a legislação que transpôs parcialmente a Diretiva FER e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (PNAER 2020) estabelecem a meta de 31% para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e 10% para o consumo energético nos transportes, até 2020. Preveem também a incorporação de 59.6% de energia renovável na eletricidade até 2020;

- Em alinhamento com o PNAER 2020, o compromisso para o crescimento verde, estabelece o objetivo de “reforçar o peso das energias renováveis”, determinando a meta de 31% de renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 e 40% em 2030;

- Reduzir as emissões de gases com efeitos de estufa em 20% relativamente aos níveis de 1990, aumentar para 20% a percentagem das energias renováveis no consumo energético final e o aumento de 20% da eficiência energética, são estes os

objetivos para todos os Estados-Membros da UE ao nível da energia elétrica para o ano de 2020 [6].

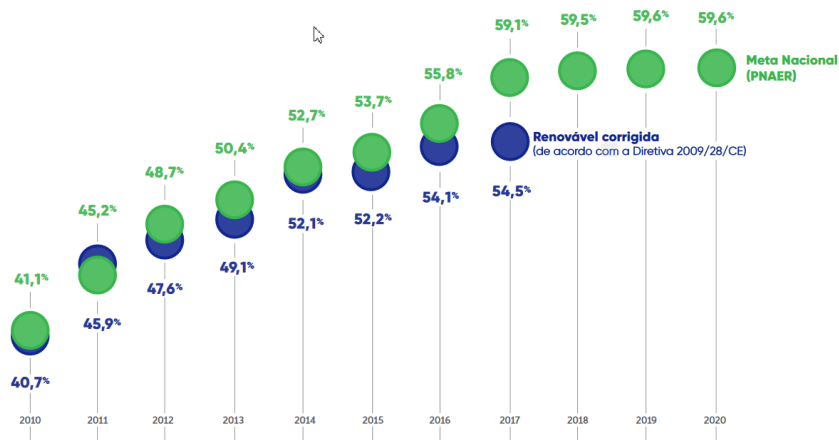


Figura 8 - Taxa de penetração da energia renovável no consumo elétrico nacional [7]

## 2.7. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM PORTUGAL

Esta reorganização trouxe competitividade a algumas das áreas do setor elétrico. Na área da produção e comercialização surgiu uma forte competição entre os agentes, derivado do aparecimento de diversas empresas a atuar num mercado de livre concorrência.

A atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando, contudo, sujeita à atribuição de licença onde se discriminam os direitos e os deveres de modo a tornar esta atividade o mais transparente possível. Os comercializadores têm liberdade para comprar e vender energia tendo que, para o efeito, pagar tarifas reguladas de modo a poderem ter o direito de acesso às redes de transporte e distribuição. Em Portugal os consumidores podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador sem qualquer custo adicional. Este pode ser o CUR, caso opere no mercado regulado, ou livre caso atue no mercado liberalizado. O CUR tem como objetivo assegurar o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, estando sujeito a um regime de tarifas e preços regulados. O CUR deve ainda adquirir obrigatoriamente toda a eletricidade produzida pela PRE e pode também adquirir eletricidade, em mercados organizados como o MIBEL, para abastecer os seus clientes.

Atualmente, o papel de comercializador de último recurso (CUR) é desempenhado por uma empresa do grupo EDP, nomeadamente, a EDP Serviço Universal enquanto o papel de comercializador livre está a cargo de diversas empresas como a EDP Comercial, a Iberdrola Generación, a Endesa, entre outras [11].

## **2.8. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O DIA SEGUINTE**

Os Mercados de Eletricidade, também conhecidos por Mercados em Pool, funcionam com base na apresentação de propostas de venda e compra de energia, por parte de empresas produtoras e de empresas comercializadoras ou consumidores elegíveis, respetivamente.

Neste modelo em Pool, o Operador Mercado Ibérico de Energia (OMIE) é a entidade responsável pela realização do cruzamento entre a procura e a oferta centralizada da energia elétrica, tendo como compromisso o equilíbrio entre a produção e o consumo. Para tal, o Operador de Mercado é responsável pelo *Market Clearing Price*, ordenando as propostas de compra e de venda por ordem de preço, para posteriormente determinar o preço final de cada negociação. Este será o valor que todas as cargas do sistema vão pagar e que todos os geradores vão receber, consoante a quantidade de energia adquirida.

O processo de negociação é realizado, normalmente, para o dia seguinte, ou seja, no dia  $n-1$  determinam-se as propostas aceites, os preços e as quantidades de energia transacionada para o dia  $n$ , pelo que são designados por *Day-Ahead Markets*. Estes Mercados estão, pois, associados a um horizonte temporal de curto-prazo, devendo as propostas de venda refletirem os custos marginais de curto-prazo. Considerando o facto de existirem centrais de energia elétrica com custos marginais díspares, este mercado encontra-se estruturado de forma a poder refletir essa diferença, assim como a variação da carga ao longo do dia. Por estas razões, as negociações neste tipo de mercado encontram-se divididas em 24 ou 48 despachos económicos, ou seja, o intervalo de tempo de um dia encontra-se entre 1 hora ou 30 minutos, respetivamente.

Concluído o processo de negociação, o Operador de Mercado envia o valor económico para o Operador de Sistema. Este, por sua vez, mediante uma análise de viabilidade técnica das redes, irá aceitar ou rejeitar o referido despacho [11].

### 2.8.1. POOL SIMÉTRICO

Nos mercados tipo Pool simétrico existe um maior grau de liberdade no que diz respeito às propostas de compra e venda de energia elétrica. As propostas de compra são definidas pelo nó de absorção, ou seja, o nó onde a energia será consumida, pela energia entregue no período em questão e pelo preço máximo que os compradores estão dispostos a pagar pelo serviço. Por outro lado, as propostas de venda são constituídas pelo nó onde a energia será disponibilizada na rede (nó de injeção), pela disponibilidade de produção para o período em questão, assim como o preço mínimo que os produtores estão dispostos a receber por esse serviço.

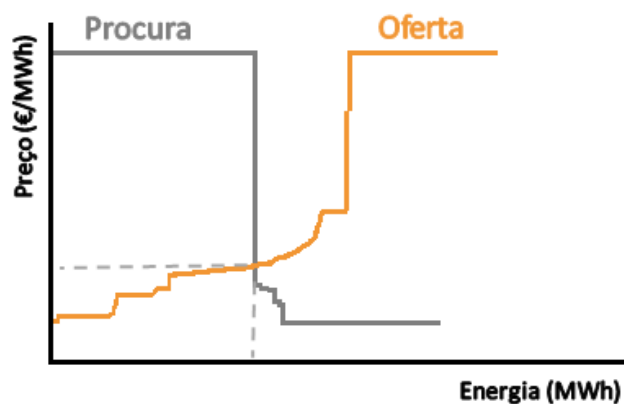


Figura 9 - Curva característica do Mercado Pool Simétrico [12]

Neste modelo, o Operador de Mercado (OM) é a entidade responsável pela receção e gestão das diferentes propostas, construindo as curvas de compra e venda, como se pode verificar na Figura 9. O cruzamento das duas curvas representa o *Market Clearing Price*, anteriormente definido e a *Market Clearing Quantity*, ou quantidade de energia negociada. Efetuando um olhar mais pormenorizado sobre o gráfico da figura acima mencionada, verificamos que as propostas situadas à esquerda do ponto de interseção corresponderão às propostas aceites. Caso o despacho seja tecnicamente viável e não se registre alterações, o preço de mercado obtido corresponde ao valor pago por todos os compradores e pago a todos os produtores.

A existência de diversas propostas de compra no mercado em pool simétrico traduz o facto de existirem consumos que são sensíveis ao preço da energia elétrica. Com base neste pressuposto, o agente comprador apresenta as suas propostas de compra em função da

avaliação que realizam do benefício que decorre da utilização dessa mesma energia elétrica. Portanto, até um determinado nível de preços, os consumidores consideram que o benefício decorrente da utilização dessa energia é superior aos encargos respetivos. A partir de determinado nível de preço, os consumidores consideram não existir benefício pelo que a utilização dessa energia não é viável do ponto de vista económico [11].

A plataforma de mercado diário em que se integra Portugal, é gerida pelo OMIE, e a hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola. Sempre que os preços para cada uma das áreas de mercado não se equivalem diz-se que existe um spread de preços entre elas. A razão para que ocorra separação de mercados (e correspondentes spreads de preço) pode dever-se a uma multiplicidade de fatores, desde a organização estrutural da produção em cada uma das áreas, insuficiência das capacidades de interligação ou comportamento dos agentes. A atuação da supervisão pretende minimizar as situações de separação de mercados e, em particular, garantir que estas não se atribuam a comportamentos anti concorrenciais dos agentes [12].

O modelo em pool engloba ainda outro tipo de caracterização, podendo ser classificados como obrigatórios ou voluntários. O carácter obrigatório obriga todos os agentes a apresentar propostas de compra/venda ao pool, o que o torna numa entidade que atua como intermediário financeiro entre a totalidade da produção e do consumo. No pool voluntário os agentes podem apresentar as suas propostas ao pool, mas agora têm a possibilidade de efetuar negociações diretas entre produtor e consumidor, através de mecanismos denominados contratos bilaterais [11].

### **2.8.2. PROPOSTAS SIMPLES E COMPLEXAS**

As propostas de compra e de venda de energia elétrica no mercado devem ser feitas em termos de preço marginal, isto é, de preço a que seria remunerada uma unidade extra de energia para alimentar o aumento da carga em uma unidade. Para além disso, a oferta também não deve ser inferior ao custo marginal porque, caso seja aceite a esse preço, a central não apresentará rentabilidade.

As propostas apresentadas ao mercado podem ser simples ou complexas. As propostas simples caracterizam-se, apenas, por uma quantidade de energia elétrica e um preço a que será negociada essa quantidade. Cada uma destas propostas é apresentada por período

de negociação, o que significa que, para um dia de negociação, existirão 24 ou 48 propostas simples independentes por entidade. Assim, o Operador de Mercado procederá à resolução de 24 ou 48 problemas diferentes, não entrando em linha de conta com possíveis restrições relacionadas, por exemplo com taxas de tomada de carga das centrais ou mínimos técnicos. As propostas complexas evitam os problemas anteriores, por serem compostas, não só pelo preço e quantidade de energia, mas também por taxa de tomada ou diminuição de carga das centrais, mínimos técnicos e rentabilidades mínimas dos geradores, por exemplo. Com a utilização destas propostas, o problema passará a ser único, na medida em que, para um dia de negociação, não haverá 24 ou 48 problemas independentes de despacho. A utilização de propostas complexas apresenta, no entanto, uma desvantagem, que reside na morosidade em se resolver o problema do despacho [11].

## **2.9. RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E OS CUSTOS**

Para garantir a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente do sistema eléctrico as variáveis de faturação devem ser as mais adequadas para traduzir os custos efetivamente causados. Os preços destas variáveis de faturação são determinados de forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais/incrementais de fornecimento de energia eléctrica, de modo a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema eléctrico. A adoção de preços refletindo os custos marginais/incrementais contribui ainda para a redução de subsídios cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afetação ótima de recursos e permitindo aumentar a eficiência económica do sistema eléctrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal/incremental. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema eléctrico. Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O ótimo social coincide com o ótimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem-estar social, verificando-se uma

igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o ótimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflita todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do sector, bastaria permitir que recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsídição cruzada entre grupos de clientes e se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia eléctrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respetivas regras de medição para a faturação de cada serviço regulado, devem ser determinadas os custos marginais / incrementais associados a cada uma delas. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento, no tempo e da localização geográfica do consumo. Na determinação de cada um destes custos para cada uma das atividades, diversas metodologias podem ser adotadas. A estrutura tarifária é constituída pelas variáveis físicas de cada tarifa por atividade ou serviço regulado, pelos custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis e pela correspondente a estrutura de preços das várias tarifas que se obtêm por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais [13].

## **2.10. TARIFAS DE USO DAS REDES EM BTE**

As tarifas de Uso das Redes são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia ativa por período horário e de energia reativa. Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso das Redes são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, considerados na tarifa de Energia [13].

### 2.10.1. COMPONENTES TARIFÁRIAS

O preço das variáveis de faturação energética é definido em:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW, por mês;
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW, por mês;
- Preços de energia ativa, definidos em euros por kWh;
- Preços de energia reativa (indutiva e capacitiva), definido em euros por kvarh [13].

Outro fator de diferenciação, é o tipo de cliente, se é cliente em MAT, AT, MT, BTE e BTN. Para cada cliente, está definida uma determinada tarifa, que define o preço por mês para cada tarifa consoante a potência contratada, bem como o respetivo período. A Tabela 1 demonstra um caso prático para cliente em BTE para as diferentes tarifas que possam existir [13].

Tabela 1 - Exemplo das tarifas transitórias de venda para clientes em BTE [13]

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia) *</b>
		24,64	0,8101
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia) *</b>
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,644	0,5143
	Contratada	0,699	0,0230
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,337	0,7015
	Contratada	1,521	0,0500
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2176
		Horas cheias	0,1335
		Horas de vazio normal	0,0911
		Horas de super vazio	0,0799
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2172
		Horas cheias	0,1328
		Horas de vazio normal	0,0910
		Horas de super vazio	0,0802
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1619
		Horas cheias	0,1290
		Horas de vazio normal	0,0860
		Horas de super vazio	0,0755
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1602
		Horas cheias	0,1290
		Horas de vazio normal	0,0855
		Horas de super vazio	0,0755

## 2.10.2. OPÇÕES HORÁRIAS DE TARIFICAÇÃO

A opção horária é a forma como a eletricidade é cobrada em função do horário de consumo. É a opção horária que determina se o preço do consumo de eletricidade é o mesmo em qualquer horário ou se há horários mais económicos do que outros.

A opção horária pode obedecer a um ciclo semanal ou diário, em que:

- Ciclo diário: os períodos horários são iguais todos os dias do ano;
- Ciclo semanal: os períodos horários mais económicos são diferentes nos dias úteis e aos fins de semana.

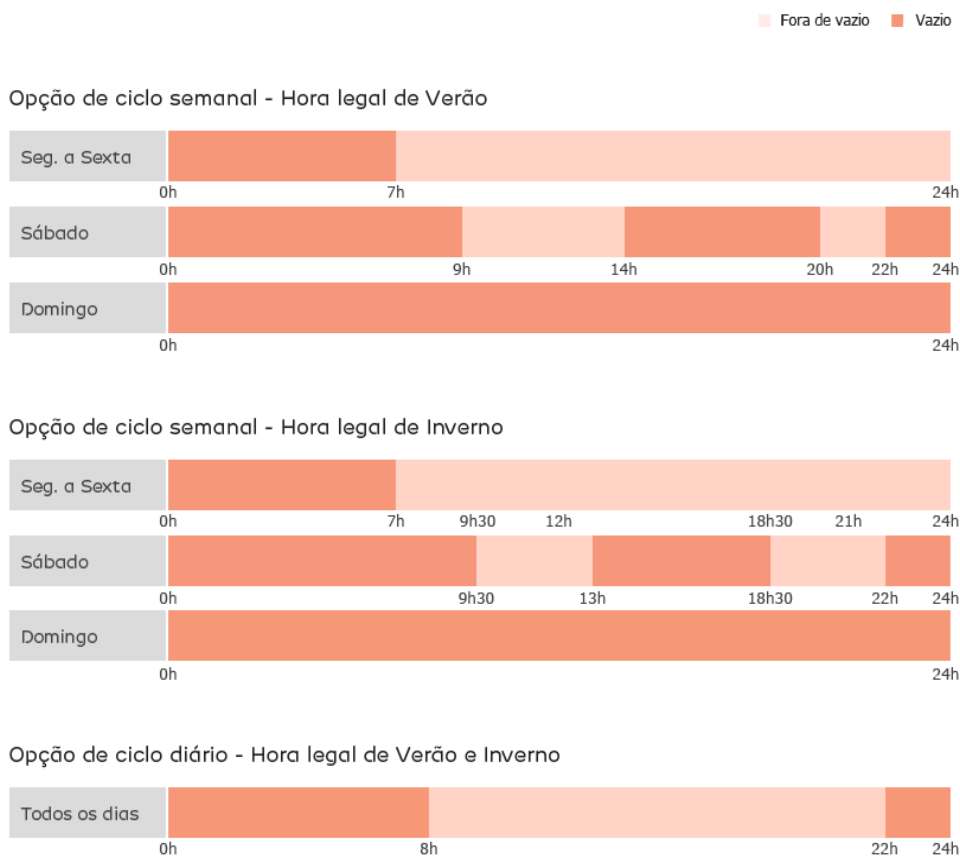


Figura 10 - Opção horária de tarifação ciclo semanal ou ciclo diário [14]

Dentro destes ciclos ainda podemos escolher o tipo de opção horária. Podemos escolher entre três opções horárias:

- Simples, em que o consumidor paga a energia elétrica ao mesmo preço para todas as horas do dia, como demonstra a Figura 11 [14].

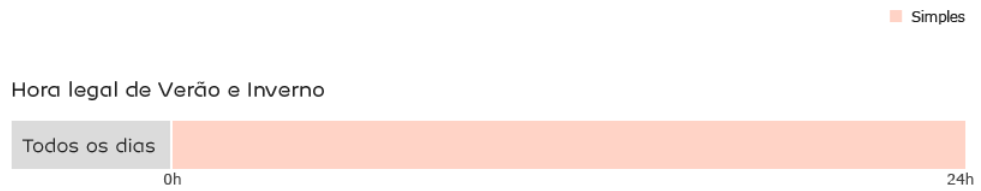


Figura 11 - Opção horária de tarifação Simples [14]

- Bi-horária, o consumidor paga a energia elétrica com dois preços distintos, existindo, para dois períodos horários de consumo correspondentes: o período das horas de Vazio, no qual a energia tem um custo mais reduzido, e o período das horas de Fora de Vazio, no qual a energia tem um custo mais elevado.
- Tri-horária, é semelhante à tarifa bi-horária, mas apresenta três períodos horários de consumo com preços distintos:
  - ✓ Período das horas de Vazio, no qual a energia tem um custo mais reduzido;
  - ✓ Período das horas Cheias, no qual a energia tem um custo intermédio;
  - ✓ Período das horas de Ponta, no qual a energia tem um custo mais elevado de acordo com a Figura 12.

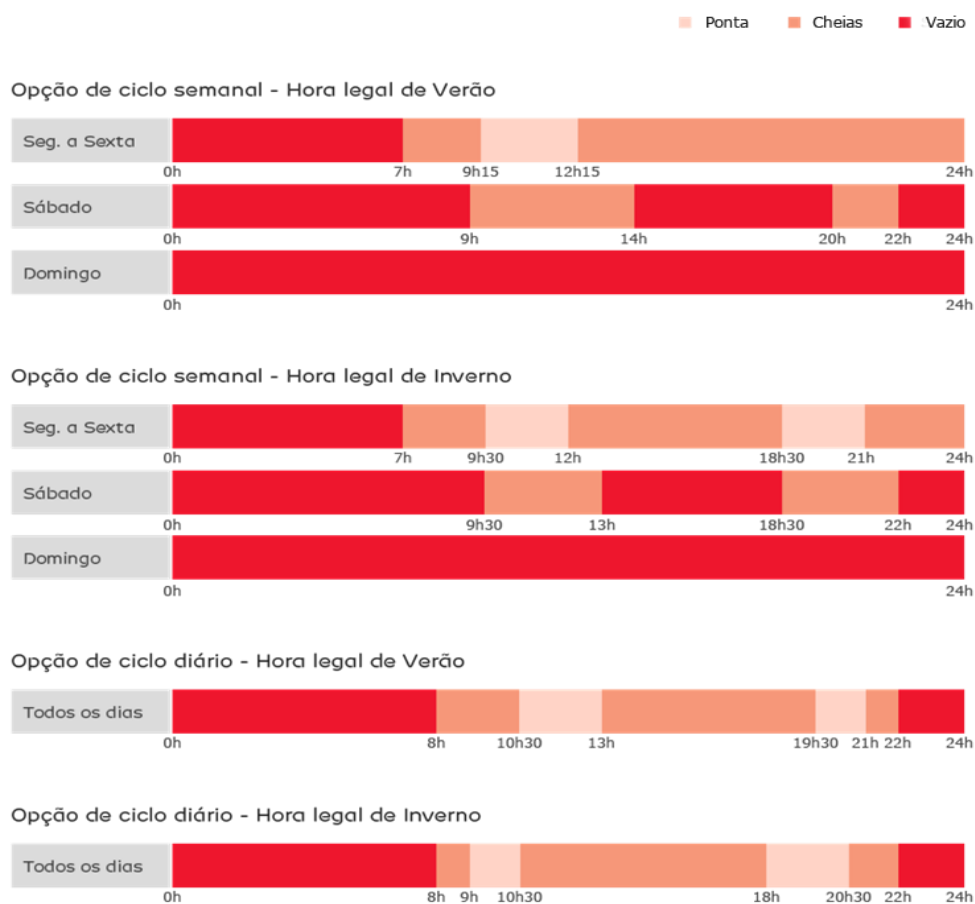


Figura 12 - Opção horária de tarifação Tri-horária [14]

Os custos associados a cada período horário estão relacionados com a procura de energia elétrica no mercado nacional. Assim, o período de Vazio corresponde aos horários em que a procura de energia elétrica é reduzida, o período de Cheias corresponde a horários em que existe uma procura intermédia de energia elétrica, e o período de Ponta, corresponde a horários em que existe uma procura mais elevada de energia elétrica.

O período de Fora de Vazio corresponde a uma agregação dos períodos Cheias e de Ponta. Nas tarifas bi-horária e tri-horária, o período de Vazio agrega os períodos horários de Vazio normal e Super vazio.

De uma forma geral, a Figura 13 apresenta um resumo geral de tudo o que foi mencionado anteriormente.

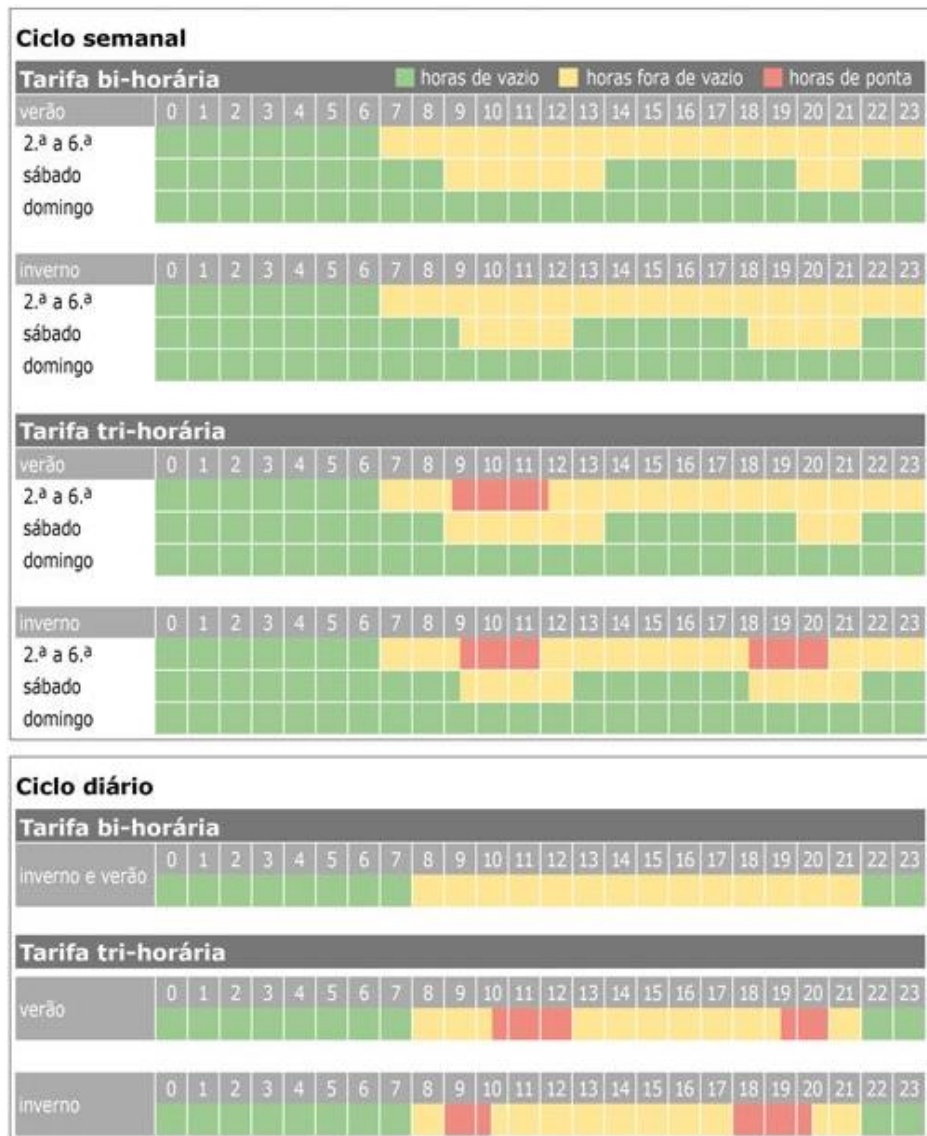


Figura 13 - Resumo das diferentes opções horária de tarifação de acordo com cada período [15]

### 2.10.3. AGENTES COMERCIALIZADORES

Existem numerosos agentes comercializadores a atuarem em Portugal, tornando assim a concorrência bastante elevada. No entanto, podemos dividir os comercializadores para clientes domésticos em comercializadores para grandes consumidores, industriais e pequenos negócios.

Atualmente o número de comercializadores para grandes consumidores, industriais e pequenos negócios são cerca de 25 agentes, enquanto que para os clientes domésticos são cerca de 19 agentes. A Tabela 2 apresenta os principais

agentes comercializadores a atuarem em Portugal consoante o seu tipo de consumidor clientes finais.

Tabela 2 - Diferentes entidades comercializadoras de energia a atuarem em Portugal  
[16][17]

Comercializadores para grandes consumidores, industriais e pequenos negócios	Comercializadores para clientes domésticos
ACCIONA Energía	Alfa Energia, Lda
ALDRO Energia y Soluciones S.L.U - Sucursal em Portugal	EDP Comercial- Comercialização de Energia, SA
Alfa Energia Lda	Enat– Energias, Lda.
Axpo Iberia, S.L.	Endesa – Endesa Energia Sucursal Portugal
EDP Comercial - Comercialização de Energia, SA	Galp Power S.A.
Enat – Energias, Lda.	GOLD ENERGY – Comercializadora de Energia, S.A
Endesa – Endesa Energia Sucursal Portugal	Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda.
Galp Power S.A.	MUON Electric, Lda.
GOLD ENERGY – Comercializadora de Energia, S.A.	
Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal, Lda.	

### 3. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE INDUSTRIAL EM ESTUDO

A empresa S. Pinto Coelho & Adrego é uma empresa fundada em 1960 sendo criada na altura pelos pais dos atuais sócios, sendo eles António Adrego e António Coelho. É uma empresa que se dedica ao fabrico e ao artesanato de barricas de madeira tanto para a produção de vinhos como para peças decorativas, como por exemplo relógios de madeira, vasos de madeira, mesas de madeira em formato de barril e bares de madeira também com o respetivo formato. A sua matéria-prima é essencialmente madeira, sendo esta do tipo Carvalho Francês, Carvalho Americano e Castanho Português. A madeira é comprada em formato de rolaria, ou seja, em rolo de madeira e transformam esses rolos de madeira em aduelas para fabricarem mais tarde os barris de madeira.



Figura 14 - Processo de serração dos rolos de madeira



Figura 15 - Aduelas de madeira em processo de secagem natural

O processo de serração da madeira por norma é efetuado nos meses de Inverno, uma vez que neste período as encomendas diminuem entre Outubro e Fevereiro, sendo realizado durante esses meses a transformação da matéria-prima. Nos restantes meses, a unidade industrial dedica-se a produção dos barris de madeira e respetivo artesanato consoante as encomendas. Este aspeto é muito importante, porque influencia a nível energético as necessidades de consumo para cada mês do ano, dado que os meses de Inverno são os meses em que o consumo de energia elétrica é maior, devido ao fato de estarem a serrar a madeira e a preparar a matéria-prima para o ano que se avizinha, tendo então a necessidade de utilizar em maior quantidade as máquinas industriais e por períodos mais longos.

Quanto ao processo de secagem da aduela, este processo por norma é feito ao ar livre, porém quando não há madeira seca disponível em quantidades suficientes para satisfazer as encomendas pendentes, é necessário acelerar o processo de secagem. Para tal possuem um local designado de estufa, em que dentro desse local colocam as aduelas de madeira a uma altura de aproximadamente 2 metros de altura numas vigas de ferro, e colocam o serrim e as aparas de madeira por baixo, como demonstra a Figura 22.

Após a colocação de todas as aduelas de madeira em que é necessário acelerar o processo de secagem, e posteriormente a colocação do serrim e das aparas de madeira, incendeiam a respetiva fonte de combustão fazendo com que a combustão dos mesmos liberte calor e fumo, sendo esta combustão bastante lenta. Desta forma, não é criada uma

chama de combustão visível, ao qual seria perigoso uma vez que estariam produtos facilmente inflamáveis na parte superior da combustão, estando reunidas assim as condições ideais para a secagem das aduelas de madeira.

É importante ter em análise todas estas considerações que foram mencionadas anteriormente, de modo a ser avaliado a importância que estes fatores representam nomeadamente ao nível dos consumos elétricos e dos recursos ao nível do excedente de resíduos biomassa que a unidade industrial produz.

### 3.1. IMPLANTAÇÃO GEOGRÁFICA DA UNIDADE INDUSTRIAL

A unidade industrial está localizada na freguesia de Maceda, concelho de Ovar, distrito de Aveiro, tendo à sua volta diversas habitações. Possui uma área bastante ampla de espaço exterior com cerca de 700m<sup>2</sup> e uma área coberta de 1750m<sup>2</sup>.



Figura 16 - Localização geográfica da unidade industrial em estudo

A empresa não se situa numa zona industrial, mas sim numa zona urbana. No ano da sua construção (1956), era uma zona rural, porém com o passar dos tempos foram construindo casas ao redor da unidade industrial. Isso implica que ao nível dos estudos de possíveis fontes de produção, será necessário ter o aspeto do ruído em atenção bem como a

poluição paisagística. Também é importante realçar que se encontra próximo da unidade industrial, o Aeródromo de Manobra nº 1 da Força Aérea Portuguesa localizado em Maceda. A Figura 17 ilustra esse dado, estando a unidade industrial a menos de 1,5 km de distância em linha reta da entrada dessa mesma base aérea.



Figura 17 - Localização geográfica da unidade industrial relativamente a base aérea

### 3.2. CARATERIZAÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIDADE INDUSTRIAL

A unidade industrial possui um contrato de aquisição de energia elétrica com o comercializador Iberdrola. A Tabela 3 e Tabela 4 apresentam os dados definidos do contrato estabelecido pelo comercializador citado.

Tabela 3 - Características do contrato de fornecimento da energia elétrica

<b>Nível de tensão</b>	BTE
<b>Potência contratada</b>	41,41kW
<b>Tensão</b>	3×400/230V
<b>Ciclo horário</b>	Diário: Tetra-horário
<b>Consumo anual</b>	10 446kWh
<b>Valor médio mensal de faturação da energia elétrica</b>	240 €

Tabela 4 - Preços definidos no contrato estabelecido com o comercializador

Preço de compra da energia ativa	
<b>Ponta</b>	0,078306 €/kWh
<b>Cheia</b>	0,076274 €/kWh
<b>Vazio</b>	0,071839 €/kWh
<b>Super Vazio</b>	0,0668776 €/kWh

No anexo A, estão duas faturas energéticas que a unidade industrial recebeu relativamente ao mês de Agosto de 2018 e Novembro de 2018.

Os períodos de tarifação horária em Portugal Continental são determinados tendo em consideração a evolução do diagrama de carga do país ao longo do ano. Os custos associados a cada período horário estão relacionados com a procura de energia elétrica no mercado nacional. Assim, o período de Vazio corresponde aos horários em que a procura de energia elétrica é reduzida, o período de Cheias corresponde a horários em que existe uma procura intermédia de energia elétrica, e o período de Ponta, corresponde a horários em que existe uma procura mais elevada de energia elétrica [18].

O período Fora de Vazio corresponde a uma agregação dos períodos Cheias e de Ponta. Na Tabela 5, podemos verificar novamente os respetivos períodos que correspondem a uma determinada hora, dependendo sempre da hora legal a que corresponde esses períodos do dia, hora legal de Inverno ou hora legal de Verão, que diz respeito a opção tarifária atual da unidade industrial.

Tabela 5 - Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental [19]

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Relativamente ao horário de funcionamento da empresa, durante os dias úteis (Segunda-feira à Sexta-feira) o horário de funcionamento é das 8:00h-12:30h e das 14:00h-18:30h, sendo que aos Sábados, Domingos e feriados se encontram encerrados. Porém quando se encontram com bastantes encomendas pendentes e/ou o trabalho atrasado para entregar ao cliente final, a unidade industrial trabalha aos Sábados das 8:00h até ao 12:00h.

É importante ter em conta que a unidade industrial possui um banco de condensadores de modo a suportar a energia reativa, para desta forma reduzir/anular essa mesma energia consumida na RESP.

De forma a ter um dimensionamento correto, mais precisamente em autoconsumo, é de extrema importância analisar primeiro as condições contratuais do abastecimento de energia elétrica (tarifa contratada, potência contratada), que pode ser consultada no Anexo A, bem como os dados de consumo da instalação, fazendo a análise detalhada dos consumos diários, semanais e também dos fins-de-semana. As análises dos diagramas de cargas estão disponíveis no Anexo B, sendo este um ponto importante para se efetuar uma análise económica de uma unidade de autoprodução tanto em regime de autoconsumo como em pequena produção, a fim de se avaliar a poupança e a mais-valia que um sistema de unidade de autoprodução pode providenciar à empresa S. Pinto Coelho & Adrego. Tendo em conta estas variáveis, o sistema deve ser dimensionado de forma a maximizar o seu retorno financeiro do sistema dimensionado, sendo que o sistema não deve de estar sobredimensionado.

Para tal, a primeira coisa realizada foi efetuar o levantamento dos consumos diários por parte da unidade industrial, como está demonstrado na Figura 18, através do portal eletrónico da Iberdrola. Tal é possível devido ao facto de a unidade industrial possuir já um contador inteligente, que regista a eletricidade consumida em pequenos intervalos de tempo, tipicamente uma hora podendo chegar a 15 minutos. O contador inteligente está em telecontagem, o que permite também o envio automático de leituras e a faturação do consumo de eletricidade sem estimativas.

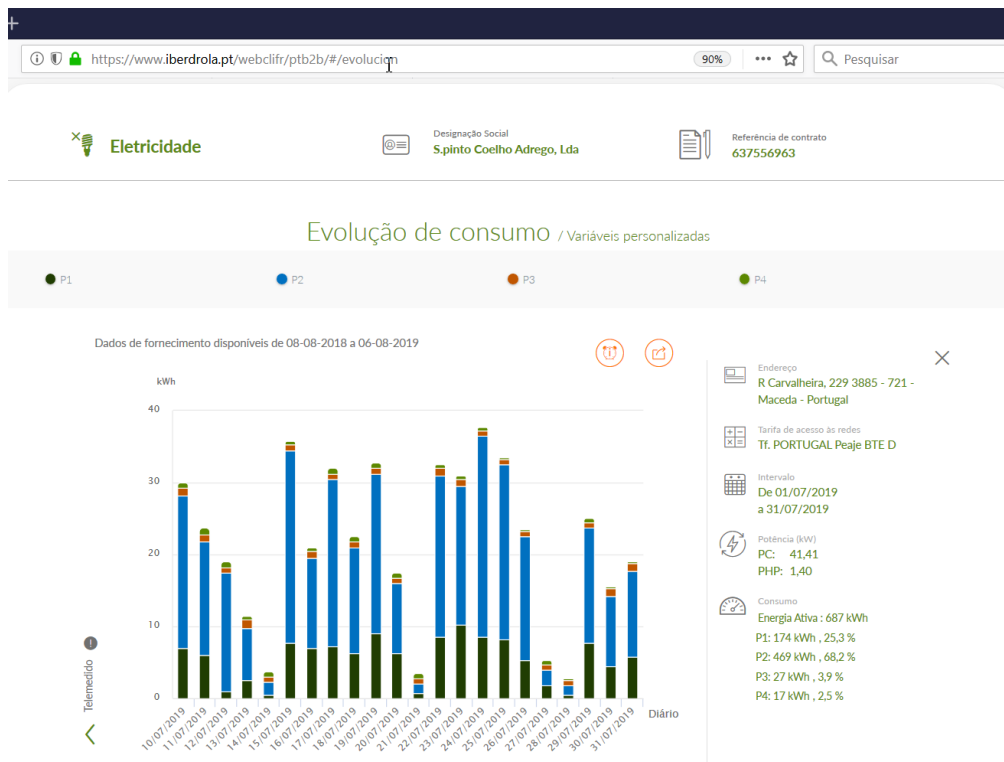


Figura 18 - Consulta online da evolução de consumo no portal da Iberdrola [20]

Como foi mencionado anteriormente, o horário de funcionamento da unidade industrial não é contínuo, ou seja, não labora todos os dias do mês nem 24h sobre 24h, pelo que será necessário separar os dias da semana com os dias de fim-de-semana, uma vez que estes apresentam consumos energéticos totalmente diferentes. Deste modo, será necessário após escolher o período que pretendemos observar, ou seja, o mês em que queremos verificar o respetivo diagrama de consumos, identificar um dia que tenha ocorrido durante o período semanal, e um dia que tenha ocorrido ao fim de semana. Dentro desse mesmo período que se pretende observar, foi escolhido um dia em que não tinha sido o dia com o maior pico de consumo nesse mês, mas também que não tenha sido o dia em que o consumo energético tenha sido o mais baixo, estabelecendo então o critério de escolha, um dia em que apresente um consumo próximo ao consumo máximo verificado para o respetivo mês em estudo. Depois de definido esse dia, esse mesmo dia será considerado a média do mês para a evolução do consumo energético do respetivo período em consideração, como demonstra a Figura 19 e Figura 20.

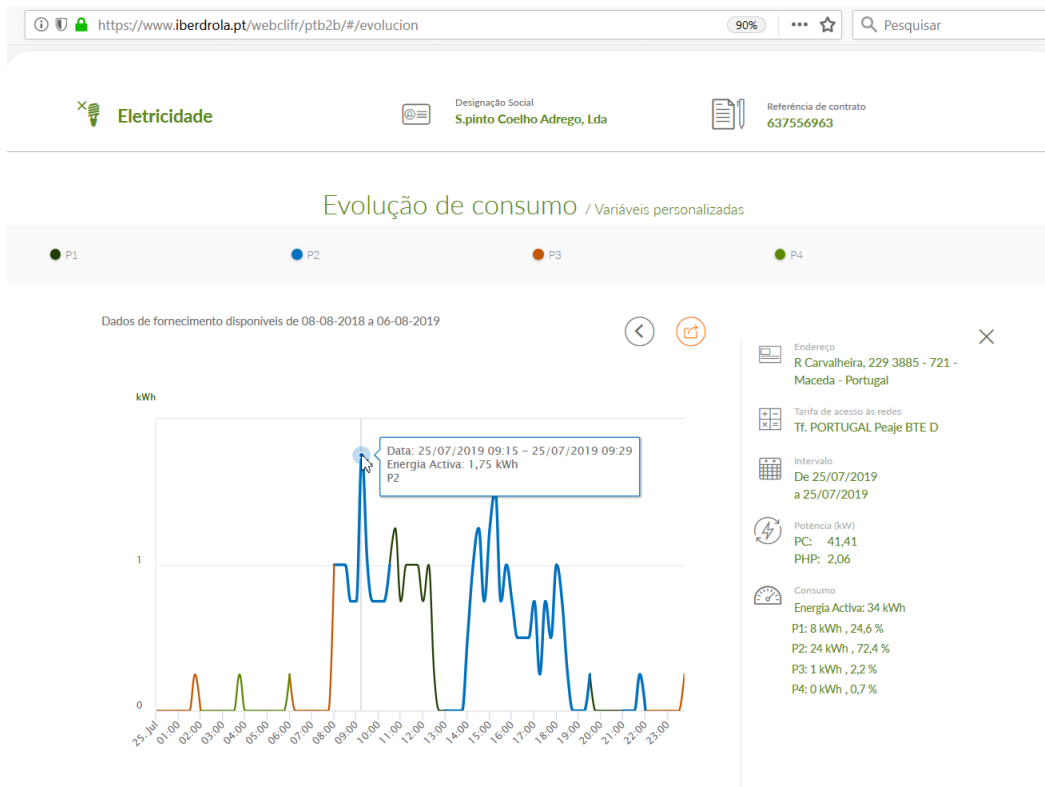


Figura 19 - Exemplo da evolução do consumo para o período semanal [20]

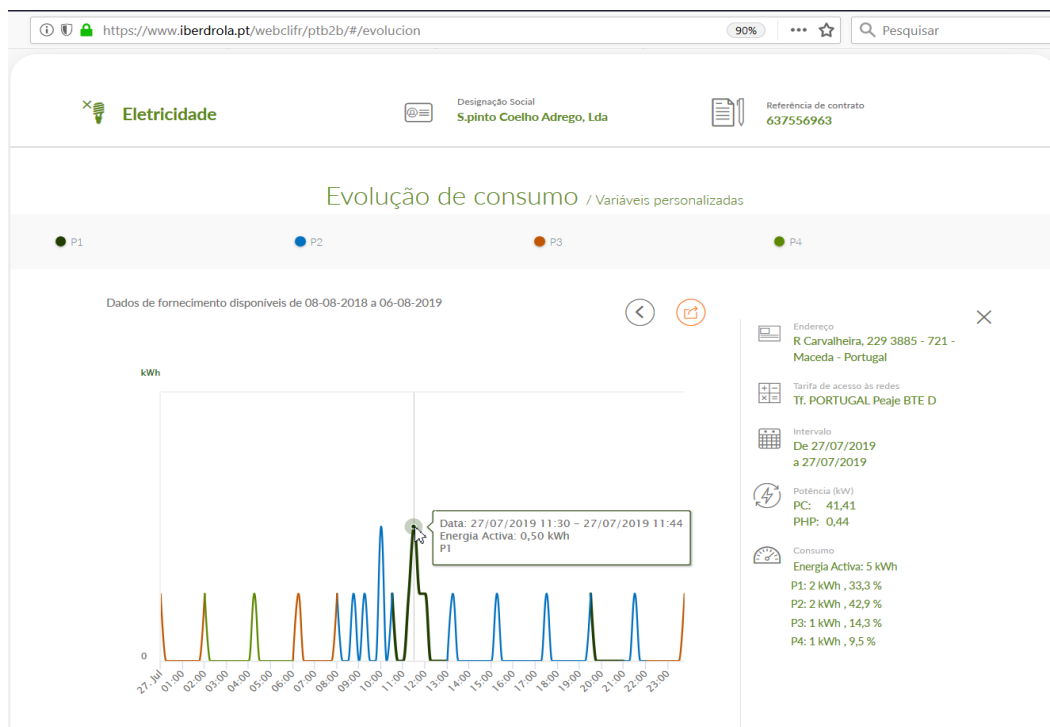


Figura 20 - Exemplo da evolução do consumo para o período de fim-de-semana [20]

No caso das faturas de energia elétrica, como já foi mencionado anteriormente foi realizado um estudo ao longo do último ano, de modo a verificar o valor mensal de cada fatura energética, bem como a energia ativa consumida ao longo do ano de acordo com cada período horário de tarifação. A Tabela 6 apresenta a soma da energia ativa para cada período, bem como a totalidade do valor anual das faturas energéticas ao longo do último ano.

Tabela 6 - Dados anuais de faturação de energia elétrica por período horário de tarifação

Ponta	2142 kW/h
Cheia	8038 kW/h
Vazio	166 kW/h
Super Vazio	100 kW/h
Energia Ativa	10 446 kW/h
Valor total anual da fatura elétrica	2 771,99 €

Também no anexo C, é possível verificar todos os consumos de energia ativa na unidade industrial para cada período horário de tarifação, e no anexo D encontra-se disponível todos os valores de faturação energética a cada mês na unidade industrial.

### **3.3. RESÍDUOS DA UNIDADE INDUSTRIAL**

A unidade industrial, ao preparar a sua matéria-prima bem como a fabricar o seu produto final, produz alguns resíduos de biomassa que não utiliza na sua totalidade para o fabrico desse mesmo produto final, designadamente serrim, aparas de madeira e alguns restos de madeira. Estes resíduos são vendidos por norma a um preço relativamente baixo quando têm excesso dos mesmos. Irá ser interessante elaborar um estudo da possibilidade e a viabilidade de instalar uma unidade cogeração renovável que consumisse estes resíduos através da sua queima, uma vez que poderia ser útil utilizar o calor proveniente dessa fonte de produção para acelerar o processo de secagem da aduela, e ao mesmo tempo produzir energia elétrica através dessa tecnologia com a queima desses mesmos resíduos.

Deste modo, a Figura 21 representa a quantidade de resíduos de biomassa que são produzidos anualmente pela unidade industrial.

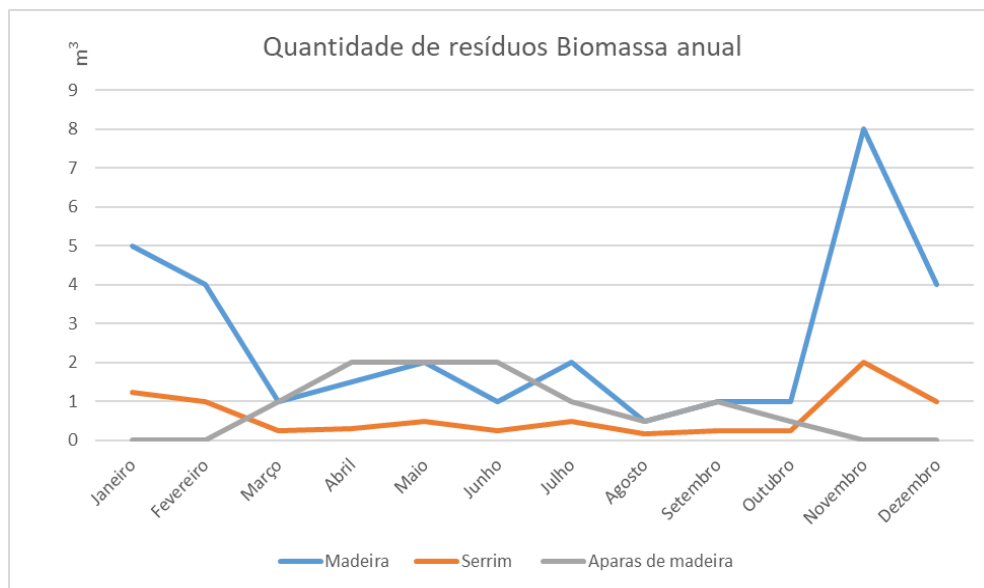


Figura 21 - Quantidade de resíduos biomassa produzidos anualmente na unidade industrial

Alguma parte destes resíduos são reaproveitados das seguintes formas na unidade industrial:

- Serrim: utilizado para acelerar o processo de secagem das aduelas, colocando o serrim dentro da estufa para efetuar a sua combustão de forma a libertar o seu calor térmico, como mostra a Figura 22;
- Madeira: utilizado para a produção dos barris de madeira, como está demonstrado na Figura 23;
- Aparas de madeira: utilizado também para acelerar o processo de secagem de aduelas dentro da estufa.



Figura 22 – Processo de secagem das aduelas de madeira dentro da estufa



Figura 23 - Fabrico do barril de madeira

Todo o excedente que sobrar de biomassa, é vendido por norma ao público geral, nomeadamente a pessoas que necessitam de lenha para procederem a queima no fogão de sala das suas casas para o seu aquecimento no Inverno, bem como a produtores de gado que colocam no chão as aparas de madeira para que os seus animais estejam quentes e secos durante os dias mais frios.

A Figura 24 apresenta a quantidade de biomassa que a unidade industrial por norma vende anualmente.

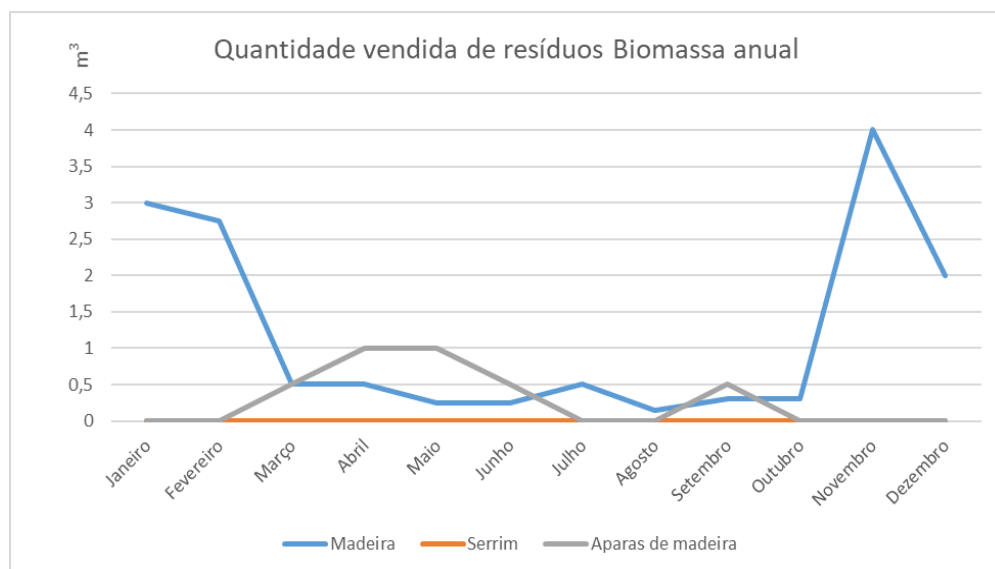


Figura 24 - Quantidade de resíduos biomassa vendido anualmente pela unidade industrial

# 4. LEGISLAÇÃO NACIONAL APLICADA NO ÂMBITO DO AUTOCONSUMO

## 4.1. LEGISLAÇÃO ATUAL

No dia 20 de outubro de 2014, foi publicada em Diário da República através do Decreto-Lei n.º 153/2014 o enquadramento legal que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade que vigora neste momento, destinada ao autoconsumo na instalação com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de energias renováveis ou não renováveis. O diploma também estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, apenas a partir de recursos renováveis (UPP).

Com este novo regime há um maior incentivo a produção para autoconsumo e, por sua vez, penaliza a venda de energia à RESP. O grande objetivo passa por adequar o atual modelo de produção distribuída ao perfil de consumo local. Este enquadramento poderá permitir obter novas vantagens ao nível das perdas de energia dada a proximidade entre a produção e o consumo final. Outra vantagem é a possibilidade de atingir potências superiores a 1 MW, o que não acontecia anteriormente [21].

Tabela 7 - Principais características no regime de Produção Distribuída atual [22]

	1 Autoconsumo	2 Pequena Produção
<b>Fonte</b>	• Renovável e Não Renovável	• Renovável
<b>Limite Potência</b>	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo	• Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo • Potencia de ligação até 250 KW
<b>Requisitos Produção</b>	• Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo • Venda do excedente instantâneo ao CUR	• Produção anual < 2x consumo da instalação • Venda da totalidade da energia ao CUR
<b>Remuneração</b>	• Valor da "pool" para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos • Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado	• Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção • Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
<b>Compensação</b>	• Entre 30% e 50% do respectivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN	• n.a.
<b>Contagem</b>	• Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	• Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
<b>Processo Licencia-mento</b>	• Processo gerido via plataforma electrónica • Mera comunicação prévia: Entre 200W – 1,5 kW • Registo+certificado de exploração: Entre 1,5 kW e 1MW • Licença de produção + exploração: >1MW	• Processo gerido via plataforma electrónica • Registo + certificado de exploração • Inspeções obrigatórias
<b>Outros aspectos</b>	• Não existe quota de atribuição	• Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano)

Os objetivos deste decreto de lei são:

- Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN, e evitando possíveis sobrecustos para o sistema;
- Garantir o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes na RESP (bem de interesse público, que requer uma utilização adequada);
- Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
- Reduzir a vertente de “negócio” associada ao regime de Microprodução, que motivava o sobredimensionamento das centrais e o conseqüente sobrecusto para o SEN;
- Simplificar o anterior modelo da Mini + Microprodução, assegurando que entidades com perfis de consumo menos constante possam igualmente enquadrar-se no regime de produção distribuída [22].

As vantagens proporcionadas por este modelo são inúmeras nomeadamente ao nível da produção distribuída sendo algumas delas as seguintes:

1. Promove a produção próxima do ponto de consumo, reduzindo desta forma as perdas na rede;
2. Promove a capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos;
3. Democratiza a produção de eletricidade, permitindo a entrada de novos *players* de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade de geração;
4. Reduz a concentração das unidades de produção (funcionamento em teia), beneficiando a segurança de abastecimento;
5. Reduz as necessidades elétricas em ponta (como é o caso do fotovoltaico);
6. A médio / longo prazo, limita necessidades de investimento na RNT (embora possa criar desafios ao nível da rede em Baixa Tensão);
7. Dinamiza indústria fotovoltaica, que apresenta uma considerável incorporação nacional (p.e. instaladores, manutenção, fabrico de componentes);
8. Promove a criação de emprego e contribui para formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, nomeadamente ao nível das economias locais [23].

## **4.2. AUTOCONSUMO**

### **4.2.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS**

A UPAC produz preferencialmente para satisfazer as suas necessidades de consumo. A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo, em que o seu excedente produzido é injetado na RESP, evitando assim o desperdício. A UPAC é instalada no local de consumo, e a sua potência de ligação tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo. A potência da UPAC não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação. Desta forma as condições de dimensionamento são [22]:

$$\text{Potência de Ligação UPAC} \leq \text{Potência Contratada} \quad (1)$$

$$\text{Potência Instalada UPAC} \leq \text{Potência de Ligação UPAC} \quad (2)$$

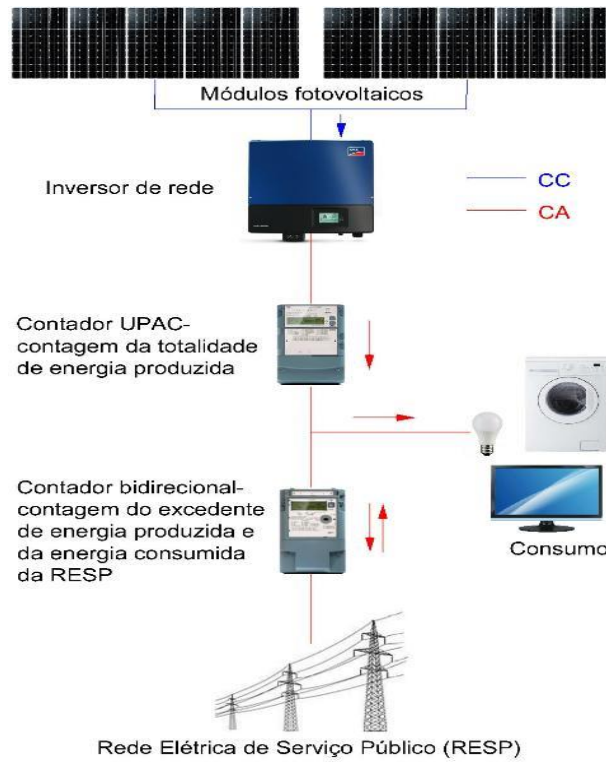


Figura 25 - Demonstração de modelo de funcionamento do sistema de autoconsumo para potências superiores a 1,5kW [24]

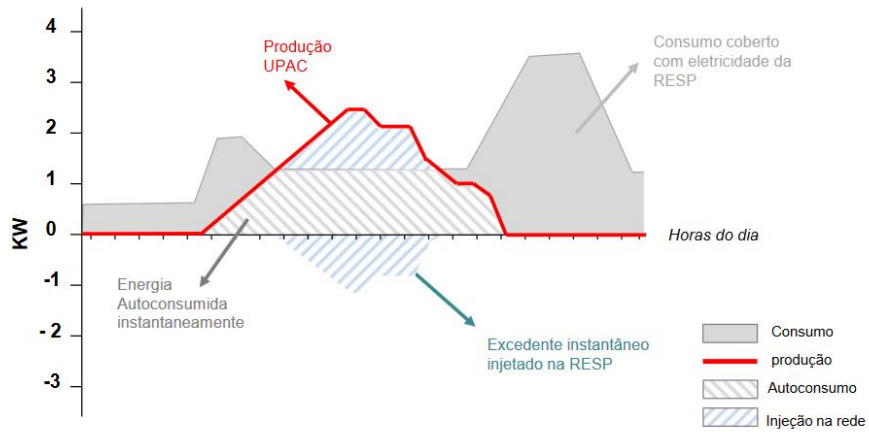


Figura 26 - Exemplo demonstrativo de um diagrama de produção e consumo para um consumidor doméstico, sem baterias de armazenamento [22]

#### 4.2.2. REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP

Quando ocorre um excedente de produção de energia elétrica esse excedente é injetado na RESP, ocorrendo uma remuneração da energia elétrica injeta na RESP. O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço do pool, deduzido de 10% (para compensar custos com injeção). Para UPAC Renovável, com potência inferior a 1MW, tem a opção de vender o excedente de energia ao CUR (contratos de 10 + 5 anos), sendo as restantes situações via contratos bilaterais.

A seguinte equação representa a remuneração do excedente injetado na RESP:

$$RUPAC,m = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3)$$

em que:

- $RUPAC,m$ : Rendimento da UPAC por mês (€);
- $E_{fornecida,m}$ : Energia fornecida pela UPAC por mês (kWh);
- $OMIE_m$ : Preço Mercado Diário - Média Mensal em Portugal (€/kWh) [22].

#### 4.2.3. COMPENSAÇÃO PAGA AO SISTEMA

As UPAC com potência superior a 1,5 kW e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema.

A compensação a pagar apenas se torna efetiva quando a representatividade das UPAC exceda 1% do total da potência instalada no SEN.

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

- 30% dos CIEG - enquanto a potência acumulada de UPAC instaladas não exceda 3% do total da potência instalada no SEN;
- 50% dos CIEG - quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceda 3% do total da potência instalada no SEN.

A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos. A Compensação mensal é fixa e incide sobre a potência

instalada da UPAC. A compensação é apurada pelo ORD e faturada pelo CUR, podendo ser emitida com uma periodicidade anual, caso os montantes em questão sejam de pequena dimensão (p.e.20€).

A equação (4), representa o cálculo da compensação mensal a pagar:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (4)$$

onde:

- $C_{UPAC, m}$ : compensação paga no mês  $m$  por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo (€/kW);
- $P_{UPAC}$ : valor da potência instalada da UPAC, de acordo com o certificado de exploração (€);
- $V_{CIEG,t}$ : valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano “ $t$ ”;
- $K_t$ : coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao “ $V_{CIEG,t}$ ” tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no Sistema Elétrico Nacional, no ano “ $t$ ”;
- $t$ : ano de emissão do certificado de exploração da respetiva da UPAC.

O valor de  $V_{CIEG,t}$  pode ser calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^{2} (CIEG^p_{i(t-n)}) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^{2} (CIEG^e_{i,h(t-n)}) \times \frac{1}{3} \times \frac{1500}{12} \quad (5)$$

onde:

- $CIEG^p_i$ : corresponde ao somatório do valor das parcelas “ $i$ ” do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro, medido em € por kW, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos

documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano “t-n” (€/kW);

- $CIEG^e_{i,h}$ : corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários “h” de cada uma das parcelas “i” dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de Outubro, medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano “t-n” (€/kWh);
- $\dot{i}$ : refere-se cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
- $h$ : corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro;
- $t$ : corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC [25].

#### **4.2.4. EQUIPAMENTOS DE CONTAGEM**

A contagem da eletricidade produzida é obrigatória para as UPAC com potências superiores a 1,5 kW cujo a instalação de consumo se encontre ligada à RESP. A contagem da energia fornecida pela UPAC à RESP e da energia adquirida ao comercializador pode ser realizada por contador Bidirecional. As UPAC cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (“em regime de ilha”), não necessitam de equipamento de contagem [22].

#### **4.2.5. PROCESSO DE LICENCIAMENTO**

O registo é efetuado via plataforma eletrónica (Site SRUP) gerido pela DGEG (ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas). UPAC com potências inferiores a 200 W não necessitam de registo. Já para UPAC com potências entre 200 W e 1,5 kW, ou cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (“em regime de ilha”), apenas necessitam de mera comunicação prévia de exploração (registo simplificado efetuado automaticamente sem intervenção da DGEG).

Caso a UPAC com potências superiores a 1 MW, necessita de licença de produção e licença de exploração nos termos da legislação em vigor. O registo da UPAC é efetuado pelo proprietário da instalação de consumo.

Na Figura 27, está demonstrado de uma forma simples como se processa o licenciamento de uma UPAC com potência superior a 1,5 kW [22].

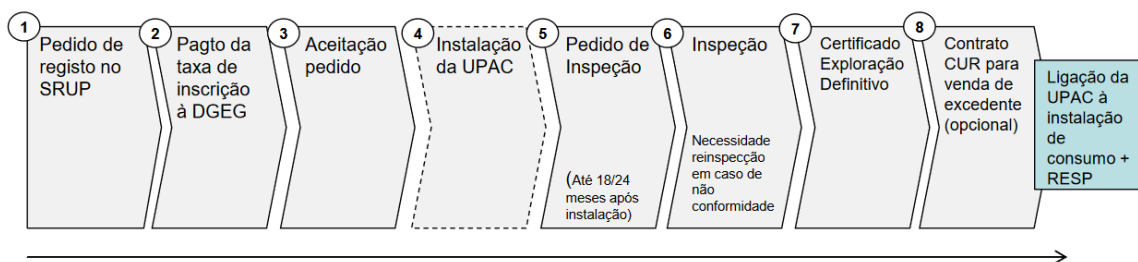


Figura 27 - Exemplo ilustrativo de licenciamento para UPAC com potência superior a 1,5kW [22]

#### 4.2.6. PROCEDIMENTO DE INSPEÇÃO E REINSPECÇÃO

Após o registo ser aceite, o titular deverá solicitar a realização da inspeção à unidade de produção num prazo máximo de 8 meses para instalações da categoria BB (instalações de utilização alimentadas em BTN ou BTE) e de 12 meses para as restantes instalações. Se do relatório de inspeção resultar a não existência de defeitos ou não conformidades, é emitido o certificado de exploração definitivo e autorizada a ligação da UP à instalação de utilização. Se ainda se mantiverem as deficiências ou desconformidades que podem colocar em risco a segurança de pessoas ou bens o certificado de exploração definitivo não é emitido. Desta forma, o produtor deverá proceder à sua correção e solicitar reinspeção [23].

#### 4.2.7. DIFERENTES TIPOS DE UPAC

##### 4.2.7.1. UPAC ENQUANTO SISTEMA ISOLADO

Os sistemas isolados permitem que se tenha energia elétrica em pontos onde por exemplo não exista RESP. A energia produzida por um sistema fotovoltaico isolado vai ser utilizada para alimentar a instalação na totalidade. As UPAC enquanto sistemas isolados, podem ser de dois tipos, com armazenamento e sem armazenamento [26].

#### 4.2.7.1.1. COM ARMAZENAMENTO

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

Um sistema isolado com armazenamento é constituído por um conjunto de painéis, uma ou mais baterias, um regulador de carga e/ou um inversor (o regulador de carga e o inversor podem estar no mesmo equipamento) [26].



Figura 28 - Sistema fotovoltaico isolado com armazenamento [27]

Nestes sistemas a utilização de inversores é imposto pelo tipo de cargas a alimentar, se por acaso as cargas forem alimentadas em DC, não existe necessidade de colocar inversor, apenas um regulador de carga, que vai gerir a carga das baterias. Já existem no mercado, soluções em que o regulador de carga e inversor estão no mesmo equipamento, este tipo de solução está, no entanto, limitada pela potência da instalação [26].

#### 4.2.7.1.2. SEM ARMAZENAMENTO

Estes sistemas são caracterizados pelo facto de só disponibilizarem energia durante as horas de sol, pelo que a energia produzida tem de ser logo consumida. Apesar deste facto estes sistemas podem ser bastante úteis por exemplo em sistemas de bombagem de água.

Estes sistemas são mais baratos, pois não utilizam baterias [26].

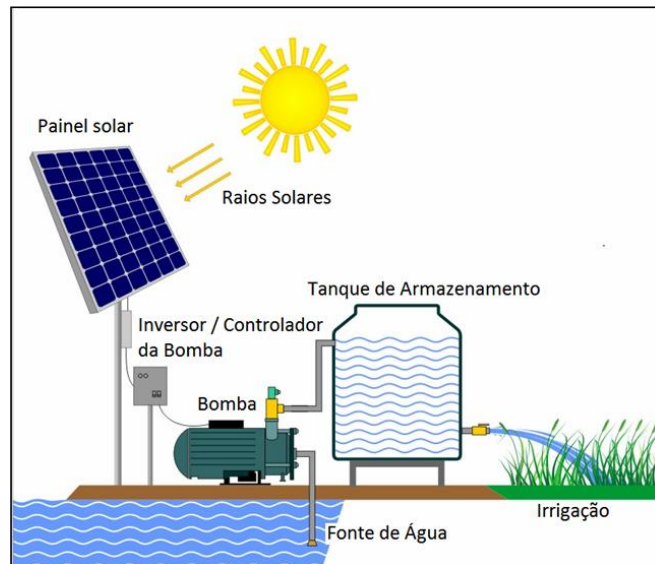


Figura 29 - Sistema fotovoltaico isolado sem armazenamento [28]

#### 4.2.7.1.3. SISTEMAS HÍBRIDOS

Os sistemas híbridos consistem na fusão de sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia. Estas podem assegurar a carga das baterias ou alimentar a própria instalação, na ausência de sol. As fontes de energia alternativas podem ser, um aerogerador ou um grupo gerador a combustível (diesel/gás), ou até com os dois. Estes sistemas têm de estar equipados com sistemas de controlo mais eficientes do que os isolados, já que tem a necessidade de colocar em funcionamento a “nova” fonte de energia em funcionamento quando não existe sol [26].

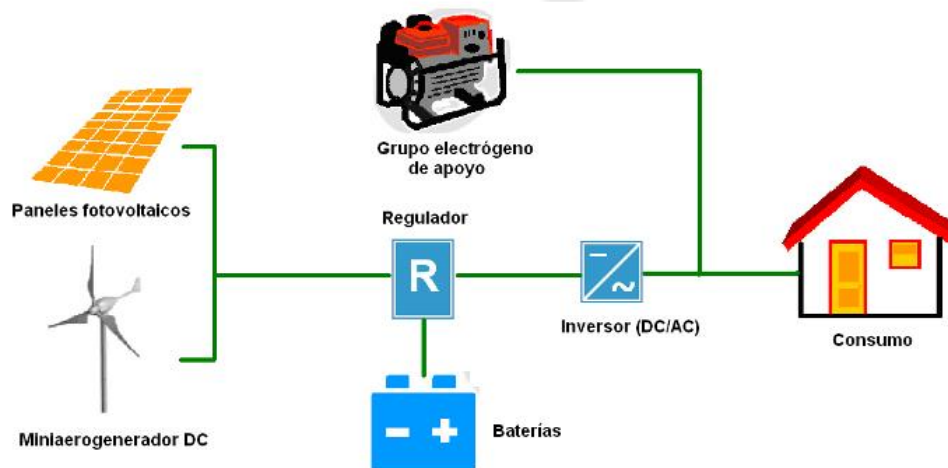


Figura 30 - Sistema Híbrido isolado com armazenamento [29]

#### 4.2.7.2. UPAC COM LIGAÇÃO À RESP

Uma UPAC com ligação à RESP permite que a instalação tenha um sistema fotovoltaico ao mesmo tempo esteja ligado à RESP. Estes tipos de sistemas podem dividir-se em sistemas com venda do excedente à rede ou sem venda do excedente. A Figura 25 demonstra um exemplo prático de uma ligação de UPAC com ligação à RESP [26].

#### 4.2.8. DIREITOS DO PRODUTOR:

Para executar a atividade de produção de eletricidade para autoconsumo o produtor possui direitos, entre os quais se destacam os seguintes tópicos:

- Estabelecer uma UPAC por cada instalação elétrica de utilização, recorrendo a uma qualquer mistura de fontes de energia, renováveis e não renováveis;
- Ligar a UPAC à instalação elétrica de utilização após a emissão do correspondente certificado de exploração definitivo, quando tal for aplicável;
- Consumir, na instalação elétrica de utilização onde se encontra instalada a UPAC, a eletricidade gerada nesta, e exportar eventuais excedentes para a RESP;

- Se aplicável, celebrar contrato de venda da eletricidade proveniente da UPAC não consumida na instalação elétrica de utilização de eletricidade;
- Solicitar a emissão de Garantias de Origem (GO) à Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO) relativas à eletricidade produzida na UPAC e autoconsumida, proveniente de fontes renováveis.

#### **4.2.9. DEVERES DO PRODUTOR:**

Para além de direitos, o produtor tem alguns deveres no exercício da atividade de produção de eletricidade, onde se destacam os seguintes tópicos:

- Suportar o custo das alterações da ligação da instalação elétrica de utilização à RESP, de acordo com os termos do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento Técnico e de Qualidade da Produção Elétrica para Autoconsumo;
- Quando aplicável, suportar o custo associado aos contadores que medem o total da eletricidade produzida pela UPAC, bem como o total da eletricidade injetada na RESP;
- Pagar a compensação devida pela UPAC;
- Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização;
- Prestar à DGEG, ou a entidade delegada, todas as informações e dados técnicos, que lhe sejam solicitadas;
- Celebrar um seguro de responsabilidade civil para a reparação de danos corporais ou materiais causados a terceiros em resultado do exercício das atividades de produção de eletricidade para autoconsumo;
- Assegurar que os equipamentos de produção instalados se encontram certificados [25].

#### 4.2.10. RESUMO GERAL

Na Tabela 8 é possível verificar um resumo ilustrativo aos principais requisitos exigidos às UPAC.

Tabela 8 - Análise sumária dos principais requisitos exigidos às UPAC [22]

	Dimensão das UPAC ligadas à RESP (Potência de ligação)				s/ ligação RESP
	<200w	200-1500 W	1,5k W – 1MW	> 1MW	“em ilha”
<b>Registo</b>	-	Mera comunicação prévia	Controlo Prévio / Cert. Exploração	Licença de Exploração	Mera comunicação prévia
<b>Taxas Registo</b>	-	isento	✓	✓ aplicável ao respectivo regime	isento
<b>Equipamento de Contagem</b>	-	-	Sim. Com Telecontagem	Sim. Com Telecontagem	-
<b>Remuneração excedente (“Pool”)</b>	- (apenas se existir registo)	- (apenas se existir registo)	✓	- (Terá de ser definida com contraparte)	-
<b>PPA</b>	- (CUR caso exista registo)	- (CUR caso exista registo)	CUR	Outro	-
<b>Compensação</b>	isento	isento	✓	✓	-
<b>Seguro. Resp. Civil</b>	-	-	✓	✓	-

### 4.3. PEQUENA PRODUÇÃO

#### 4.3.1. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS UPP

A unidade de pequena produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP. A Instalação de consumo associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador, sendo instalada no local do consumo. As condições de dimensionamento são as seguintes:

$$\text{Potência de Ligação UPP} \leq \text{Potência Contratada} \quad (6)$$

$$\text{Potência de Ligação UPP} \leq 250 \text{ kW} \quad (7)$$

$$\text{Energia Produzida UPP} \leq 2 \times \text{Energia Consumida Instalação} \quad (8)$$

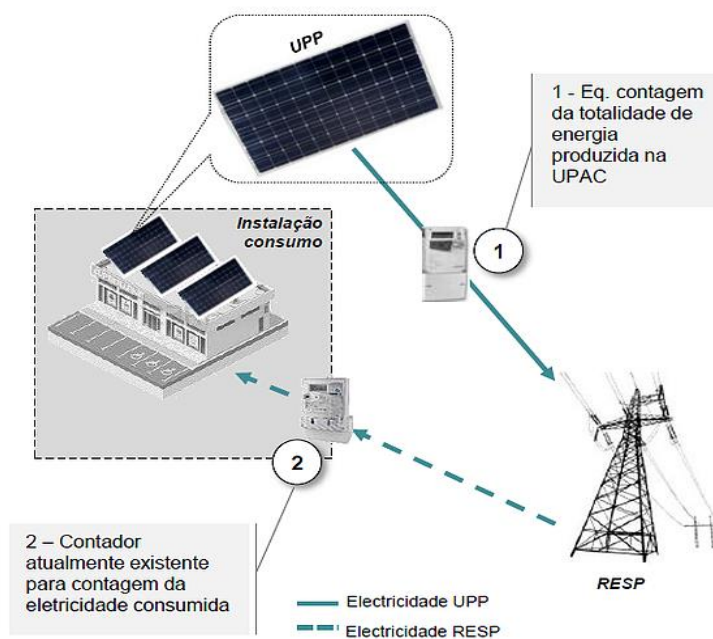


Figura 31 - Modelo de funcionamento da UPP [23]

#### 4.3.2. CATEGORIAS DE UPP E QUOTAS DE POTÊNCIA

A potência de ligação a atribuir no âmbito do regime de pequena produção, não pode exceder anualmente a quota de 20 MW. A potência a atribuir é segmentada em 3 diferentes categorias, consoante as medidas acessórias implementadas sendo elas:

##### 1º categoria:

- **UPP** - Produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP;

##### 2º categoria:

- **UPP + Tomada Veículo Elétrico** - Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado aquela, uma tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos;

##### 3º categoria:

- **UPP + Solar Térmico** - Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado aquela, coletores solares térmicos com um mínimo de 2m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa [23].

### **4.3.3. REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP**

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação (Leilão), no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência (específico para cada categoria definido pelo ponto anterior). A tarifa de referência para cada categoria é estabelecida anualmente mediante despacho do SEE. A energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos para as UPP não é remunerada. A tarifa de remuneração não é acumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade produzida em regime especial, sendo esta tarifa de remuneração atribuída em leilão vigora por um período de 15 anos [23].

Os Produtores não podem optar por aderir a outro regime durante o prazo de vigência da respetiva tarifa. Após termo do período de 15 anos o produtor entra no regime geral de produção em regime especial.

A tarifa de referência para 2017 era de 0,095 €/kWh. Para as categorias II e III, a tarifa de referência é de 0,105 €/kWh e 0,10 €/kWh respetivamente e acresce para 0,11 €/kWh na instalação conjunta das categorias II e III. A tarifa depende também da fonte de energia utilizada nas Unidades de Pequena Produção:

- Energia Solar: 100% da tarifa (0,095 €/kWh);
- Energia de Biomassa ou Biogás: 90% da tarifa (0,0855 €/kWh);
- Energia Eólica: 70% da tarifa (0,0665 €/kWh);
- Energia Hídrica: 60% da tarifa (0,057 €/kWh) [30].

### **4.3.4. LICENCIAMENTO UPP**

A cada UPP corresponde um registo, sendo necessário a gestão dos procedimentos via plataforma eletrónica (Site SRUP) gerido pela DGEG (ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas). Não são acumuláveis registos relativos a UPP associados a uma mesma instalação de energia elétrica. Podem ainda aceder ao registo de uma UPP uma entidade terceira autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização.

Não existem requisitos de auditoria energética para instalar uma UPP [23].

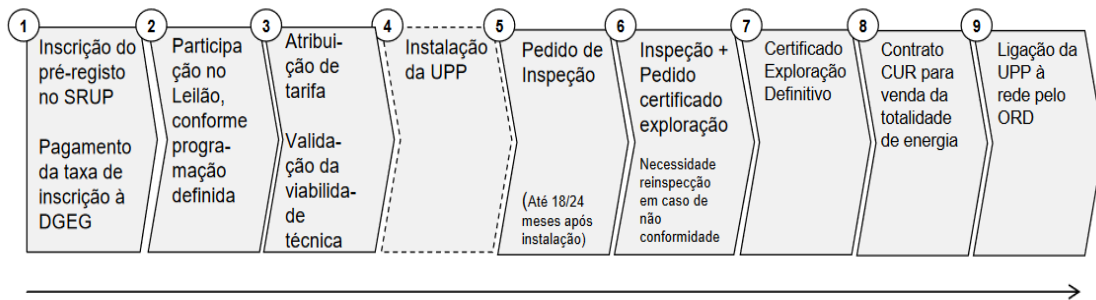


Figura 32 - Exemplo ilustrativo de licenciamento para UPP [23]

# 5. ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

O mundo evolui cada vez mais rápido a nível tecnológico, tendo sido introduzidas nos últimos anos uma séria de novas tecnologias para o aproveitamento de energias renováveis como é o caso da energia solar térmica e fotovoltaica.

Além do uso progressivo da energia solar residencial, existe cada vez mais a sua utilização na produção de energia elétrica a grande escala através de parques e centrais solares, em todo o mundo. A energia solar é a energia produzida pelo Sol e é convertida em energia útil por seres humanos, quer para a produção de eletricidade ou para o aquecimento de águas. Anualmente, o Sol produz 4 milhões de vezes mais energia do que consumimos, daí que o seu potencial é ilimitado. Uma outra forma de se exprimir esta imensa grandeza energética, basta dizer que a energia que a terra recebe por ano vinda do sol, representa mais que 15000 vezes o consumo mundial anual ao nível energético.

Cerca de 15% da energia emitida pelo sol que chega a terra é refletida de volta para o espaço. Outros 30% são perdidos na evaporação da água a qual sobe para a atmosfera produzindo chuva. A energia solar é também absorvida pelas plantas, pela terra e oceanos. A energia restante, para manter o equilíbrio energético do planeta, deve então ser emitida sob a forma de radiação térmica.

Vantagens da energia solar:

- A energia solar não polui durante seu uso. A poluição decorrente da fabricação dos equipamentos necessários para a construção dos painéis

solares e é totalmente controlável utilizando as formas de controlo existentes atualmente;

- As centrais necessitam de manutenção mínima;
- Os painéis solares são a cada dia mais potentes ao mesmo tempo que o seu custo vem diminuindo. Isso torna cada vez mais a energia solar uma solução economicamente viável. O tempo de vida útil dos painéis solares fotovoltaicos também têm vindo a crescer, bem como o seu rendimento;
- A energia solar é excelente em lugares remotos ou de difícil acesso, pois sua instalação em pequena escala não obriga a enormes investimentos em linhas de transmissão;
- Em países como Portugal, a utilização da energia solar é viável em praticamente todo o território, e, em locais longe dos centros de produção energética sua utilização ajuda a diminuir a procura energética nestes e consequentemente a perda de energia que ocorreria na transmissão.

Desvantagens da energia solar:

- Existe variação nas quantidades produzidas de acordo com a situação climatérica (chuvas, neve), além de que durante a noite não existe produção alguma, o que obriga a que existam meios de armazenamento da energia produzida durante o dia em locais onde os painéis solares não estejam ligados à rede de transmissão de energia;
- Locais em latitudes médias e altas (Ex: Finlândia, Islândia, Nova Zelândia e Sul da Argentina e Chile) sofrem quedas bruscas de produção durante os meses de Inverno devido à menor disponibilidade diária de energia solar. Locais com frequente cobertura das nuvens (Londres), tendem a ter variações diárias de produção de acordo com o grau de nebulosidade;
- As formas de armazenamento da energia solar são tão eficientes quando comparadas por exemplo aos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás), e a energia hidroelétrica (água) [31].

Observando o anexo B, verificamos que os nossos picos de consumo são sempre no período diurno, visto que a fábrica só labora de dia, pelo que esta parece ser a fonte mais viável de ser implementada na nossa unidade industrial.

## 5.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 5.1.1. PANORAMA NACIONAL

Como já foi referido, Portugal é um país com escassos recursos energéticos fósseis, e a escassez desses recursos conduz a uma elevada dependência energética do exterior, nomeadamente das importações de fontes primárias de origem fóssil. As energias renováveis foram vistas pelo governo português como essenciais no desenvolvimento económico, energético e social do País, sendo mesmo uma das principais bandeiras do governo do Eng.º José Sócrates, tendo este governo dado um passo importante para a situação atual de Portugal [26].

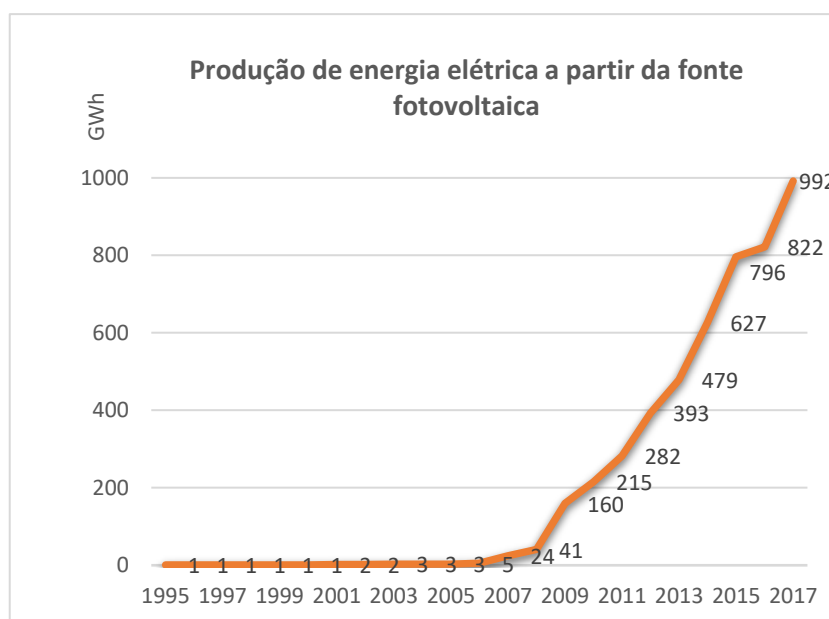


Figura 33 - Evolução da produção de energia elétrica a partir da fonte fotovoltaica em Portugal [32]

Em perspetiva ao futuro próximo, o Governo tem o objetivo de triplicar a produção de energia solar até 2020, mantendo a política coerente de continuar a apostar nas energias renováveis. Para aproveitar as muitas horas de sol que o país recebe, serão construídas em Portugal 31 novas centrais solares, com um total de mais de 1.000 MW de capacidade

produtiva até 2021. O valor total dos projetos foi estimado em cerca de 800 milhões de euros [33].

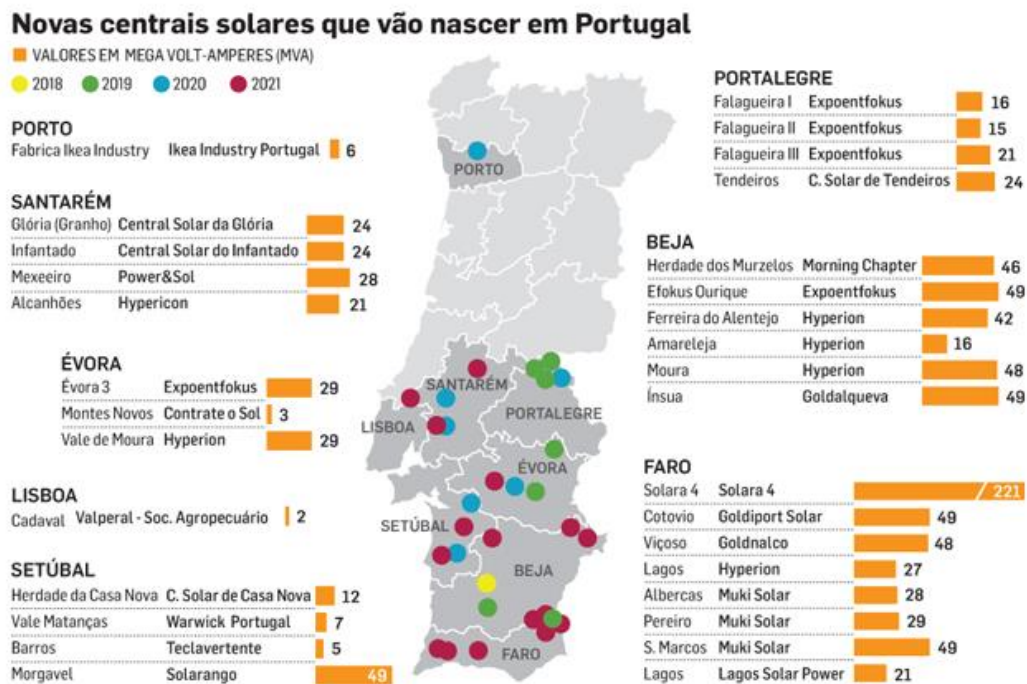


Figura 34 - Novas centrais solares que irão ser criadas em Portugal entre o ano de 2018 e 2021 [33]

### 5.1.2. RADIAÇÃO SOLAR

De uma forma incansável, o Sol emite astronómicas quantidades de energia todos os dias, mas devido à grande distância presente entre este e a Terra, aproximadamente 150 milhões de quilómetros, apenas uma pequena parte dessa energia alcança a superfície terrestre variando de lugar para lugar a sua distribuição e intensidade. A energia solar é responsável por todos os processos físicos, químicos, biológicos e meteorológicos que se fazem sentir na terra, como o ciclo da água, a desigual repartição da temperatura, diversidade de climas existentes, climas frios, climas quentes ou climas húmidos, tornando-se assim o Sol como fonte responsável para a existência de vida.

A radiação solar é fonte de vida porque, graças a ela, crescem as plantas que produzem oxigénio e nos dão alimento que nos fornecem energia para vivermos. Mas a radiação solar também pode ser aproveitada para produzir eletricidade e alimentar o mundo em que vivemos. Uma das formas de o fazer é através da conversão fotovoltaica em que um dispositivo, chamado célula solar, converte a energia solar em energia elétrica. Trata-se de

um processo fiável, limpo e sustentável, inesgotável, não é poluidor, e com um recurso abundante e bem distribuído pelo planeta.

Para avaliarmos o potencial da energia solar fotovoltaica numa determinada região ou cidade, ou para projetar sistemas fotovoltaicos, interessa caracterizar a radiação solar que chega a cada sítio e em cada instante. O cálculo da irradiância horária num local de um planeta sem atmosfera seria um problema “bem-comportado” dependendo só da latitude, do dia e da hora e de algum conhecimento de trigonometria esférica. Mas na Terra, temos atmosfera. É, portanto, preciso levar em consideração os diferentes processos que aí ocorrem, em particular a dispersão e a absorção da luz nos gases e partículas atmosféricas, afetando de forma diferente os diferentes comprimentos de onda da radiação solar incidente.

De facto, a radiação solar incidente num corpo recetor, devido à decomposição que sofre é dividida em três componentes:

- Radiação direta: todos os raios solares rececionados em linha reta com o sol;
- Radiação difusa: raios solares rececionados da ação de difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos encontrados na atmosfera;
- Radiação de albedo, ou, refletida no albedo: raios solares rececionados do solo da reflexão da radiação incidente na superfície terrestre. O albedo advém da razão entre a radiação refletida e incidente.

A soma total das três radiações designa-se pela radiação total que incide na superfície, como demonstra a equação (9) [34].

$$\text{Irradiância Global} = \sum_{\text{dias}} \sum_{\text{horas}} \text{Direta} + \text{Difusa} + \text{Refletida} \quad (9)$$

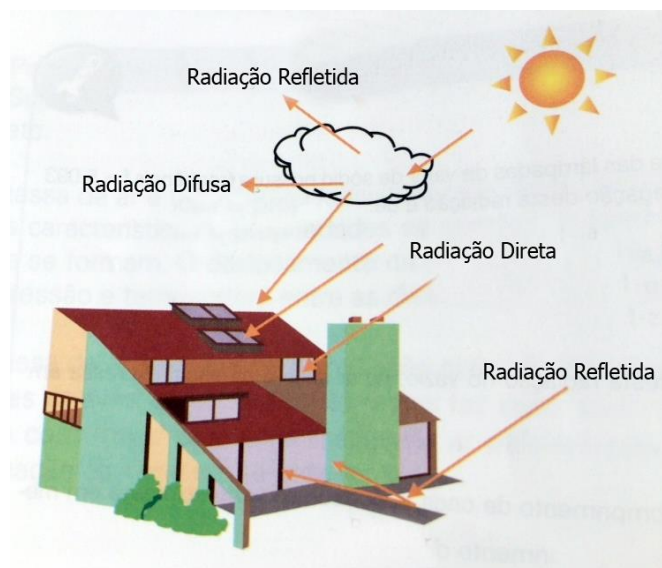


Figura 35 - Ilustração dos diferentes tipos de radiação solar [35]

### 5.1.3. RECURSOS DE ENERGIA SOLAR EM PORTUGAL

Portugal apresenta um índice global anual de radiação solar de 1650 kWh/m<sup>2</sup>, quando perto do equador o valor poderá ser de 2300 kWh/m<sup>2</sup> mas na Europa não se registam valores superiores a 1900 kWh/m. Portugal é um país com uma radiação solar admirável, um país que ao aproveitar todo o seu potencial solar poderá significativamente reduzir o consumo energético nacional, designadamente os combustíveis fósseis. A energia solar tem diversas aplicações, não polui, não produz ruído e tem todas as possibilidades de ser utilizada em sistemas de grande fiabilidade e durabilidade.

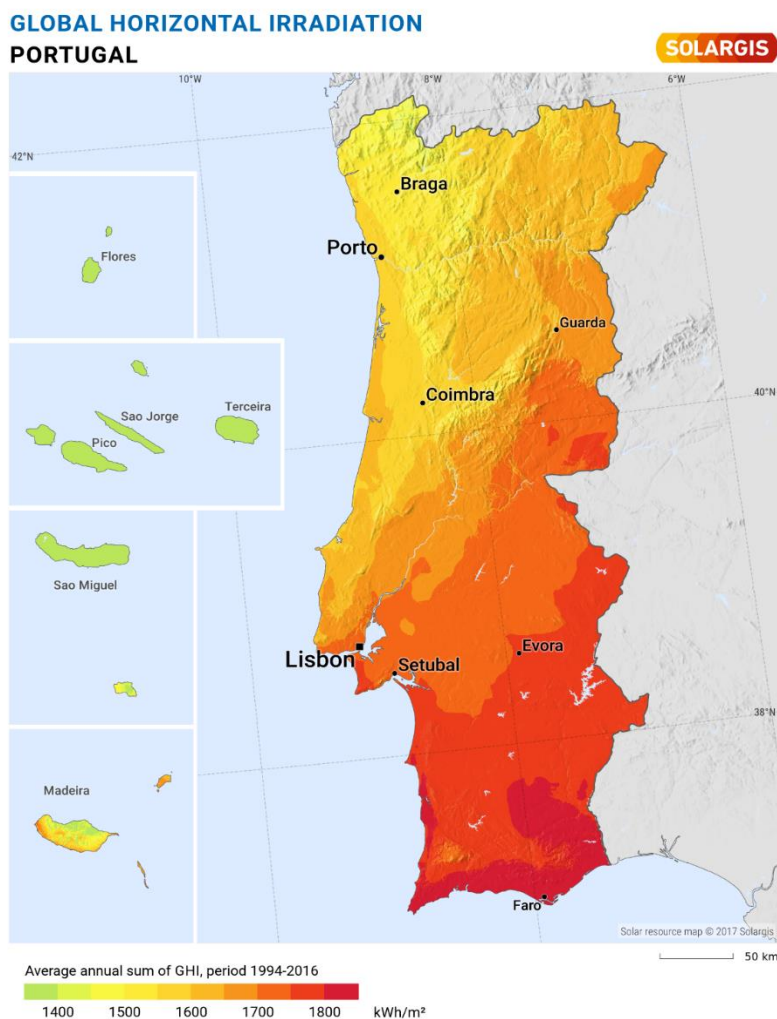


Figura 36 - Radiação horizontal global em Portugal [38]

A radiação solar que afeta um corpo pode ser absorvida, refletida ou transmitida, conforme a Lei da Conservação de Energia, dependendo das propriedades do corpo e da frequência da radiação. A conversão térmica da energia solar baseia-se na absorção de radiação por uma superfície e na entrega desta energia para o elemento que a irá adquirir. A radiação num painel solar é amplificada quando os painéis são orientados a sul, numa instalação efetuada no hemisfério norte, e a norte no hemisfério sul, e quando estes são colocados na horizontal em vez de na vertical. Mas existe um ângulo médio que terá uma maior eficiência se o painel estiver entre estas duas posições, o chamado ângulo ótimo [36].

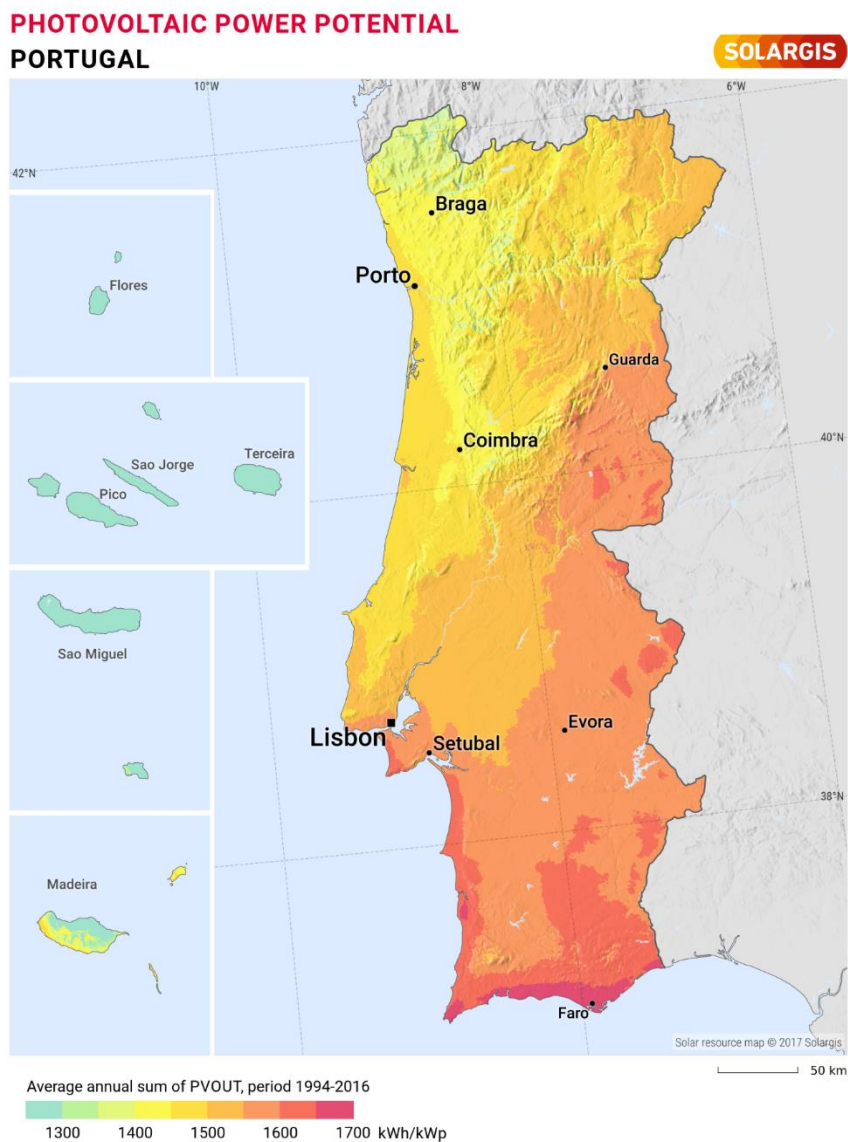


Figura 37 - Potencial elétrico fotovoltaico em Portugal [37]

#### 5.1.4. ÂNGULO ÓTIMO

O ângulo de inclinação é definido pelo plano da superfície captadora e o plano horizontal onde este se encontra, o plano do painel e o plano do solo, e como referido, existem distintos ângulos ótimos de inclinação do painel consoante a latitude do local de instalação.

Como é sabido do ponto de vista terrestre, o Sol descreve um movimento, movimento esse que varia ao longo do dia e também ao longo das estações do ano. O movimento relativo do Sol no céu representa-se mediante a sua altura em função do horizonte e o seu azimute em função da direção sul, ou seja, depende de um ângulo solar que é compreendido entre o

raio solar e a projeção do mesmo sobre o plano horizontal e de um ângulo azimute formado pela projeção horizontal da linha perpendicular à superfície captadora e a linha que passa por esta e o sul geográfico. Daqui retira-se que o ângulo de incidência, ângulo formado pela radiação direta sobre a superfície recetora, irá sofrer uma variação angular ao longo do dia e dos meses.



Figura 38 - Ângulo de incidência e ângulo de inclinação sobre o painel solar [38]

A inclinação dos painéis deve otimizar a captação de radiação solar direta para que seja máxima a quantidade de energia solar recebida, assim sendo, seria de se esperar que o ângulo de incidência fosse  $0^\circ$  para a situação ótima, incidência perpendicular ao painel.

Isto implicaria uma variação constante do ângulo de inclinação o que não é possível para a grande maioria das instalações, o que obriga a implementação de um ângulo com maior rendimento diário de captação de energia tendo em conta a variação da altura solar ao longo do ano. Intitula-se ângulo ótimo como a inclinação fixa que retira maior proveito da energia solar e que se rege pela seguinte expressão:

$$\alpha \text{ Ótimo} = 3,7 + 0,69 \times \varphi \quad (10)$$

em que:

- $\alpha$  é o ângulo ótimo;
- $\varphi$  é a latitude do local da instalação [38].

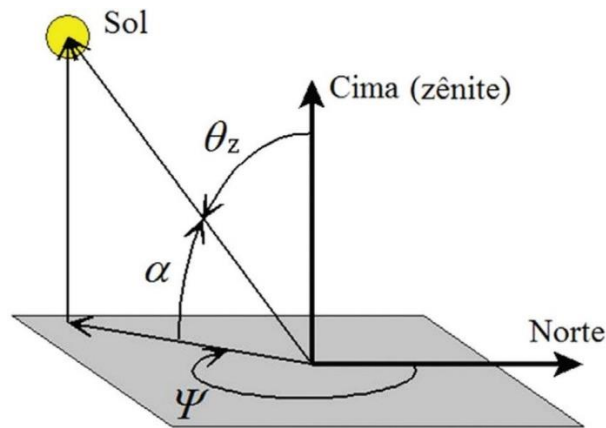


Figura 39 - Ângulos solares  $\Psi$  (ângulo azimute),  $\alpha$  (altitude solar) e  $\theta_Z$  (ângulo de zênite) [39]

### 5.1.5. ANÁLISE DE SOMBREAMENTOS

Uma das condicionantes fundamentais a verificar na visita técnica é a existência de sombreamentos no local da instalação. A presença de sombreamento sobre um módulo fotovoltaico reduz a potência gerada não só por esse módulo, mas também pelos restantes a que está eletricamente ligado. Dessa forma uma análise de sombreamento é fundamental para garantir um bom rendimento da central. Deve-se por isso prestar atenção à envolvente do local onde ficará instalada a central. Prédios vizinhos (incluindo altos edifícios afastados), árvores e montes são alguns dos elementos a ter em conta [38].

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

- Sombras temporárias, causadas por efeitos tais como folhas que caem, neve, excrementos de aves, poeiras e partículas de contaminação;
- Sombras causadas pela localização da instalação, são as sombras produzidas pelos edifícios circundantes e outros elementos que o rodeiam como por exemplo a sombra de outro painel solar;
- Sombras causadas pelo edifício, como por exemplo, as chaminés, antenas, telecomunicações [26].

### 5.1.6. DISTÂNCIA ENTRE OS PAINÉIS SOLARES

Num sistema fotovoltaico a distância entre as várias filas de painéis, também designado por *strings*, será importante calcular de modo a que um painel solar não faça de sombreamento a outro painel solar. No caso de existirem sombreamentos, para além de vir diminuída a produção, a vida útil do painel pode ser posta em causa. Por exemplo, se um painel solar de uma string possui algumas das células sombreadas, esta funciona como uma resistência, opondo-se à passagem da corrente, o que provocará dois efeitos nefastos, um deles é exatamente o facto da energia, que poderia estar a ser produzida, não ser aproveitada e outro é que a parte sombreada, ao não deixar passar a corrente, irá aquecer podendo causar danos irreversíveis no módulo. Este tipo de problema pode ser evitado com a utilização de díodos by-pass. Estes díodos irão desviar a corrente das células afetadas evitando assim que estas aqueçam. No caso concreto deste projeto, serão garantidas as condições para que não existam sombreamentos. Na Figura 40 está ilustrada a disposição dos painéis e a distância mínima entre *strings*, por forma a evitar o sombreamento [40].

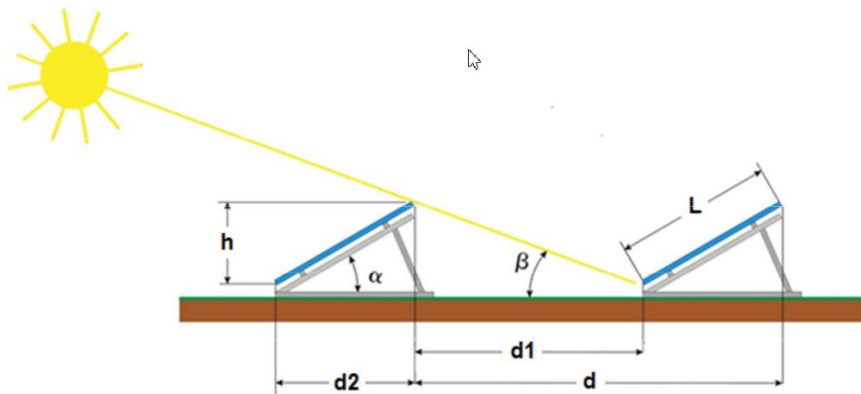


Figura 40 - Distanciamento entre fileiras num campo fotovoltaico com estrutura inclinada [40]

Para se calcular o distanciamento entre módulos é aplicada a equação (11):

$$d = L \times \left( \cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \quad (11)$$

onde:

- d: é o afastamento entre as filas dos módulos fotovoltaicos;
- L: é o comprimento do módulo fotovoltaico;
- A: é a inclinação dos módulos fotovoltaicos com o plano horizontal;

- B: é o menor dos ângulos máximos de altitude solar atingidos em cada dia durante o ano. Em Portugal este valor é cerca de 28° e ocorre por volta do meio-dia a 22 de Dezembro [41].

### **5.1.7. SELEÇÃO DE ESTRUTURAS**

O principal objetivo de uma central fotovoltaica é obter um bom retorno financeiro. Dado que uma central fotovoltaica pode operar durante períodos superiores a 20 anos exposta às condições climáticas, é importante que a estrutura ofereça uma boa resistência às forças exercidas por ação do vento. Os metais aplicados deverão ainda possuir uma elevada resistência à corrosão como é o caso do Alumínio, do Aço Inox e do Aço Galvanizado e a proximidade da instalação à faixa costeira deverá ser tida em consideração aquando da escolha do material, devido ao elevado poder corrosivo do mar que se alastra durante vários quilómetros. Os módulos fotovoltaicos possuem, por norma, uma moldura em alumínio, por essa razão, independentemente do metal escolhido para a estrutura, os módulos deverão ser sempre fixos a perfis de alumínio de forma a não ficarem sujeitos a forças provocadas por diferentes coeficientes de dilatação térmica nos materiais. Os fabricantes de estruturas e os seus distribuidores possuem o conhecimento e as ferramentas necessárias para dimensionar corretamente a sua estrutura pelo que deverão ser consultados de forma a assegurar a correta aplicação das suas soluções. A escolha da estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos irá depender do local onde ficará instalada a central. Atualmente há uma vasta variedade de soluções que facilmente se adaptam às necessidades. No que diz respeito ao tipo de estruturas, estas podem ser subdivididas em dois grandes grupos: estruturas fixas e estruturas móveis.

As estruturas fixas, como o nome indica, não têm qualquer tipo de mobilidade, pelo que a inclinação e o ângulo dos módulos serão sempre iguais ao longo do ano. Estruturas mais inclinadas favorecem a produção no Inverno e estruturas menos inclinadas favorecem a produção no Verão. Por outro lado, estruturas orientadas a Este favorecem a produção durante a manhã e estruturas orientadas a Oeste favorecem a produção durante a tarde. Conforme mencionado anteriormente, para otimizar a produção anual, os módulos deverão ser orientados a Sul com uma inclinação de 30°.

As estruturas fixas podem ainda agrupar-se da seguinte forma:

- **Telhado inclinado** - Este tipo de instalação é o mais enquadrável na envolvente, porque acompanha a inclinação e orientação do telhado. Na Figura 41 é apresentado um exemplo desta estrutura.



Figura 41 - Estrutura telhado inclinado [42]

- **Cobertura Plana** - A vantagem da instalação neste tipo de coberturas é a escolha da orientação e inclinação. Na Figura 42 é apresentado um exemplo desta estrutura.



Figura 42 - Estrutura cobertura plana [43]

- Integrada em Edifícios - A integração em edifícios tem a vantagem de utilizar módulos fotovoltaicos como elemento estruturante. É esteticamente mais atrativo e moderno, no entanto a produção é prejudicada. Na Figura 43 é apresentado um exemplo desta estrutura.



Figura 43 - Estrutura integrada em Edifícios [44]

As estruturas móveis, denominadas como seguidores solares ou trazes são equipamentos que seguem a trajetória do Sol, permitindo ao sistema obter produções mais elevadas. Os seguidores solares podem ser de um ou de dois eixos de rotação e podem ser controlados por relógio astronómico ou por sensores de radiação. Os mecanismos com dois eixos mantêm sempre orientações e inclinações ótimas em relação ao Sol, o que faz com que proporcionem maiores produções de energia, no entanto são mais caros e mais difíceis de instalar.

Nos mecanismos com um eixo, o mais comum é o seguidor azimutal que segue o movimento do Sol ao longo do dia. No entanto os seguidores solares implicam uma maior despesa. Além do seu custo elevado será necessário também construir uma fundação de suporte e a sua manutenção é mais exigente. Em caso de avaria o seguidor poderá ficar imobilizado numa posição desfavorável o que implica grandes perdas de produção [38].



Figura 44 - Seguidores Solares [45]

### 5.1.8. TECNOLOGIAS

O conjunto dos módulos fotovoltaicos é o equipamento mais caro de um sistema fotovoltaico, no entanto, quando se pretende reduzir custos, deverá ter-se algum cuidado no que diz respeito à qualidade dos módulos. Melhor qualidade do produto e melhor controlo de qualidade na produção aumentam a fiabilidade dos módulos em todo o seu tempo de vida.

As tecnologias fotovoltaicas estão divididas em três categorias:

- 1ª Geração: são células que têm como elemento base o silício, englobam as soluções monocristalinas, policristalinas e amorfas;
- 2ª Geração: correspondem às soluções de película fina, na qual a solução amorfa pode ser incluída;
- 3ª Geração: envolvem novos conceitos de células solares, a maioria ainda em fase de desenvolvimento embora algumas já sejam utilizadas.

Não obstante, a 1ª geração é a dominante no mercado e, por isso, é a que será desenvolvida no presente trabalho.

Nesta geração, o silício monocristalino é o mais antigo e é utilizado nas diferentes aplicações de média e elevada potência. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito

fotovoltaico. A nível de laboratório tem uma eficiência de 24%, o que na componente prática corresponde a cerca de 15%. As técnicas utilizadas na sua produção são caras devido à exigência de utilizar materiais em estado puro e à perfeita estrutura cristalina.

O silício policristalino é uma alternativa à tecnologia anterior dado o seu custo de produção. Todavia, a eficiência em laboratório e na prática não excedem os 18% e 12%, respetivamente. A redução de rendimento é causada pela imperfeição cristalina, devido a descontinuidades da estrutura molecular. A eficiência é compensada com um maior aproveitamento da área do painel.

O silício amorfo não tem estrutura cristalina o que impediria de ser utilizado em células fotovoltaicas. No entanto, se for adicionada uma pequena quantidade de hidrogénio, os átomos de hidrogénio combinam-se quimicamente de forma a minimizar os efeitos negativos dos defeitos estruturais. Com este processo, a radiação solar é absorvida de uma maneira muito mais eficiente do que o silício cristalino. As células de silício amorfo são as que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida o seu rendimento é o mais reduzido, de aproximadamente 6% a 8% [41].



Figura 45 - Aspeto dos módulos de silício monocristalino, policristalino e amorfo (da esquerda para a direita) [41]

### **5.1.9. CÉLULA FOTOVOLTAICA**

A célula fotovoltaica é constituída por um material semicondutor, o silício, ao qual são adicionadas substâncias ditas dopantes de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico.

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia elétrica. Para haver corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, isto é, uma

diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo conhecido como dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo p e a camada tipo n, que possuem respectivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro. O boro é o dopante normalmente usado para criar a região tipo p. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três elétrons na banda de valência, existe uma ligação apenas com um elétron, enquanto que as restantes três ligações possuem dois elétrons. A ausência deste elétron é considerada uma lacuna, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, pois de cada vez que um elétron vizinho a preenche, outra lacuna é criada.

O fósforo é o material usado para criar a região n, sendo que um átomo de fósforo tem cinco elétrons na sua banda de valência, pelo que consegue criar quatro ligações covalentes com os átomos de silício deixando um elétron livre, que viaja através do material.

Ao juntar as camadas não é p dos semicondutores impuros forma-se uma região de transição denominada junção p-n, onde é criado um campo elétrico que separa os portadores da carga que a atingem. Quando uma célula solar é exposta à radiação solar os fótons são absorvidos pelos elétrons. Assim, quando o fóton contém energia suficiente, a ligação entre os elétrons é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo elétrico para a camada n, sendo que as lacunas criadas seguem para a camada p.

Quando se ligam os terminais da célula a um circuito exterior que se fecha através de uma carga irá circular corrente elétrica. Se a célula não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão em circuito aberto da célula solar. Na Figura 46 está ilustrada a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica, bem como o princípio de funcionamento anteriormente descrito [21].

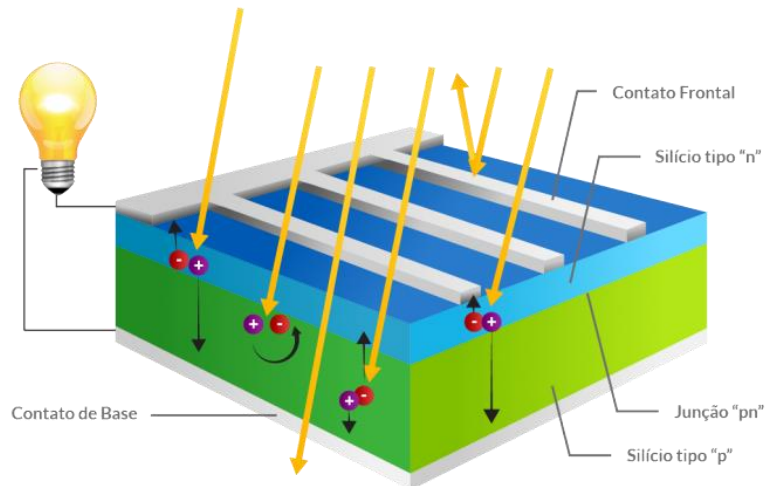


Figura 46 - Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [46]

### 5.1.10. MODELO MATEMÁTICO DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para se poder analisar em pormenor o comportamento de um sistema elétrico de energia é necessário que sejam desenvolvidos modelos matemáticos para os componentes constituintes do sistema. Uma célula fotovoltaica pode ser descrita através do circuito elétrico representado na Figura 47.

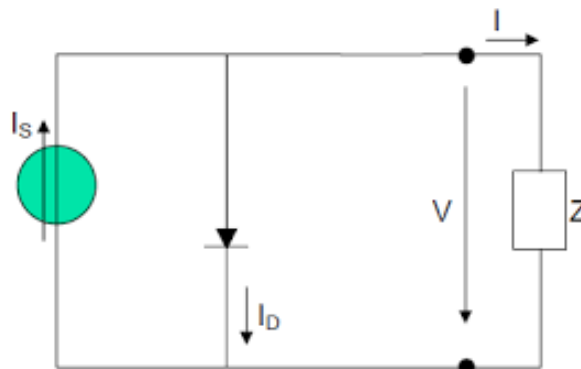


Figura 47 - Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica [47]

A fonte de corrente  $I_S$  representa a corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, constituída por fotões, ao atingir a superfície ativa da célula (efeito fotovoltaico). A junção p-n funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente interna unidirecional  $I_D$ , que depende da tensão  $V$  aos terminais da célula. A corrente  $I_D$  que se fecha através do díodo é calculada através da equação (12).

$$I_D = I_0 \times \left( e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \right) \quad (12)$$

em que:

- $I_0$  é a corrente inversa máxima de saturação do díodo;
- $V$  é a tensão aos terminais da célula;
- $m$  é o fator de idealidade do díodo (díodo ideal:  $m = 1$ ; díodo real:  $m > 1$ );
- $V_T$  é designado por potencial térmico,  $V_T = KT/q$ , em que:
  - $K$  constante de Boltzmann ( $K = 1,38 \cdot 10^{-23} \text{J/}^\circ\text{K}$ );
  - $T$  é a temperatura absoluta da célula em  $^\circ\text{K}$  ( $0^\circ\text{C} = 273,16 \text{ }^\circ\text{K}$ );
  - $q$  é a carga elétrica do eletrão ( $q = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{C}$ ).

A corrente  $I$  que se fecha pela carga é obtida através da equação (13) [47].

$$I = I_S - I_D \quad (13)$$

#### 5.1.11. CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO EM CIRCUITO ABERTO

Dois pontos de operação da célula merecem atenção particular: curto-circuito e circuito aberto.

No caso de curto-circuito tem-se:

- $V = 0$
  - $I_D = 0$
  - $I = I_S = I_{cc}$
- (14)

A corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ ) é o valor máximo da corrente de carga, igual à corrente gerada por efeito fotovoltaico. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura.

No caso de circuito aberto tem-se:

$$I = 0$$
$$V_{ca} = m \times V_T \times \ln\left(1 + \frac{I_s}{I_0}\right) \quad (15)$$

A tensão em vazio ( $V_{ca}$ ) é o valor máximo da tensão aos terminais da célula, que ocorre quando esta está em vazio. O seu valor é uma característica da célula, sendo um dado fornecido pelo fabricante para determinadas condições de radiação incidente e temperatura. As *Standard Test Conditions* (STC), normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, designadas por condições de referência são:

- Radiação incidente:  $H^r = 1000 \text{ W/m}^2$ ;
- Temperatura:  $\theta^r = 25 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow T^r = 298,15 \text{ K}$ .

As grandezas referenciadas pelo índice superior r são consideradas medidas nas condições de referência STC. A Figura 48 representa a curva característica típica I-V de uma célula fotovoltaica para as condições de referência [21].

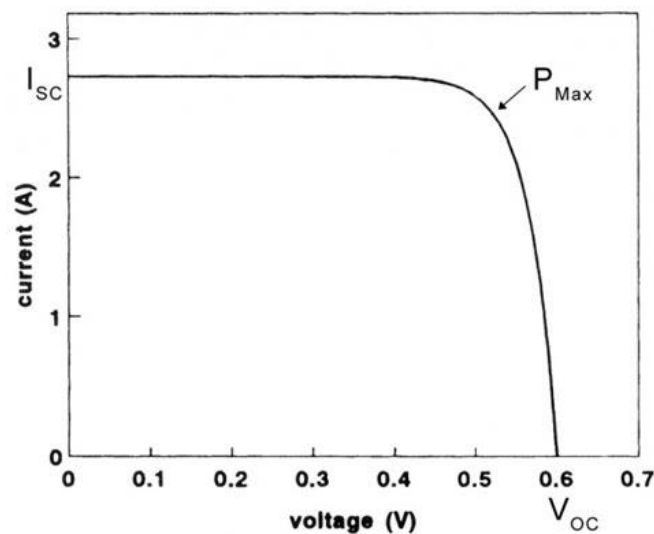


Figura 48 - Curva típica I-V para uma célula fotovoltaica de silício [48]

### 5.1.12. POTÊNCIA ELÉTRICA

A potência elétrica (P) de saída de uma célula fotovoltaica é o produto entre a tensão e a corrente de saída dada pela equação (16):

$$P = VI = V[I_{cc} - I_0 \times (e^{\frac{V}{mV_T}} - 1)] \quad (16)$$

A potência máxima obtém-se derivando a equação ((16) em ordem à tensão para  $dP/dV = 0$ , e resolvendo-a por métodos iterativos, o que é equivalente a:

$$I_{cc} + I_0 \times \left(1 - e^{\frac{V}{mV_T}} - \frac{V}{mV_T} e^{\frac{V}{mV_T}}\right) = 0 \quad (17)$$

$$e^{\frac{V}{mV_T}} = \frac{\frac{I_{cc}}{I_0} + 1}{1 + \frac{V}{mV_T}}$$

A solução da equação (17) é  $V=V_{max}$  e a correspondente corrente é  $I_{max}$ . O ponto de potência máxima é  $P_{max}=V_{max} \times I_{max}$ . Nas condições de referência será  $V=V^{rmax}$ ,  $I=I^{rmax}$  e  $P=P^{rmax}$ .

Os valores de  $V^{rca}$ ,  $I^{rcc}$  e  $P^{rmax}$  são característicos da célula fotovoltaica, sendo valores fornecidos pelo fabricante para as condições de referência. A maioria dos fabricantes indica também os valores de  $V^{rmax}$  e  $I^{rmax}$  [21].

### 5.1.13. FATOR DE FORMA E RENDIMENTO

A potência máxima de saída obtida nas condições STC, designa-se por potência de pico. O rendimento ( $\eta$ ) define-se como a relação entre o ponto de potência máxima de uma célula e a potência da radiação solar incidente sobre a célula, como mostra a equação (18):

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \times G} \quad (18)$$

em que:

- A é a área da célula ( $m^2$ );
- G é a radiação solar incidente por unidade de superfície( $W/m^2$ ).

Naturalmente que para as condições de referência de funcionamento, o rendimento será:

$$\eta = \frac{P^r max}{A \times G^r} \quad (19)$$

O quociente entre a potência de pico e o produto  $V_{ca}$  e  $I_{cc}$  chama-se fator de forma (FF). O FF expressa a aproximação da curva I-V, da Figura 48, a um retângulo. Quanto maior for a qualidade das células, mais próxima da forma retangular será a curva I-V.

O fator de forma é calculado através da seguinte equação (20) [21].

$$FF = \frac{Pmax}{Vca} \quad (20)$$

#### 5.1.14. CURVAS CARACTERÍSTICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A curva característica de uma célula fotovoltaica é importante para se definirem as melhores condições de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. A Figura 49 apresenta as curvas características de corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V) de uma célula fotovoltaica.

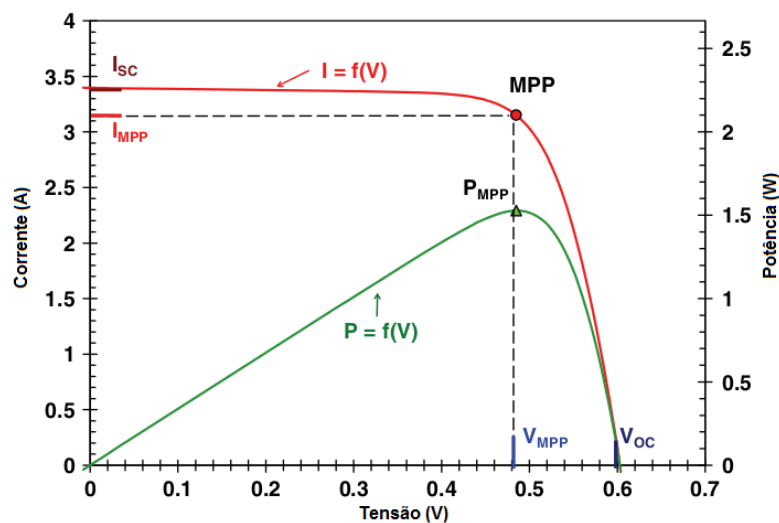


Figura 49 - Curva característica de uma célula fotovoltaica [49]

A partir da análise da Figura 49, verifica-se que a corrente se mantém praticamente constante desde o curto-circuito ( $V=0$ ) até determinado valor da resistência da carga, diminuindo então a corrente. Em circuito aberto, representado na Figura 49 por  $V_{oc}$ , a corrente é zero e a tensão é máxima ( $V_0=0,6$ ). O ponto da curva I-V onde o produto destas duas grandezas é máximo, designa-se por *Maximum Power Point* (MPP) e corresponde à

máxima potência produzida pela célula fotovoltaica. Os valores de tensão e corrente que causam este valor de potência máxima são respectivamente VMPP e IMPP.

Os parâmetros característicos de uma célula fotovoltaica são:

- **Corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$  para  $V=0$ ):** é o valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura correspondentes a um valor de tensão nula, e conseqüentemente potência nula;
- **Tensão de circuito aberto ( $V_{ac}$  com  $I=0$ ):** é o máximo valor de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e de temperatura, correspondentes a um valor de corrente nula, e conseqüentemente potência nula. É aproximadamente 5 a 15% maior que a corrente máxima (IMPP);
- **Potência de pico (PMPP):** é o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da tensão pela corrente ( $VMPP \times IMPP$ ) é máximo. Neste ponto é obtida a melhor eficiência possível do sistema fotovoltaico;
- **Corrente máxima (IMPP):** é o valor da corrente que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo;
- **Tensão máxima (VMPP):** é o valor da tensão que é entregue à carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura.

Como se pode observar na Figura 50 a corrente de curto-circuito aumenta de forma linear com o aumento da radiação, no entanto o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da radiação.

Consequentemente a potência de saída aumenta com o aumento da radiação incidente.

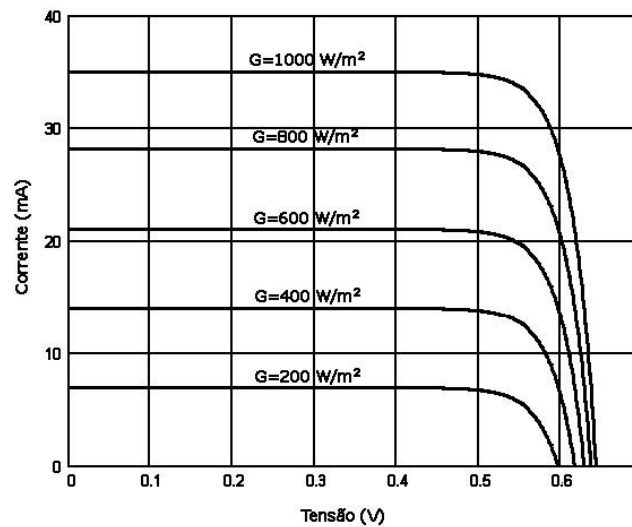


Figura 50 - Efeito da radiação na célula fotovoltaica [21]

A temperatura é um parâmetro importante a analisar uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é considerável e inevitável. Além disso, uma parte da radiação solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas sim dissipada sob a forma de calor. Esta é a razão pela qual a temperatura de uma célula é sempre superior à temperatura ambiente. A variação da temperatura faz com que os pontos de operação, correspondentes à potência máxima. Analisando a Figura 51 verifica-se, que o valor da tensão em circuito aberto diminui com o aumento da temperatura, enquanto que o valor da corrente de curto-circuito pouco varia [21].

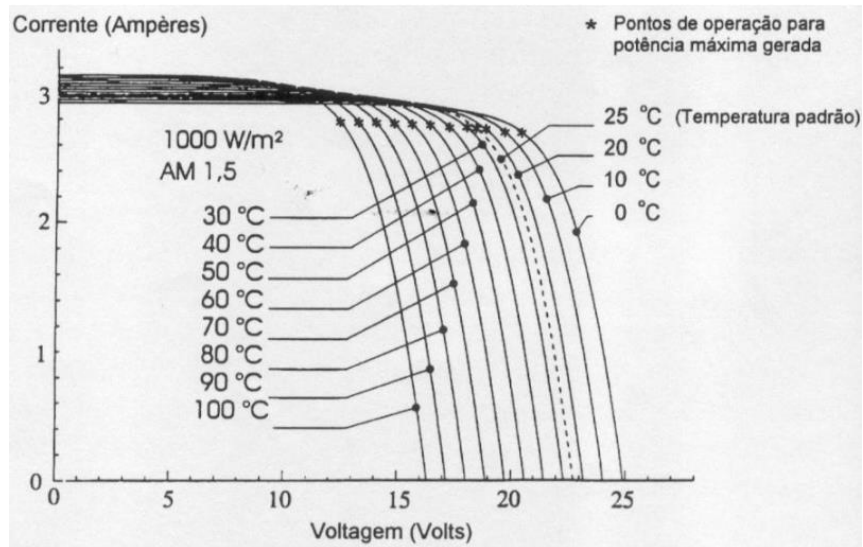


Figura 51 - Efeito da temperatura na célula fotovoltaica [50]

### 5.1.15. LIGAÇÃO ENTRE OS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como as células fotovoltaicas, de forma isolada, produzem pouca energia elétrica e são extremamente frágeis e vulneráveis a agentes externos, são ligadas entre si formando assim módulos fotovoltaicos. Conseguem-se assim uma estrutura compacta, manuseável e muito resistente que protege as células fotovoltaicas de ruturas e das condições atmosféricas. As células são associadas em série e/ou em paralelo num módulo segundo os níveis de tensão e corrente pretendidos, sucedendo o mesmo no que diz respeito aos módulos, formando estes o painel fotovoltaico [21].

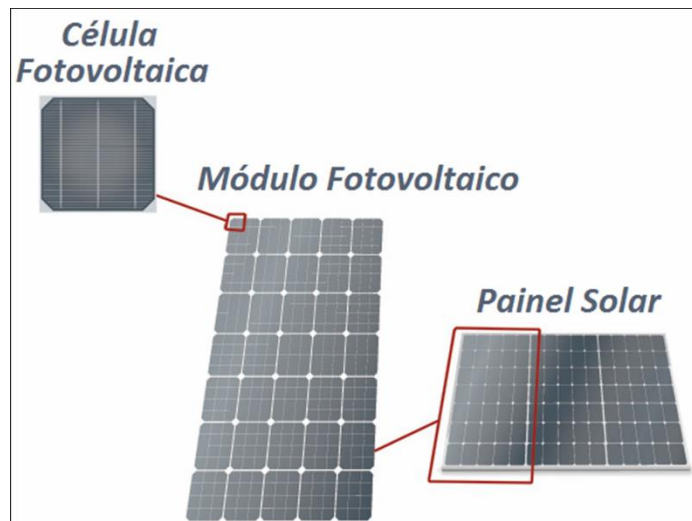


Figura 52 - Distinção entre célula fotovoltaica, módulo fotovoltaico e painel solar [28]

Os módulos podem estar ligados entre si em três diferentes tipos, sendo eles:

➤ **Associação em série**

A ligação de dois ou mais módulos em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, permanecendo a corrente igual, como se fosse um único módulo. Dois ou mais módulos ligados em série tomam a designação de fileira. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor.

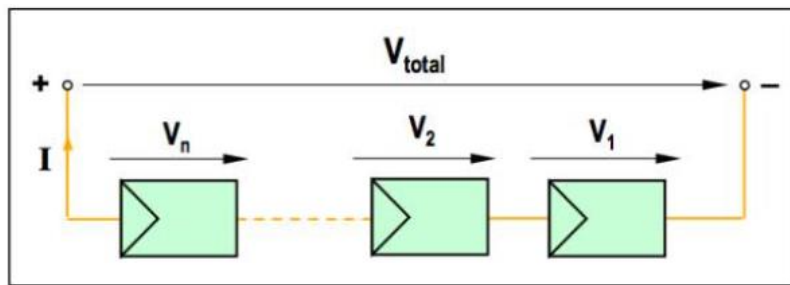


Figura 53 - Associação de módulo em série [51]

Logo:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (21)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (22)$$

➤ **Associação em paralelo**

A ligação de dois ou mais módulos em paralelo gera uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um. A tensão permanece igual como se fosse um único módulo. O número de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor.

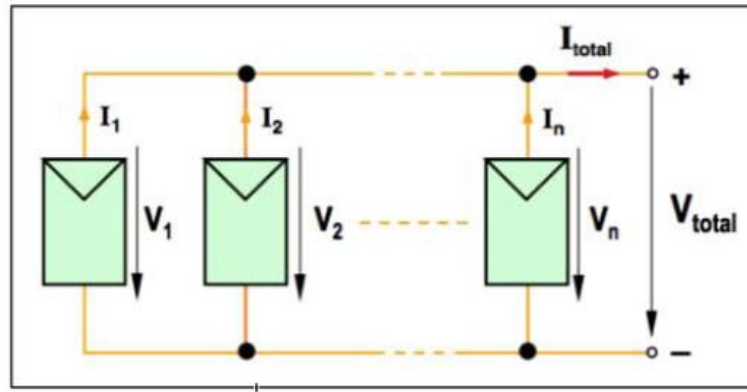


Figura 54 - Associação módulos em paralelo [51]

Logo:

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (23)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (24)$$

### ➤ Associação mista

Neste tipo de associação os módulos são ligados em série, formando fileiras, por forma a aumentar a tensão, seguindo-se a ligação das fileiras em paralelo a fim de aumentar a corrente. Neste tipo de ligação, as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência) [51].

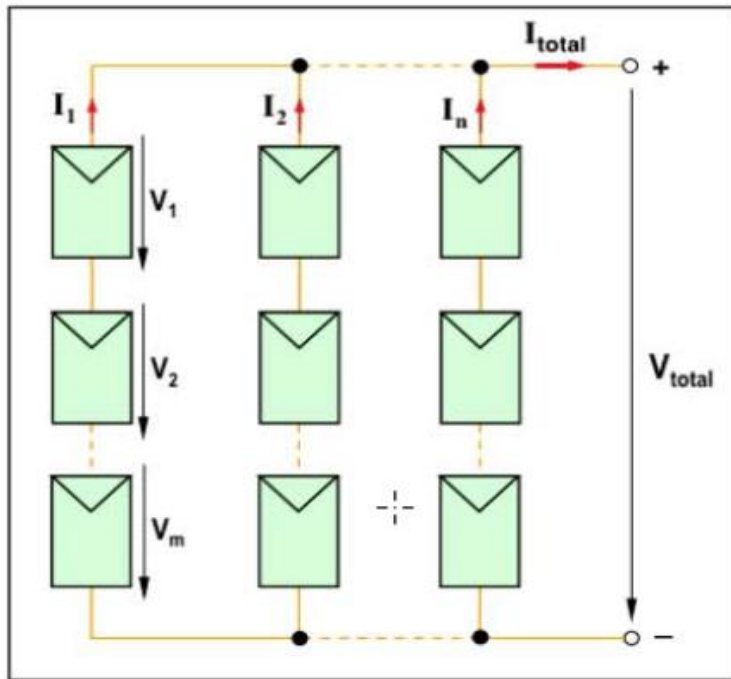


Figura 55 - Associação mista de módulos [51]

Logo:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (25)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (26)$$

### 5.1.16. SELEÇÃO DO INVERSOR

Os inversores são dos componentes tecnológicos mais importantes e o coração de uma central fotovoltaica. Na escolha do inversor deve pesar o reconhecimento mundial da marca e dos seus serviços pós-venda, sendo fundamental a rapidez de substituição de um equipamento avariado, de forma a reduzir as perdas de produção provocadas por uma paragem total ou parcial da central. Os inversores utilizados em sistemas de ligação à rede têm a capacidade de sincronizar a frequência e a sua tensão de saída com a RESP e devem-se desligar automaticamente em caso de falha de tensão na rede elétrica. Os inversores devem ainda cumprir as normas diretivas comunitárias de segurança elétrica e compatibilidade eletromagnética.

Uma instalação poderá ser constituída por um ou vários inversores, sendo a sua potência de ligação definida pela soma das potências nominais de cada um dos inversores. Por norma os inversores de maior potência são mais económicos uma vez que o seu custo específico (€/kWh) é inferior, no entanto a utilização de vários inversores de menor potência pode trazer algumas vantagens:

- Aumento da fiabilidade do sistema: em caso de avaria de um inversor, apenas uma parte inferior do sistema será afetada;
- Aumento do rendimento do sistema: um maior número de inversores permite segmentar mais o sistema, reduzindo assim o efeito de ligações defeituosas, módulos danificados, sombreamentos e diferenças de orientações e inclinações;
- Dimensão dos inversores: as centrais de miniprodução são frequentemente executadas em coberturas pelo que a facilidade de instalação de inversores de menor dimensão pode ser útil.

Quando se escolhe a localização do inversor tem que se ter em conta o seu grau de proteção. Habitualmente estes equipamentos têm um grau de proteção IP65, no entanto, sempre que possível, deve-se evitar que não estejam protegidos da radiação solar direta e da chuva uma vez que estes fatores podem aumentar a probabilidade da ocorrência de falhas. As temperaturas elevadas têm um impacto negativo no rendimento do inversor que, preferencialmente, deve ser instalado num local fresco e com espaço suficiente para permitir a ventilação do equipamento. Para o dimensionamento do inversor tem que se ter em conta a potência que se pretende atribuir no sistema. Desta forma a potência do inversor é calculada pela equação (27) [41].

$$0,7 \times PPV < P_{m\acute{a}x}^{INV} < 1,2 \times PPV \quad (27)$$

onde:

- **PPV**: Potência da instalação (kW);
- $P_{m\acute{a}x}^{INV}$ : Potência máxima do inversor (kW).

## 5.2. DEFINIÇÃO DO LOCAL PARA A INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NA UNIDADE INDUSTRIAL

A escolha do local que mais se adequa a instalação dos módulos solares, são das escolhas mais importantes a ter em conta no que toca a um correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Sendo assim, o primeiro aspeto a ter em consideração num dimensionamento deste tipo de fonte de produção renovável, é a definição desse mesmo local de instalação, ocorrendo desta forma a necessidade de realizar o levantamento das características do local, nomeadamente:

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



Figura 56 - Definição do local de instalação dos painéis solares

Após consultar a Figura 56, foi possível verificar que o melhor local para instalar os painéis solares será o local que está definido com a letra A, dado que está orientado para Sul, têm uma área bastante ampla para a instalação dos painéis solares e ao nível de envolvente dos edifícios vizinhos, estes não apresenta nenhum obstáculo suscetível que possa vir a causar sombreamento. Também não existe qualquer outro tipo de obstáculo que possa vir a causar sombreamento aos painéis solares no local definido, como por exemplo arvoredos.

Tabela 9 - Caraterística do local de instalação dos painéis solares

Zona	Tipo de telhado	Comprimento (m)	Largura (m)	Área total (m <sup>2</sup> )	Orientação	Inclinação	Azimute
A	Inclinado	31,80	5,50	174,90	Sul	26°	12°

Relativamente a componente do dimensionamento da produção de energia elétrica da unidade industrial, o que será importante para esta dissertação será definir qual é a capacidade de dimensionamento que mais se adequa a unidade industrial no aspeto económico, não dando valorização a questão de dimensionamento dos cabos elétricos, das proteções, etc.

### 5.3. SOFTWARE UTILIZADO PARA O DIMENSIONAMENTO

Para realizar possíveis dimensionamentos da unidade de produção de energia elétrica, será utilizado um software chamado *PVsyst6.84*. O *PVsyst* é um software desenvolvido pelo grupo da Energia do Instituto de Ciências e Ambiente da Universidade de Genebra, que possibilita simular diferentes tipos de projetos, nomeadamente sistemas ligados à rede, isolados ou até dedicados à bombagem de água bem como ligados a uma rede de distribuição em corrente contínua (DC). Inclui uma base de dados com informação meteorológica horária e permite especificar determinadas condições particulares, designadamente a orientação dos módulos e a existência de sombreamentos. Quanto aos equipamentos, o programa inclui uma base de dados de painéis fotovoltaicos, baterias, inversores e reguladores, sendo possível alterar as características destes, caso se considere necessário. O *PVsyst* é uma ferramenta bastante usada no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, dado possuir uma boa interação com o utilizador e uma base de dados extremamente completa [21].

Dentro do software, é possível fazer o dimensionamento do projeto por dois diferentes tipos de seção:

1. **Pré-dimensionamento:** é uma etapa de dimensionamento prévio de um projeto, em poucos passos, sem componentes “reais”. É utilizado para primeira avaliação da dimensão do sistema e dos seus componentes, em que faz também uma avaliação rápida do rendimento do sistema usando valores mensais. Para tal, dentro desta seção podemos definir três distintos sistemas, como podemos se pode ver na Figura 57:

- a. Acoplado à rede;
- b. Isolado com baterias;
- c. Bombagem.

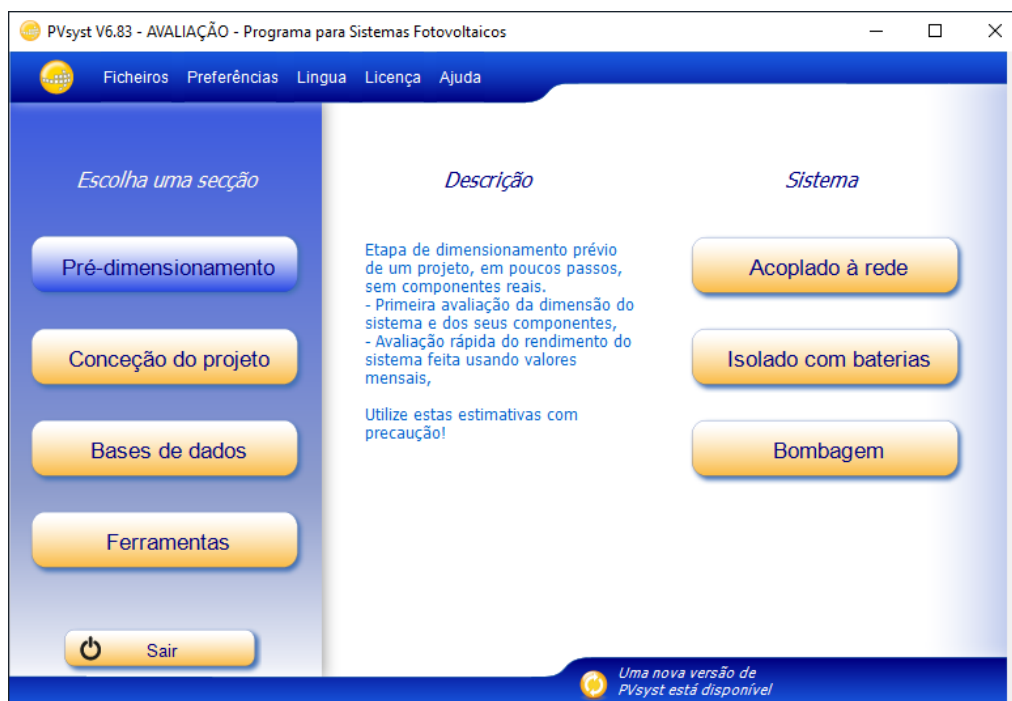


Figura 57 - Software PVsyst na secção pré-dimensionamento

Dentro desta secção, irá ser escolhido o sistema que é pretendido implementar no estudo para a unidade industrial, que será o sistema acoplado à rede. A Figura 58, apresenta o esquema representativo do pré-dimensionamento do sistema acoplado à rede, em que é possível verificar que apenas pede como dados de entrada (*input's*) a localização geográfica

onde será instalada a fonte fotovoltaica, o horizonte e o sistema que pretendemos implementar. Mais a frente, irá ser efetuado um pré-dimensionamento.

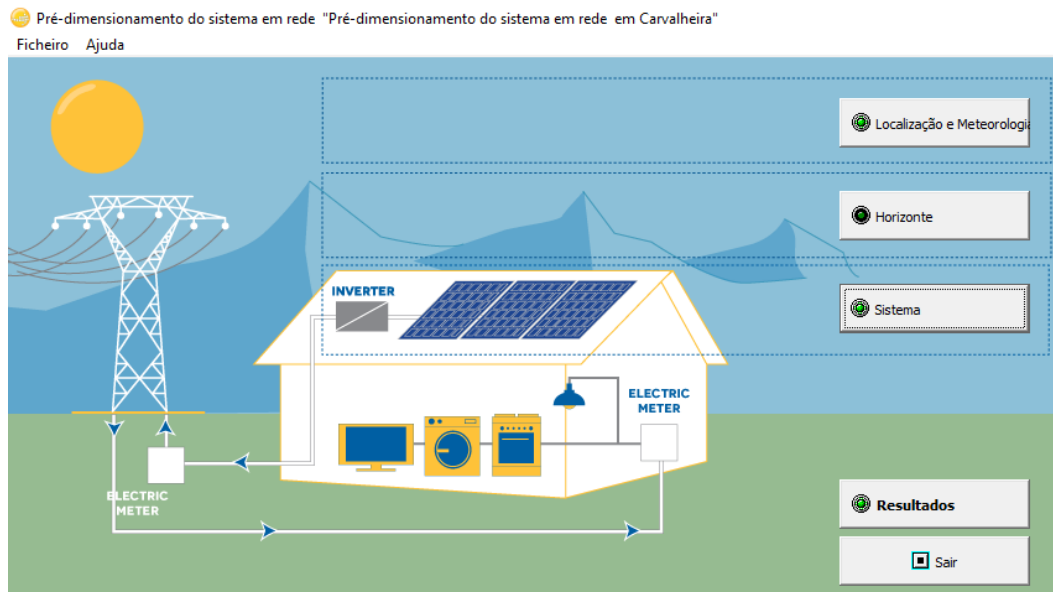


Figura 58 - Esquema representativo do pré-dimensionamento para o sistema acoplado à rede

**2. Conceção do projeto:** é o estudo e análise detalhado de um projeto, em que faz o cálculo do rendimento do sistema, a partir de simulações horárias detalhadas, tendo a possibilidade de colocar variantes diferentes para simular e comparar entre si. Caso haja na nossa unidade de produção, a possibilidade de ocorrer algum tipo de sombreamento há uma ferramenta 3D no software para efeitos de sombras próximas e de sombras do horizonte, bem como a opção de *tracking* do painel solar. Também caso seja pretendido usar, está disponível uma análise detalhada das perdas do sistema, bem como uma avaliação económica efetuada com preços reais dos componentes que constituem o sistema. Dentro desta seção é possível definir quatro diferentes sistemas, como se pode ver na Figura 59:

- a. Acoplado à rede;
- b. Isolado com baterias;
- c. Bombagem;
- d. Rede CC.

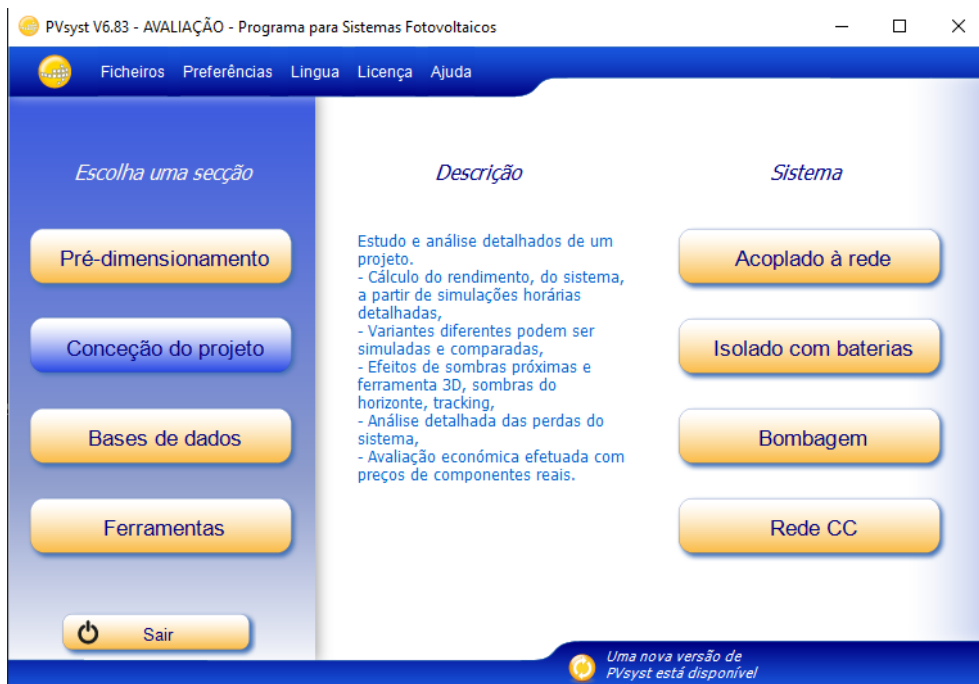


Figura 59 - Software PVsyst na secção conceção do projeto

Já para esta secção, foi escolhido o sistema que é pretendido para o dimensionamento da fonte fotovoltaica na unidade industrial, que será o sistema acoplado à rede assim como foi escolhido para o pré-dimensionamento. A Figura 60, apresenta o esquema representativo da secção para a conceção do projeto do sistema acoplado à rede, podendo-se verificar que este tipo de dimensionamento pede já mais *input's* como a localização da unidade industrial, a especificação da orientação dos painéis solares, definir melhor e com mais detalhe o sistema, as respetivas perdas detalhadas, o autoconsumo que poderemos ter, e a capacidade de armazenamento que pretendemos colocar na UPAC. Caso queiramos detalhar ainda mais o dimensionamento, podemos definir como é o horizonte, detalhar as sombras próximas que existam, a disposição dos módulos e a avaliação económica para o nosso sistema.

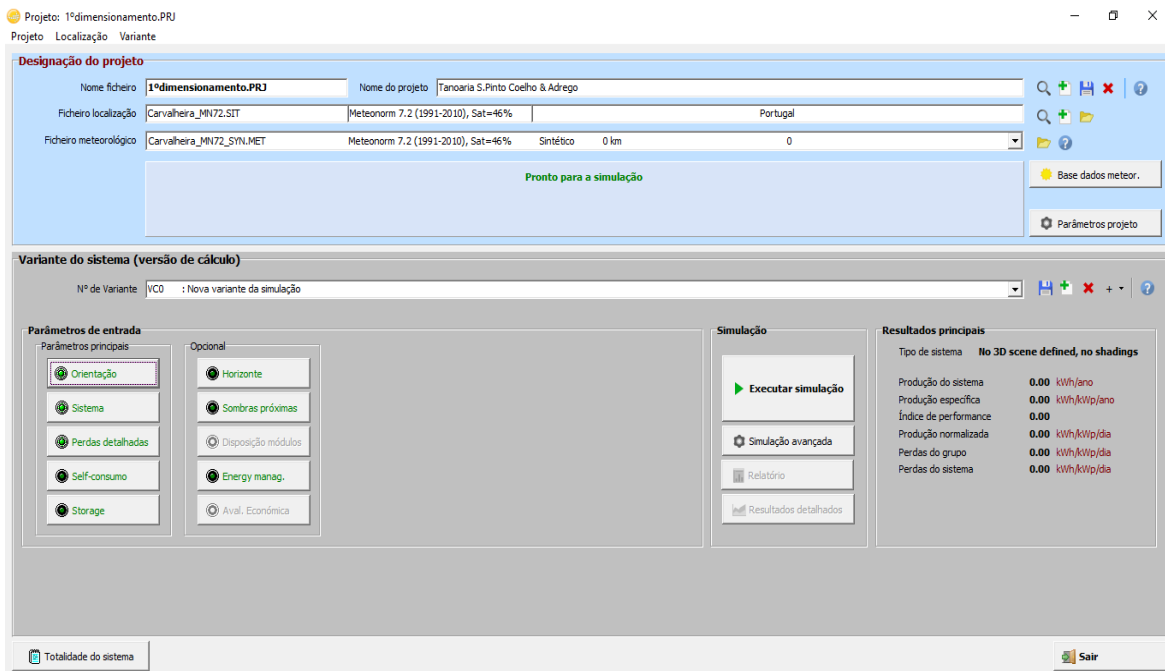


Figura 60 - Esquema representativo da conceção do projeto para o sistema acoplado à rede

Para o dimensionamento, as perdas detalhadas serão calculadas automaticamente pelo software no decorrer da escolha dos painéis solares e do inversor, enquanto que ao nível de sombras a UPAC em dimensionamento não apresenta qualquer tipo de possibilidade de existir sombras por parte de qualquer tipo de material que não sejam as condições climáticas.

Este reparo é de extrema importância dado que o rendimento dos painéis é drasticamente reduzido quando se encontra em funcionamento com temperaturas elevadas, sendo que este software já tem em conta não só o calor térmico que por si só a produção de energia elétrica gera, mas também a temperatura ambiente que é atribuída em média a cada mês do ano.

O que ficou também definido para o respetivo dimensionamento da unidade de produção, é que será uma UPAC sem armazenamento de energia, ou seja, sem baterias. Deste modo, mais a frente iremos abordar mais detalhadamente estes aspetos ao nível do que foi considerado mais importante ter em análise no dimensionamento.

Já ao nível de base de dados do software, este apresenta uma base de dados bastante detalhada e diversificada. Dados meteorológicos para qualquer localização geográfica, tabelas e gráficos meteorológicos são alguns exemplos da base de dados que existe no

software para a componente meteorológica. Já ao nível da base de dados de componentes para o dimensionamento da UPAC, módulos fotovoltaicos, inversores de rede, baterias, reguladores de carga, geradores e bombas são alguns exemplos de todo o tipo de componentes que podemos escolher para cada necessidade que queremos implementar. A Figura 61, demonstra os diferentes tipos de base de dados existentes no software PV<sub>sys</sub>.

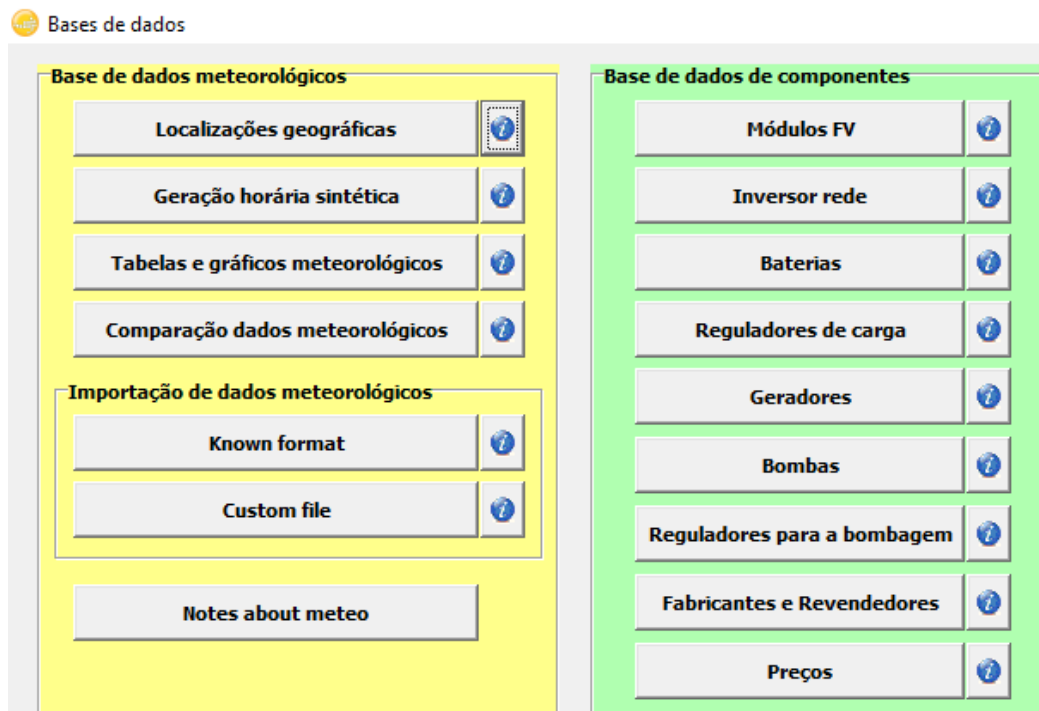


Figura 61 - Base de dados do software PV<sub>sys</sub>

#### 5.4. PRÉ-DIMENSIONAMENTO

A versão 6.84 do software PV<sub>sys</sub> foi usada para simular a produção fotovoltaica de uma instalação para a Tanoaria S. Pinto Coelho & Adrego, tendo por base a análise da necessidade de consumo anual da unidade industrial, assim como está indicado na Tabela 6 no que respeita a energia ativa consumida anualmente. Para tal, a primeira coisa que foi realizada no software foi a posição geográfica da unidade industrial em estudo, de forma a ser possível retirar os dados meteorológicos como a irradiação global horizontal para aquele local ao longo do ano, a irradiação difusa horizontal, a temperatura média ambiente, e a velocidade do vento. Todos estes valores assumem uma importância muito revelante, dado que são extremamente necessários para um correto dimensionamento para o tipo de produção de energia elétrica que estamos a dimensionar.

Desta forma, a Figura 62 representa a definição da localização geográfica da unidade industrial em estudo no software PV<sub>sys</sub> de modo a obter os valores meteorológicos para dimensionar a fonte de energia renovável, sendo este o 1º passo necessário a efetuar no software para a respetiva seção escolhida.

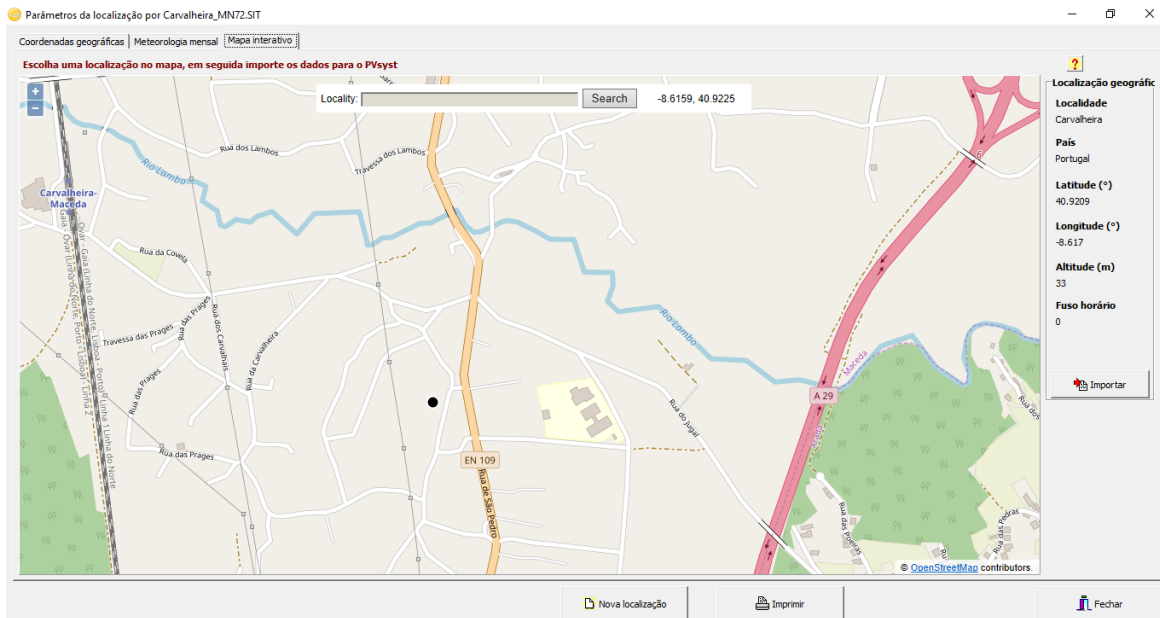


Figura 62 - Identificação da unidade industrial no software PV<sub>sys</sub>

Após definir o local geográfico da unidade industrial no software, foi importado os respetivos valores meteorológicos para ter todos os *input's* necessários ao nível meteorológico. A Figura 63 apresenta os respetivos dados de saída (*output's*) obtidos pelo software, após ter sido definido qual é a localização geográfica da unidade industrial, como a irradiação global horizontal, a irradiação difusa horizontal, a temperatura ambiente e a velocidade do vento.

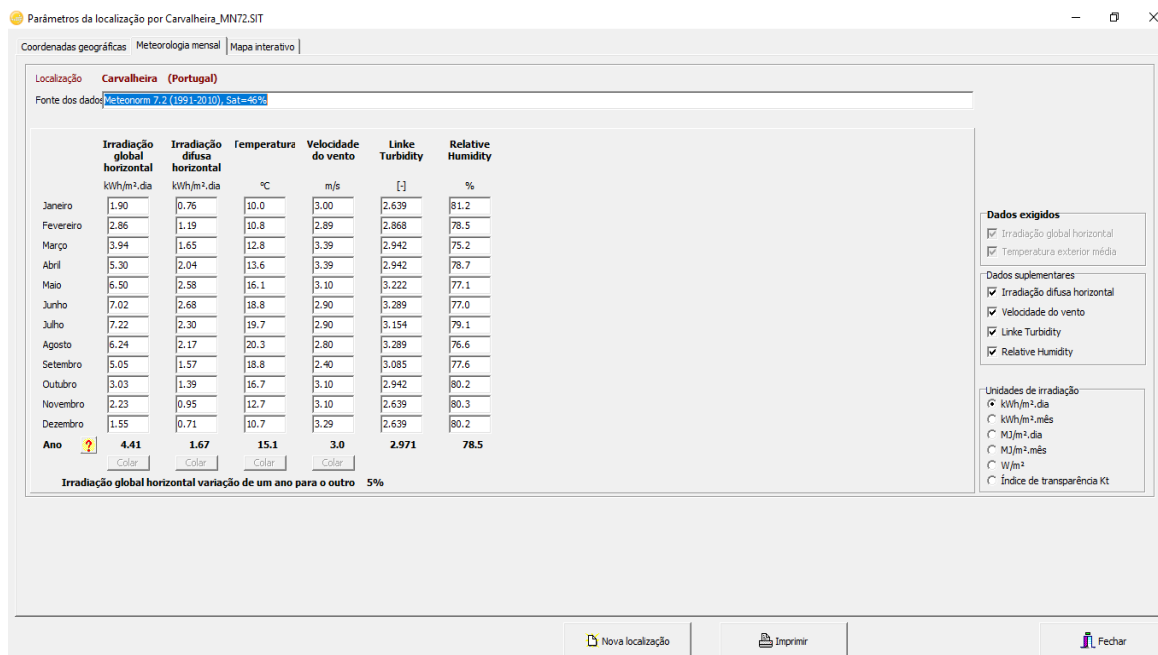


Figura 63 - Dados meteorológicos fornecidos pelo software PVsyst do local definido

Possuindo todos estes dados necessários para efetuar o pré-dimensionamento no que respeita aos output's dos dados meteorológicos, foi verificado através do software uma estimativa da quantidade de potência nominal que seria necessário instalar para satisfazer o consumo anual da unidade industrial, tendo em conta todos os dados meteorológicos. Daí surgiu a necessidade de definir também, a orientação dos painéis solares relativamente ao sol que serão instalados a posteriori, bem como as especificações do sistema que pretendíamos definir no estudo do dimensionamento. Existem cerca de três tipos de especificações que se pode fornecer ao sistema numa primeira fase sendo elas:

- Área disponível (m<sup>2</sup>) para colocação dos painéis solares;
- Potência nominal necessária(kWp);
- Consumo anual necessário (MWh/ano).

Tendo em conta as três possíveis especificações do sistema, há uma que faz mais sentido optar dado que sabemos qual é o valor anual de consumo energético que a unidade industrial necessita. Posto isto, foi escolhida a opção “*Annual yield [MWh/year]*” e colocou-se o valor que a unidade industrial consome anualmente, que é de aproximadamente 10.4MWh/ano assim como está indicado na Tabela 6, como o consumo anual de energia

ativa. Foi importante colocar um valor ligeiramente inferior aquele que a unidade industrial consome por ano, dado que e segundo o Decreto-Lei n.º 153/2014, a produção anual gerada anualmente pelo sistema tem que ser inferior a energia elétrica consumida.

Já para a respetiva posição dos painéis solares com a indicação da inclinação e do azimute, após consulta da Tabela 9 para verificar a localização escolhida, foi estudado qual seria a inclinação e o azimute do painel solar. A ideia, será colocar o painel solar paralelamente ao telhado de modo a aproveitar a inclinação já imposta pelo telhado ao painel solar, ou seja, não será necessário considerar espaçamento entra as fileiras dos módulos, deixando apenas algum espaço entre os módulos por questões de afastamento entre os mesmos e posterior manutenção à UPAC. Na Figura 64 e Figura 65, é possível observar todas as especificações iniciais que foram estabelecidas como *input's* no software para a especificação do sistema da UPAC.

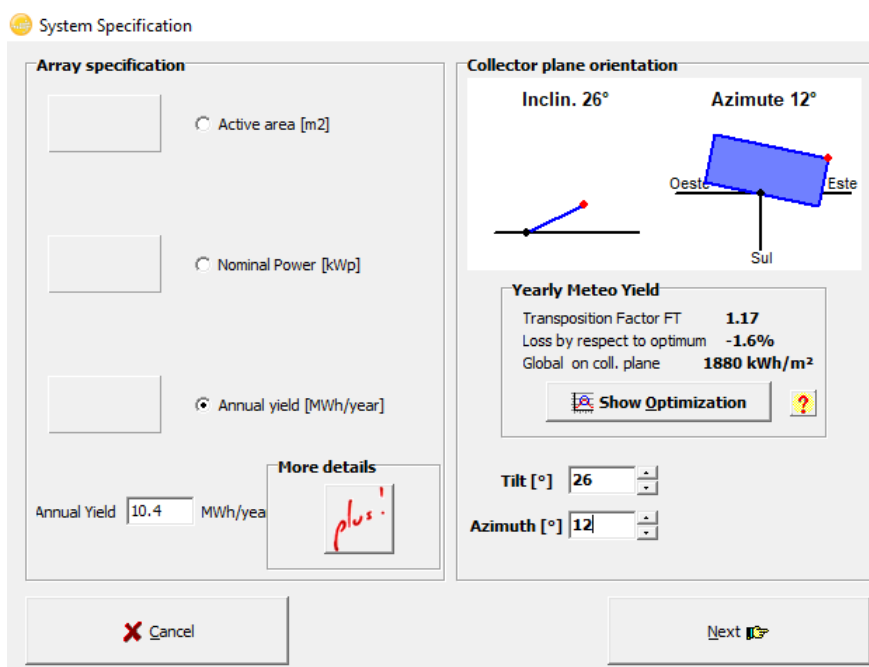


Figura 64 - Especificação introduzida no sistema e definição da orientação dos painéis solares para o pré-dimensionamento

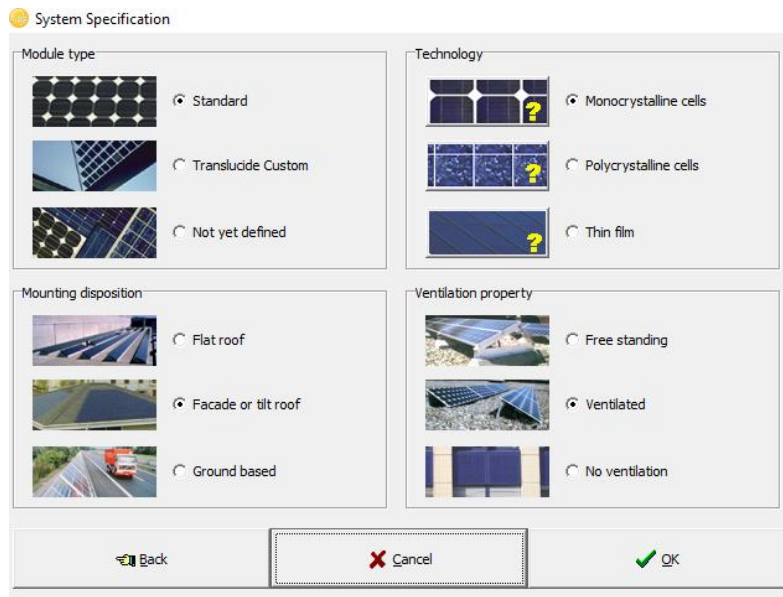


Figura 65 - Definição dos módulos solares para o pré-dimensionamento

Posteriormente a entrada dos dados anunciados anteriormente, o software irá gerar os *output's* que procurávamos obter, tais como a estimativa da potência nominal que seria necessário instalar de forma a conseguir satisfazer aproximadamente o respetivo valor de consumo anual que foi inserido, como está demonstrado na Figura 64, bem como a área necessária para colocação dos módulos. A Figura 67 e Figura 68 apresentam os *output's* que procurávamos obter para o pré-dimensionamento. Outro aspeto que foi tido em conta, porém não era de grande importância para o caso de estudo é o traçado da linha do horizonte, assim como está demonstrado na Figura 66.

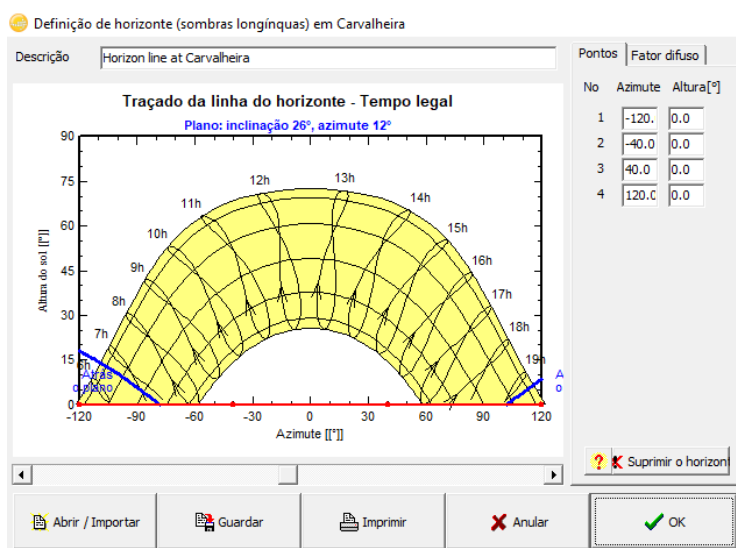


Figura 66 - Traçado da linha do horizonte

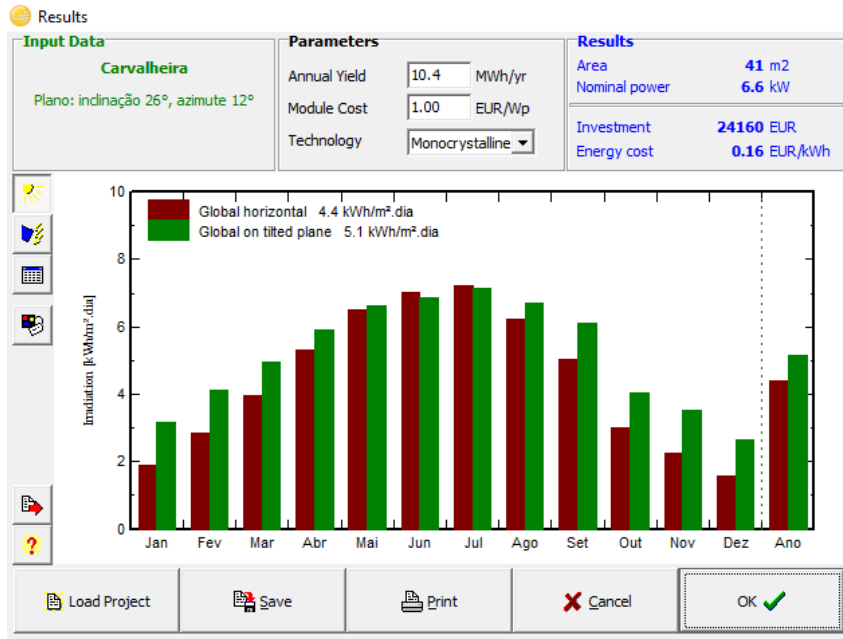


Figura 67 - Resultado obtido ao nível da irradiação após os dados de entrada para o pré-dimensionamento

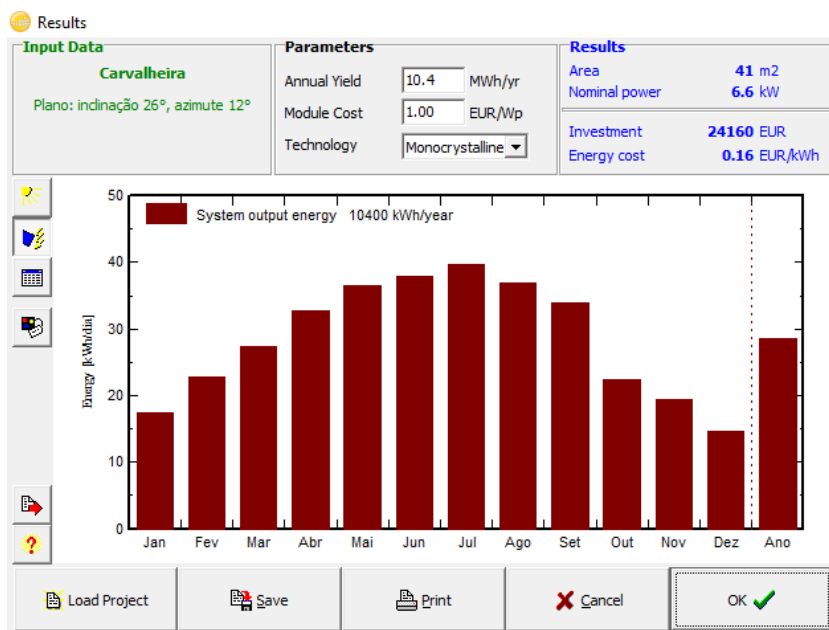


Figura 68 - Resultado obtido ao nível da quantidade de energia elétrica gerada pelo sistema de acordo com o pré-dimensionamento

Com os resultados deste pré-dimensionamento em que apenas foram considerados *input's* superficiais, os resultados obtidos foram os seguintes:

- Área necessária disponível para colocação dos painéis solar: 41m<sup>2</sup>;
- Potencia nominal necessária ser instalada para conseguirmos aproximadamente obter o consumo anual estabelecido: 6,6kW.

Desta forma, de seguida será realizado um novo dimensionamento já com dados de entrada mais detalhados, ou seja, será utilizado a seção da conceção do projeto.

## **5.5. CONCEÇÃO DO PROJETO**

Após o pré-dimensionamento em que foi efetuado um levantamento do estudo da potência que devia de ser instalada para satisfazer o consumo anual da unidade industrial, foi realizado para este dimensionamento detalhes mais técnicos, de modo a ser possível averiguar se esta potência de instalação seria viável para a unidade industrial ou não.

Para tal, a primeira coisa que foi efetuada foi definir novamente os parâmetros da localização geográfica da unidade industrial, ou seja fazer de novo o que foi realizado na Figura 62 e Figura 63. Depois de inserido esses dados, foi definido novamente a posição relativamente ao sol dos painéis solares, como demonstra a Figura 69.

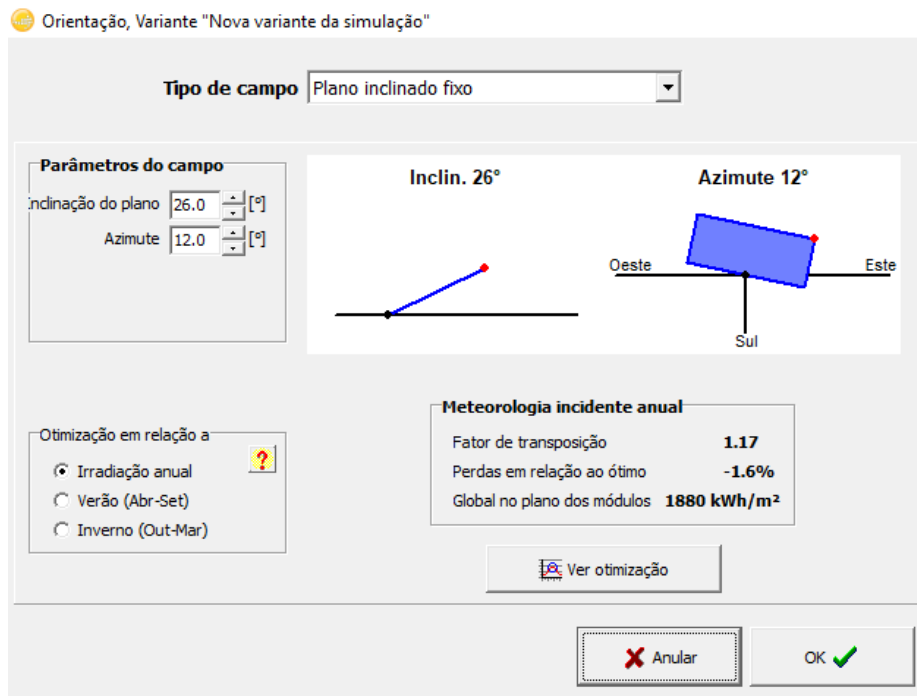


Figura 69 - Definição do posicionamento dos módulos solares para a concepção do projeto

Como se pode verificar, a posição que foi definida aos painéis solares são as mesmas em relação ao local de instalação escolhido.

De seguida, foi realizado a definição de qual seria o painel solar mais adequado na respetiva instalação dimensionada. Para casos como esta unidade industrial em estudo, em que as frequências dos consumos são sempre muito variadas como se pode verificar no Anexo B, devido ao fato de constantemente se ligar e desligar as máquinas industriais e sem uma sequência cronológica, o que é aconselhável é a utilização de painéis solares de 300 – 310W que devido à sua elevada tensão de saída favorecem o funcionamento dos variadores de frequência [52]. Desta forma, e consultando todos os painéis solares que existem na base de dados do software o painel escolhido foi o seguinte:

Tabela 10 - Características do painel solar escolhido na instalação da UPAC [53]

Nome do painel	Industrial Solar AS-M605-300 ZEBRA
Marca	AEG
Preço	182,50 €
Potência nominal	300 Wp
Caraterísticas	60 células monocristalinas



Figura 70 - Painel Solar Fotovoltaico escolhido para instalar na UPAC [53]

Após consultado o Datasheet do fornecedor, foi possível verificar que o fornecedor dá uma garantia de 25 anos de tempo de vida útil para este tipo de painel solar. Apesar dessa garantia, o dimensionamento e respetivo estudo de viabilidade económica será elaborado para um período de tempo de vida útil de 20 anos, dando assim uma margem de 5 anos relativamente a garantia do tempo de vida útil do painel solar segundo o seu fabricante. Para mais informações relativamente ao painel solar escolhido, consultar Anexo E.

Depois de escolhido o painel solar, foi tempo de definir o possível sombreamento que a UPAC poderia ter. Recorrendo a Figura 56, foi verificado que na zona envolvente onde se planeia instalar os painéis solares, não existe edifícios nem possíveis objetos que podem vir a causar sombreamento aos painéis solares da UPAC. A Figura 71 representa a definição escolhida ao nível do sombreamento (sem sombras) colocada também como um input no software de dimensionamento.

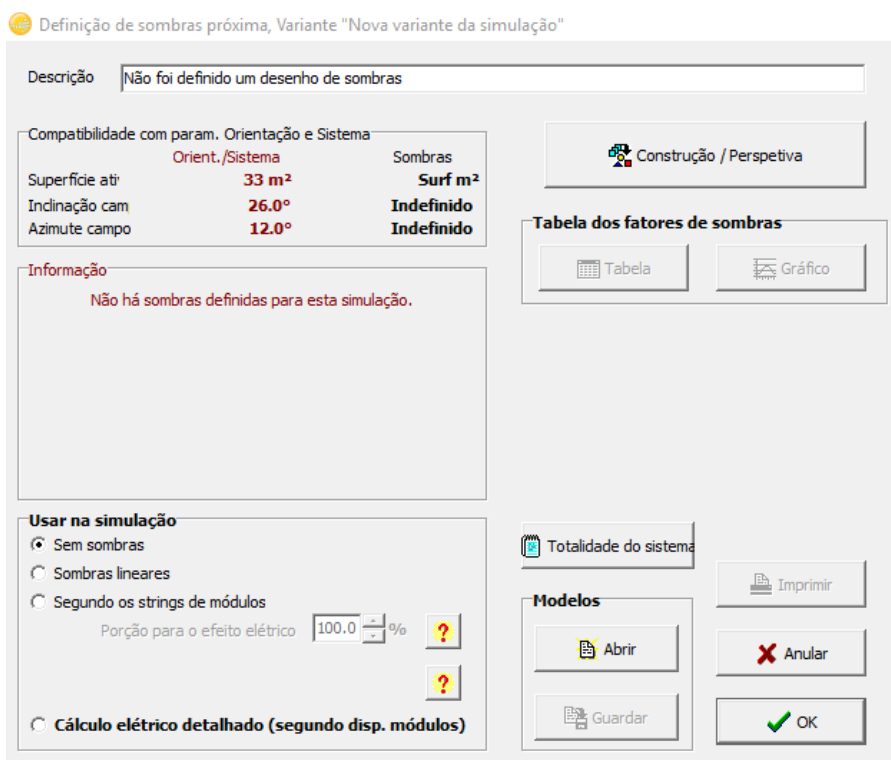


Figura 71 - Definição de sombras próximas a UPAC no software

Posto isto, agora restou-nos definir o número de módulos solares que pretendemos instalar de modo a conseguir chegar a potência nominal do pré-dimensionamento que foi realizado. A potência nominal que obtemos do pré-dimensionamento foi de 6.6 kW, pelo que será elaborado na parte da conceção do projeto, uma instalação de 6.0 kW de potência nominal instalada. Será também necessário escolher no software, qual o inversor que pretendemos instalar para que seja possível obter o resultado da quantidade de energia elétrica que conseguimos gerar com esta UPAC, ou seja obter os *output's* que procuramos obter.

Com a ajuda da equação (27), e também com a ajuda da base de dados do software a escolha do inversor foi a seguinte:

Tabela 11 - Características do inversor escolhido na conceção do projeto [54]

Nome do Inversor	UNO-DM-6.0-TL-PLUS
Marca	ABB
Preço	1059,00 €



Figura 72 - Inversor escolhido para na concepção do projeto [56]

No anexo F, está disponível o Datasheet deste inversor.

A Figura 73, demonstra as definições que foram realizadas no software nomeadamente na potência fotovoltaica nominal instalada, o tipo de módulo fotovoltaico escolhido, qual o inversor escolhido, bem como o número de painéis solares em série e o número de *strings*.

Definição de um sistema em rede, Variante "Nova variante da simulação"

### Configuração global do sistema

1 Número de tipo de sub-grupos

Esquema simplificado

### Sumário do sistema global

Número de módulos	20	Potência FV nominal	6.0 kWp
Superfície módulos	33 m <sup>2</sup>	Potência máxima FV	5.6 kWdc
N.º de inversores	1	Potência AC nominal	6.0 kWac

---

Grupo FV

### Nome e orientação do sub-grupo

Nome: Grupo FV

Orientação: **Plano inclinado fixo**

Inclinação: 26°  
Azimute: 12°

### Ajuda para o dimensionamento

Sem pré dim. Introduza Pnom desejado: 6.0 kWp

Resize superfície disponível(módulos): 33 m<sup>2</sup>

---

### Seleção do módulo FV

Disponíveis: All PV modules Número aproximado de módulos necessários: 20

AEG 300 Wp 27V Si-mono AS-M605-300 Since 2017 Manufacturer 2017

Dimens. das tensões :p (60°C) 27.5 V  
Voc (-10°C) 44.1 V

Use Optimizer

---

### Seleção do inversor

Disponíveis: Output voltage 208 V Mono 60Hz

ABB 6.0 kW 90 - 580 V TL 60 Hz UNO-DM-6.0-TL-PLUS-US (208V) Since 2017

N.º de entradas MPPT: 2  Tensão de funcionamento: 90-580 V Inverter power used: 6.0 kWac

Utilize multi-MPPT Tensão máxima entrada: 600 V **inversor com 2 MPPT**

---

### Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: 10  entre 4 et 13

Nr. strings: 2  única possibilidade 2

Perdas sobre-pot. 0.0 %  
Rácio Pnom 1.00

**Nr. módulos: 20 Superfície: 33 m<sup>2</sup>**

#### Condições de funcionamento

Vmpp (60°C)	275 V
Vmpp (20°C)	330 V
Voc (-10°C)	441 V

Irradiância no plano: 1000 W/m<sup>2</sup>

Imp (STC)	18.7 A
Isc (STC)	19.7 A
Isc (em STC)	19.7 A

Potência Máx. em funcionamento em 1000 W/m<sup>2</sup> e 50°C: 5.4 kW

**Potência nominal do grupo (56.0 kWp)**

Figura 73 - Dados introduzidos no software para a conceção do projeto

Como se pode verificar na Figura 73, serão necessários cerca de 20 módulos, agrupados em duas fileiras e cada fileira irá ter cerca de dez módulos em série.

Consultado o anexo E, contendo as especificações das dimensões do painel solar, e a Tabela 9 contendo as dimensões para o local definido de instalação dos painéis solares, foi possível verificar que a nível de espaço disponível, podemos proceder com a instalação dos respetivos painéis solares de acordo com o dimensionamento efetuado, dado que:

- Dimensão do local definido para a instalação dos painéis solares:
  - Comprimento: 31,80 metros;
  - Largura: 5,50 metros.
- Dimensão de cada painel solar:
  - Comprimento: 0,992 metros;

➤ Largura: 1,640 metros.

Logo se são 10 módulos em série, com dois *strings*, a área de ocupação necessária é:

- Comprimento: 9,92 metros  $\rightarrow (0,992 \times 10)$ , que representa o comprimento de cada painel solar  $\times$  n° de módulos em série;
- Largura: 3,28 metros  $\rightarrow (1,640 \times 2)$ , que representa a largura de cada painel solar  $\times$  n° de *strings*.

Então, a área livre no local definido para a instalação dos painéis solares, após a instalação da unidade de produção é de:

➤ Comprimento: 21,88 metros  $\rightarrow (31,80 - 9,92)$ , que representa o comprimento disponível do espaço definido para instalarmos os painéis solares - comprimento ocupado pela instalação dos painéis solares;

➤ Largura: 2,22 metros  $\rightarrow (5,50 - 3,28)$ , que representa a largura disponível do espaço definido para instalarmos os painéis solares - largura ocupada pela instalação dos painéis solares;

Desta forma, a nível de espaço disponível no local definido para a instalação da fonte fotovoltaica, seria perfeitamente viável a implementação desta UPAC tal como foi dimensionada pelo software.

Posto isto, o que é pretendido obter com o suporte deste software como resultado final, ou seja, como output é a informação da capacidade que a UPAC teria em gerar energia elétrica, por cada hora e a cada mês do ano. A Figura 74 apresenta esses mesmos valores obtidos fornecidos pelo software.

Nova variante da simulação  
Monthly Hourly averages for E\_Grid [kW]

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Janeiro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	1,10	1,87	2,26	2,43	2,71	2,50	1,94	1,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fevereiro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	1,57	2,25	2,69	3,08	3,33	3,12	2,56	1,64	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Março	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	1,09	2,09	2,82	3,13	3,43	3,57	3,21	2,58	1,91	0,96	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,73	1,81	2,75	3,38	3,61	3,70	3,66	3,44	2,91	2,22	1,25	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mai	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	1,04	2,10	3,03	3,75	3,87	4,02	3,95	3,66	3,14	2,38	1,47	0,51	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Junho	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,26	0,99	2,05	2,93	3,66	3,91	4,10	4,13	3,91	3,48	2,66	1,67	0,70	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Julho	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,92	2,00	2,94	3,73	4,02	4,36	4,31	4,13	3,57	2,80	1,89	0,80	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,76	1,90	2,87	3,60	3,96	4,10	4,05	3,84	3,26	2,46	1,52	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Setembro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,59	1,66	2,63	3,50	3,93	4,09	4,09	3,70	2,89	2,14	1,07	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outubro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	1,17	1,97	2,45	2,90	2,98	3,09	2,57	2,05	1,25	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,82	1,64	2,31	2,63	2,77	2,74	2,39	1,73	0,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dezembro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,89	1,49	1,88	2,24	2,55	2,19	1,50	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ano	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,46	1,30	2,20	2,90	3,24	3,44	3,51	3,22	2,63	1,85	0,87	0,24	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

Figura 74 - Quantidade de energia produzida pela UPAC com a conceção do projeto

Como temos uma UPAC que iria ser ligada à rede, toda a energia excedente da UPAC poderá ser vendida, tal como indica a equação (3).

Para tal, o Preço Mercado Diário – Média Mensal em Portugal encontrado para o respetivo período de estudo foi o seguinte:

Tabela 12 - Preço mercado diário em Portugal [56]

	2018	2019
	(€/kWh)	
Janeiro	-	0,062
Fevereiro	-	0,054
Março	-	0,049
Abril	-	0,05
Mai	-	0,048
Junho	-	0,05
Julho	-	0,051
Agosto	0,064	-
Setembro	0,071	-
Outubro	0,065	-
Novembro	0,062	-
Dezembro	0,061	-

Após obtenção dos dados da quantidade de energia que a UPAC consegue gerar de energia elétrica, foi necessário agora verificar quanto é que a unidade industrial poderia poupar/ganhar com a instalação desta UPAC. Para isso, foi verificado para cada mês quanto é que seria a poupança que a unidade industrial iria obter com a implementação da UPAC dimensionada, bem como o balanço energético que traria essa mesma instalação, tanto para dias da semana como para os fins-de-semana.

Para um relatório mais detalhado relativamente a conceção do projeto, pode ser consultado no Anexo H, o relatório final elaborado de forma automática pelo software no decorrer do respetivo dimensionamento.

De seguida, irá ser demonstrado um exemplo para um mês do ano, sendo que foi efetuado todos estes cálculos para os restantes meses.

Após retirar os dados do consumo do portal da Iberdrola, como está demonstrado no anexo B, foi necessário reajustar os períodos horários do consumo, uma vez que no portal o período horário é de 15 em 15 minutos, enquanto que o período horário que está definido no software é de 1h em 1h. Deste modo, a Tabela 13 representa o ajuste que foi necessário realizar para que as unidades de medida (período horário) fosse o mesmo.

Tabela 13 - Ajuste da distribuição do consumo por hora e por período para o mês de Agosto:

Segunda à Sexta

Distribuição do consumo por hora e por período				
Hora	Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio
00:00 - 01:00			0	
01:00 - 02:00			0	
02:00 - 03:00				0,25
03:00 - 04:00				0
04:00 - 05:00				0
05:00 - 06:00				0
06:00 - 07:00			0	
07:00 - 08:00			0,25	
08:00 - 09:00		2,75		
09:00 - 10:00		2,75		
10:00 - 11:00	0,5	0,5		
11:00 - 12:00	4			
12:00 - 13:00	2,25			
13:00 - 14:00		0		
14:00 - 15:00		2,5		
15:00 - 16:00		3,75		
16:00 - 17:00		2,5		
17:00 - 18:00		1		
18:00 - 19:00		0		
19:00 - 20:00	0	0		
20:00 - 21:00	0			
21:00 - 22:00		0		
22:00 - 23:00			0,25	
23:00 - 24:00			0	
Total	6,75	15,75	0,5	0,25

Tendo efetuado o respetivo ajuste horário, foi necessário criar uma tabela de modo a verificar o balanço energético/económico da UPAC da conceção do projeto, conforme se pode verificar de acordo com a Tabela 14.

Tabela 14 - Balanço energético/económico da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Segunda à Sexta

<b>Agosto - Segunda à Sexta</b>							
Hora	Consumo necessário (kWh)	Energia adquirida à rede antes do Autoconsumo (€/kWh)	Produção PV(kWh)	Energia adquirida à rede após Autoconsumo (kWh)	Energia adquirida à rede após Autoconsumo (€/kWh)	Energia excedente após autoconsumo e injetada na rede (kWh)	Preço de energia vendida a rede por excesso de produção(€/kWh)
00h	0	0	0	0	0	0	0
01h	0	0	0	0	0	0	0
02h	0,25	0,016719	0	0,25	0,016719	0	0
03h	0	0	0	0	0	0	0
04h	0	0	0	0	0	0	0
05h	0	0	0	0	0	0	0
06h	0	0	0,15	0	0	0,15	0,00864
07h	0,25	0,01795975	0,76	0	0	0,51	0,029376
08h	2,75	0,2097535	1,9	0,85	0,0648329	0	0
09h	2,75	0,2097535	2,87	0	0	0,12	0,006912
10h	1	0,07729	3,6	0	0	2,6	0,14976
11h	4	0,313224	3,96	0,04	0,00313224	0	0
12h	2,25	0,1761885	4,1	0	0	1,85	0,10656
13h	0	0	4,05	0	0	4,05	0,23328
14h	2,5	0,190685	3,84	0	0	1,34	0,077184
15h	3,75	0,2860275	3,26	0,49	0,03737426	0	0
16h	2,5	0,190685	2,46	0,04	0,00305096	0	0
17h	1	0,076274	1,52	0	0	0,52	0,029952
18h	0	0	0,51	0	0	0,51	0,029376
19h	0	0	0	0	0	0	0
20h	0	0	0	0	0	0	0
21h	0	0	0	0	0	0	0
22h	0,25	0,01795975	0	0,25	0,01795975	0	0
23h	0	0	0	0	0	0	0
Total	23,25	39,22 €	32,98	1,92	3,15 €	11,65	14,76 €

em que:

1. Consumo necessários: dado obtido através do Anexo B;
2. Energia adquirida à rede antes do autoconsumo (€/kWh): Consumo necessário  $\times$  preço de compra da energia à rede, de acordo com a época sazonal que esse mês estava inserido consultando a Tabela 5;

É importante referir quais foram os meses de Verão e os meses de Inverno que foram considerados no caso de estudo, sendo que os meses do período legal de Verão foram considerados os meses entre Abril e Outubro e para os meses de Inverno foram os restantes meses, ou seja, de Novembro até Março. Após este cálculo, de seguida multiplicamos o consumo por hora e por período com os valores da compra de energia à rede, ao preço estipulado no contrato, indicado na Tabela 4.

3. Produção PV (kWh): dados obtidos através do software do dimensionamento da conceção do projeto fotovoltaico que se apresenta na Figura 74;
4. Energia adquirida à rede após Autoconsumo (kWh): Consumo necessário – Produção PV. Caso valor da Produção > Consumo necessário, o excel automaticamente coloca o valor de 0;
5. Energia adquirida à rede após Autoconsumo (€/kWh): fazer o mesmo passo que o 1º passo, porém com os novos valores da energia adquirida à rede após autoconsumo;
6. Energia excedente após autoconsumo e injetada na rede (kWh): Produção – Consumo necessário. Caso o valor da Produção < Consumo necessário, o excel automaticamente coloca o valor de 0;
7. Preço de energia vendida a rede por excesso de produção (€/kWh): efetuar a equação (3), consoante o valor da energia excedente após autoconsumo e injetada na rede (kWh).

No total, sem a unidade de produção de energia elétrica, a unidade industrial iria pagar cerca de 39,22€ pelo consumo da energia ativa ( $\sum$  energia adquirida à rede antes do Autoconsumo  $\times$  22). O valor numérico 22 representa o nº de dias úteis em média por cada mês para o período semanal (segunda-feira à sexta-feira). Este processo repete-se também para a energia adquirida à rede após Autoconsumo.

Foi necessário realizar todo este processo para os restantes meses em estudo da unidade industrial, bem como para os períodos semanais e os de fim-de-semana.

A Figura 75, apresenta visualmente o diagrama de cargas em conjunto com a produção da UPAC, de modo a ter uma ideia gráfica da capacidade da UPAC. Mais gráficos poderão ser consultados no Anexo G contendo o balanço energético da UPAC com a conceção do projeto.

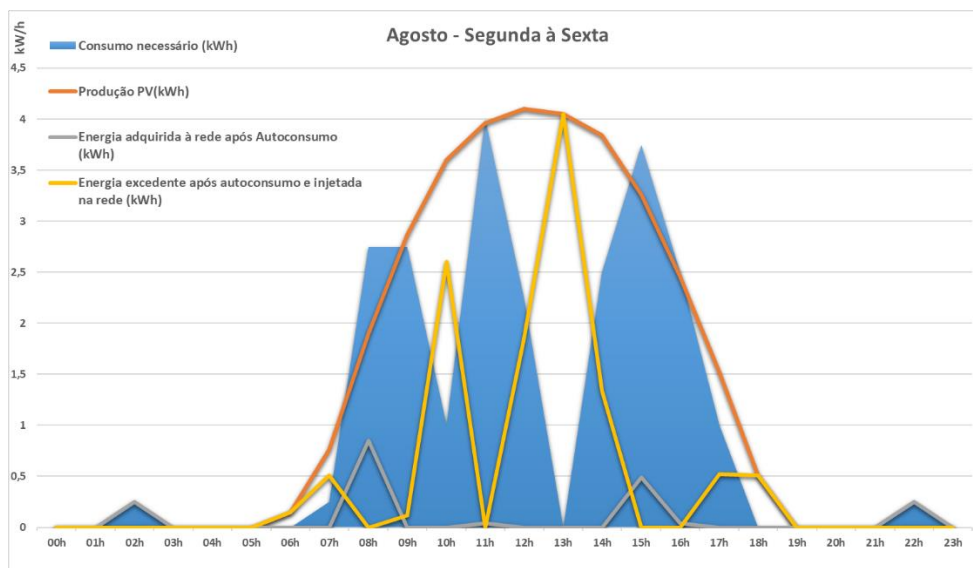


Figura 75 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Segunda à Sexta

Com a conceção do projeto realizado, foi possível verificar que iria ocorrer em média para o mês de Agosto no período semanal após a implementação uma poupança na casa dos 92%, dado que com a instalação da unidade de produção apenas iria pagar 3,15€ de consumo de energia ativa. No entanto, e como é um mês em que ocorre um elevado excedente ao nível da energia elétrica, uma vez que o consumo é inferior a produção na maior parte do dia, acontece que ainda conseguiria injetar na RESP, energia elétrica com um valor total de 14,76€. Posto isto, verifica-se que em média para este mês e para o respetivo período, a unidade industrial iria obter um retorno financeiro de 11,62€. A Tabela 15 apresenta esses mesmos resultados.

Tabela 15 - Balanço económico da UPAC em Agosto – Segunda à Sexta

Balanço económico da UPAC Agosto - Segunda à Sexta	
Custo de energia elétrica sem Autoconsumo (€)	39,22 €
Custo de energia elétrica após Autoconsumo (€)	3,15 €
Poupança com/sem Autoconsumo(€)	-36,07 €
Poupança (%)	91,97%
Valor da energia excedente vendida à rede (€)	14,76 €
Balanço final (€)	-11,62 €

Após realizado todos os cálculos necessário para o período semanal, foi necessário efetuar o mesmo procedimento para o período de fim-de-semana devido ao desfaseamento de consumo que existe entre os dias úteis e os dias de fim-de-semana. A Tabela 16, Tabela 17 e a Figura 76 representam o respetivo período de fim-de-semana.

Tabela 16 - Balanço económico da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Sábado e Domingo

<b>Agosto - Sábado e Domingo</b>							
Hora	Consumo necessário (kWh)	Energia adquirida à rede antes do Autoconsumo (€/kWh)	Produção PV(kWh)	Energia adquirida à rede após Autoconsumo (kWh)	Energia adquirida à rede após Autoconsumo (€/kWh)	Energia excedente após autoconsumo e injetada na rede (kWh)	Preço de energia vendida a rede por excesso de produção(€/kWh)
00:00 - 01:00	0	0	0	0	0	0	0
01:00 - 02:00	0,25	0,01795975	0	0,25	0,01795975	0	0
02:00 - 03:00	0	0	0	0	0	0	0
03:00 - 04:00	0	0	0	0	0	0	0
04:00 - 05:00	0	0	0	0	0	0	0
05:00 - 06:00	0	0	0	0	0	0	0
06:00 - 07:00	0	0	0,15	0	0	0,15	0,00864
07:00 - 08:00	0,25	0,01795975	0,76	0	0	0,51	0,029376
08:00 - 09:00	0	0	1,9	0	0	1,9	0,10944
09:00 - 10:00	0	0	2,87	0	0	2,87	0,165312
10:00 - 11:00	0	0	3,6	0	0	3,6	0,20736
11:00 - 12:00	0	0	3,96	0	0	3,96	0,228096
12:00 - 13:00	0	0	4,1	0	0	4,1	0,23616
13:00 - 14:00	0	0	4,05	0	0	4,05	0,23328
14:00 - 15:00	0,25	0,0190685	3,84	0	0	3,59	0,206784
15:00 - 16:00	0	0	3,26	0	0	3,26	0,187776
16:00 - 17:00	0	0	2,46	0	0	2,46	0,141696
17:00 - 18:00	0	0	1,52	0	0	1,52	0,087552
18:00 - 19:00	0	0	0,51	0	0	0,51	0,029376
19:00 - 20:00	0,25	0,0195765	0	0,25	0,0193225	0	0
20:00 - 21:00	0	0	0	0	0	0	0
21:00 - 22:00	0	0	0	0	0	0	0
22:00 - 23:00	0	0	0	0	0	0	0
23:00 - 24:00	0	0	0	0	0	0	0
Total	1	0,60 €	32,98	0,5	0,30 €	32,48	14,97 €

Para este caso, sem a unidade de produção de energia elétrica a unidade industrial iria pagar cerca de 0,60€ pelo consumo da energia ativa ( $\sum$  energia adquirida à rede antes do Autoconsumo  $\times$  8), assim como para a energia adquirida à rede após Autoconsumo.

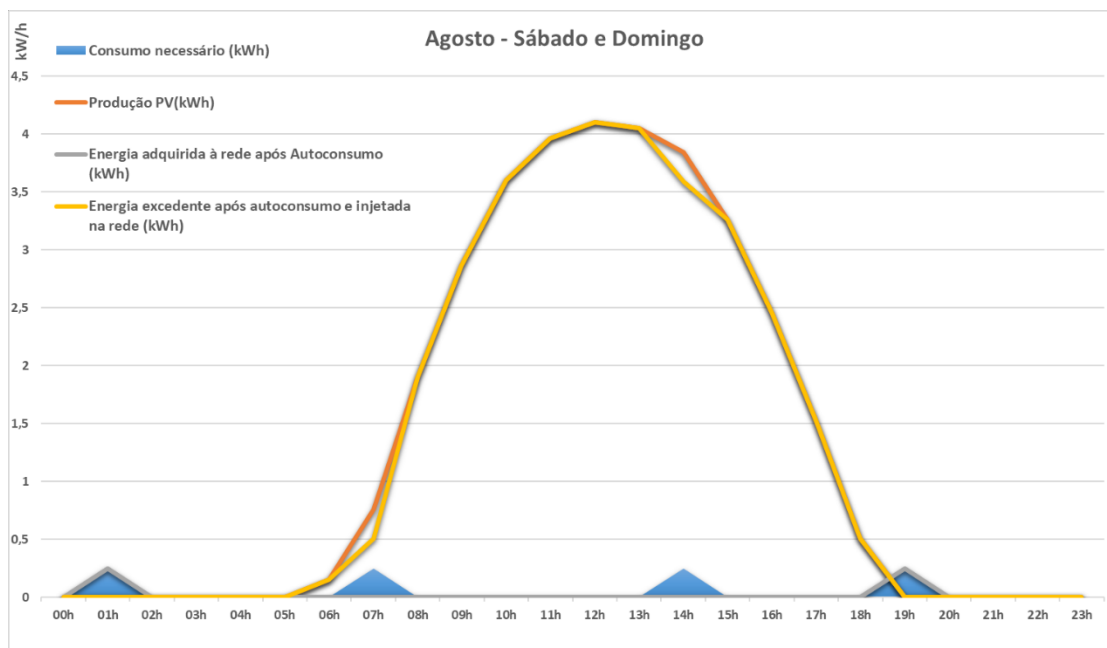


Figura 76 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Agosto – Sábado e Domingo

Tabela 17 - Balanço económico da UPAC em Agosto – Sábado à Domingo

Balanço económico da UPAC Agosto - Sábado e Domingo	
Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€)	0,60 €
Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€)	0,30 €
Poupança com/sem Autoconsumo(€)	-0,30 €
Poupança (%)	50,00%
Valor da energia excedente vendida à rede (€)	14,97 €
Balanço final (€)	-14,67 €

Para obter o resultado mensal, foi necessário juntar os dois períodos, ou seja, juntar o período semanal com o período de fim-de-semana. A Tabela 18 representa isso mesmo.

Tabela 18 - Balanço económico da UPAC para o mês de Agosto

Balanço económico da UPAC Agosto	
Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€)	39,81 €
Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€)	3,45 €
Poupança com/sem Autoconsumo(€)	-36,37 €
Poupança (%)	91%
Valor da energia excedente vendida à rede (€)	29,73 €
Balanço final (€)	-26,28 €

Com este resultado, foi possível verificar que com a instalação da unidade de produção de energia elétrica, para o mês de Agosto a unidade industrial iria obter os seguintes resultados:

- Custo da energia elétrica que iria ter sem a instalação da UPAC: 39,81€
- Custo da energia elétrica após a instalação da UPAC: 3,45€
- Poupança absoluta com a instalação da UPAC: 36,37€
- Poupança em termos de percentagem: 91%
- Valor da energia excedente que foi injetada na rede: 29,73€
- Balanço final: 26,28€

Posto isto, foi realizado o mesmo processo para todos os meses do ano, de acordo com o período temporal que foi escolhido.

## **5.6. VIABILIDADE ECONÓMICA**

Na avaliação de projetos recorre-se a critérios de rentabilidade de forma a suportar a decisão de investir ou não em determinado projeto de dimensionamento de acordo com o que foi referido anteriormente, para verificar a viabilidade da instalação da nossa unidade de produção de energia elétrica.

### **5.6.1. VARIÁVEIS ECONÓMICAS DE DECISÃO**

No âmbito da presente dissertação, a avaliação de investimentos terá em conta os critérios de rentabilidade usualmente utilizados para o efeito, nomeadamente o VAL através da avaliação dos cash-flows anuais e o Payback.

#### **5.6.1.1. VALOR ATUAL LÍQUIDO (VAL)**

O VAL tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus cash-flows, sendo por isso um indicador muito utilizado em estudos análise de viabilidade. Este mesmo indicador pode ser usado também para medir o valor de qualquer outro ativo que gere cash-flows (por exemplo, uma empresa, uma unidade industrial, um equipamento).

O termo Cash-Flow (em português, fluxos de caixa), designa o saldo entre as entradas e saídas de capital de uma empresa durante um determinado período de tempo, podendo ser calculado mediante a construção de um mapa de fluxos de tesouraria. Geralmente, e por uma questão de utilidade prática, os fluxos medidos não são rigorosamente de caixa, mas antes as transações de exploração que se traduzam em movimentos monetários no curto prazo. Desta forma, este conceito passa a incluir as vendas e os custos (excluindo obviamente os custos que não representam movimentos monetários como por exemplo as amortizações de instalações e equipamentos) e não os recebimentos e os pagamentos. Por vezes, no cálculo deste indicador, são utilizados apenas os custos de exploração e os proveitos de exploração. Neste caso, o resultado é o cash-flow de exploração, que mede capacidade da empresa em gerar disponibilidades através da sua atividade normal, isto é, além de expurgada de acontecimentos extraordinários, é também expurgada dos resultados das políticas de aplicações financeiras e de financiamento [57].

Por valor atual entende-se o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera cash-flow no futuro, é necessário atualizar o valor de cada um desses cash-flows e compará-los com o valor do investimento. No caso de o valor do investimento ser inferior ao valor atual dos cash-flows, o VAL é positivo o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva, tendo luz verde para avançar com o projeto.

Pelo cálculo do VAL, apura-se a rentabilidade do capital por via da análise dos fluxos líquidos atualizados, a taxa de atualização gerados pelo projeto em que a grosso modo, apuram-se os dividendos obtidos após o retorno do investimento.

$$\text{VAL} = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+i)^t} \quad (28)$$

em que:

- $CF_i$ : Cash-flow no ano  $i$ ;
- $t$ : taxa de atualização.

Nesse sentido, podemos encontrar três diferentes situações do VAL:

- Um  $VAL > 0$ , (positivo) viabiliza o investimento no projeto, uma vez que irá gerar retorno suficiente para cobrir o investimento inicial, em acréscimo com um excedente;
- Um  $VAL = 0$ , (nulo) implica a inexistência de prejuízo ou de lucro associados ao projeto, pelo que o investimento não irá gerar qualquer tipo de mais-valia;
- Um  $VAL < 0$ , (negativo) inviabiliza o investimento no projeto por força do registo do cenário contrário ao mencionado ao primeiro ponto, pelo que deverá ser rejeitado [58].

#### **5.6.1.2. PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DO INVESTIMENTO (PAYBACK)**

O Payback configura-se com o tempo, do número de períodos necessário para o fluxo de cash-flow do projeto assegurar o retorno do investimento inicial. Por outras palavras, o Payback é o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, através de fluxos de caixa positivos do cenário. Antes do Payback positivo, o projeto não recuperou todo investimento inicial, o que implica que, pelo menos, parte do capital investido ainda está em risco, em caso de fracasso do projeto. O Payback também é usado como medida de risco do projeto, uma vez que quanto maior o tempo de retorno, maior será o risco para o investidor, porque o investimento poderá não ser recuperado.

Para validar um determinado projeto sendo ele viável a nível económico, o Payback deve de ser inferior ao período útil de vida do projeto, ou seja,  $Payback < Tempo\ de\ vida\ útil$  estimado para determinado projeto [58].

### **5.6.2. VARIÁVEIS ECONÓMICAS DE DECISÃO PARA A INSTALAÇÃO**

#### **5.6.2.1. BALANÇO GLOBAL ECONÓMICO DA UPAC AO NÍVEL DO CONSUMO DE ENERGIA ATIVA**

Após todos os levantamentos económicos realizados no dimensionamento de unidade de produção de energia elétrica implementada na unidade industrial, foi estudado o impacto que a instalação da UPAC traria. A Tabela 19 representa a poupança que traria tal dimensionamento numa perspetiva anual.

Tabela 19 - Balanço económico anual da UPAC ao nível do consumo de energia ativa

Balanço global económico da UPAC ao nível do consumo da energia ativa	
Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€)	1 715,88 €
Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€)	601,30 €
Poupança com/sem Autoconsumo(€)	1 114,57 €
Poupança energética (%)	65%
Valor da energia excedente vendida à rede (€)	199,93 €
Balanço final (€)	401,37 €
Poupança após venda de energia excedente (%)	77%

em que:

- Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo:  $\sum$  de todos os custos da fatura elétrica sem Autoconsumo de todos os meses a que se refere o período de estudo dos diagramas de carga;
- Custo da fatura elétrica após Autoconsumo:  $\sum$  de todos os custos da fatura elétrica após Autoconsumo de todos os meses a que se refere o período de estudo dos diagramas de carga;
- Poupança que obtivemos na fatura de energia elétrica apenas com a instalação da UPAC:  $\sum$  da poupança energética de todos os meses a que se refere o período de estudo dos diagramas de carga após a instalação da UPAC;
- Valor de energia excedente vendida à rede:  $\sum$  de todos os valores de energia excedente vendida à rede de todos os meses a que se refere o período de estudo;
- Balanço final:  $\sum$  de todos os balanços finais de todos os meses a que se refere o período de estudo;
- Poupança global após a venda de energia excedente:  $1 - \frac{\text{Balanço final}}{\text{Custo da fatura elétrica sem a UPAC}}$ .

Ao nível do que a unidade industrial iria pagar e poderia vir a pagar pelo consumo da energia ativa antes e depois da instalação da fonte fotovoltaica dimensionada, foi

verificado que havia logo uma poupança na casa dos 1 114,57€ para o 1º ano após a instalação da unidade de produção, representando assim uma poupança energética na ordem dos 65% só ao nível do consumo de energia ativa. Contando também com a venda de energia excedente à rede elétrica, o balanço final iria ser em vez de pagar em média 1 715,88€ anuais só pelo consumo da energia ativa, irá pagar apenas 601,30€, e ainda iria vender energia elétrica à rede no valor de 200€ aproximadamente, perfazendo assim um balanço final de 400€ aproximadamente. Em termos de percentagem, este balanço perfaz uma poupança média anual a rondar os 77%.

#### **5.6.2.2. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS VARIÁVEIS PARA O CORRETO BALANÇO ECONÓMICO DA UPAC**

Para o aspeto de avaliação do cash-flow, é necessário ter em conta determinados parâmetros tais como:

- Perspetiva da variação média anual dos preços da eletricidade;
- Perspetiva da variação média dos consumos anuais para a unidade industrial;
- Perdas de rendimento da UPAC;
- Perspetiva da variação anual para o valor do preço de mercado médio em Portugal;
- Perspetiva dos aumentos dos preços médios do mercado.

Para tal, e recorrendo a estudos realizados por entidades do mercado para os próximos anos foi possível chegar aos seguintes valores:

- Variação média anual dos preços da energia elétrica: +1%
- Variação média anual do preço médio do mercado diário em Portugal: +1%

Para verificar estes últimos tópicos, foi realizado o levantamento dos últimos 7 anos do preço médio do mercado diário em Portugal, e foi verificado a variação que existia de ano para ano. Após verificar a respetiva variação, foi realizado uma média generalizada desses 7 anos, definindo assim esse valor como o valor que em média no futuro irá variar o respetivo preço da energia elétrica. A Tabela 20 representa a respetiva variação. Para obter

estes dados foi necessário consultar o portal do OMIE, e verificar os relatórios de preços para cada respetivo ano. Desta forma, foi assumido que para o estudo do preço médio do mercado diário em Portugal, e consequente aumento dos preços de energia elétrica seria um aumento anual de +1% comparado com o ano anterior.

Tabela 20 - Variação do preço médio do mercado diário em Portugal [56]

Ano	Preço médio do mercado diário em Portugal (€/MWh)	Variação (%)
2012	48,07 €	
2013	43,65 €	-10%
2014	41,86 €	-4%
2015	50,43 €	17%
2016	39,44 €	-28%
2017	52,48 €	25%
2018	57,45 €	9%
Total		1%

- Variação média anual do consumo da unidade industrial: +0,8%

Para este tópico, não possuíamos todos os dados necessários para estabelecer uma taxa de variação média anual, dado que não foi possível verificar os consumos anuais nos últimos anos da unidade industrial em estudo. No entanto, foi assumido que em média teremos uma taxa de crescimento do consumo de 0,8% ao ano, uma vez que a unidade industrial não está a pensar nos próximos anos aumentar o número de empregados nem o número de equipamentos industriais.

- Perdas de rendimento anuais da UPAC: 0,7%

Consultando o Datasheet do painel solar que foi escolhido para a instalação fotovoltaica que se encontra disponível no anexo E, verificou-se através dos dados do fabricante que o declínio da potência de saída não é mais que 0,7% por cada ano após a instalação.

### 5.6.3. ESTUDO DA VIABILIDADE FINANCEIRA DA CONCEÇÃO DO PROJETO

Posto as condições anteriormente mencionadas implementadas no dimensionamento, a Tabela 21 apresenta todos os aspetos económicos que foram tidos em consideração para o estudo da viabilidade financeira com a implementação desta UPAC, na unidade industrial.

Tabela 21 - Balanços económicos com a conceção do projeto

Nº de anos após a instalação da UPAC	Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€)	Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€)	Poupança com/sem Autoconsumo(€)	Poupança (%)	Valor da energia excedente vendida à rede (€)	Balanço final (€)
1	1 715,88 €	601,30 €	1 114,57 €	64,96%	199,93 €	1 314,51 €
2	1 746,76 €	616,33 €	1 130,43 €	64,72%	194,93 €	1 325,36 €
3	1 778,20 €	631,74 €	1 146,46 €	64,47%	190,06 €	1 336,52 €
4	1 810,21 €	647,54 €	1 162,67 €	64,23%	185,31 €	1 347,98 €
5	1 842,80 €	663,73 €	1 179,07 €	63,98%	180,68 €	1 359,75 €
6	1 875,97 €	680,32 €	1 195,65 €	63,74%	176,16 €	1 371,81 €
7	1 909,73 €	697,33 €	1 212,41 €	63,49%	171,75 €	1 384,16 €
8	1 944,11 €	714,76 €	1 229,35 €	63,23%	167,46 €	1 396,81 €
9	1 979,10 €	732,63 €	1 246,47 €	62,98%	163,27 €	1 409,75 €
10	2 014,73 €	750,94 €	1 263,78 €	62,73%	159,19 €	1 422,97 €
11	2 050,99 €	769,72 €	1 281,27 €	62,47%	155,21 €	1 436,49 €
12	2 087,91 €	788,96 €	1 298,95 €	62,21%	151,33 €	1 450,28 €
13	2 125,49 €	808,68 €	1 316,81 €	61,95%	147,55 €	1 464,36 €
14	2 163,75 €	828,90 €	1 334,85 €	61,69%	143,86 €	1 478,71 €
15	2 202,70 €	849,62 €	1 353,07 €	61,43%	140,26 €	1 493,34 €
16	2 242,35 €	870,86 €	1 371,48 €	61,16%	136,76 €	1 508,24 €
17	2 282,71 €	892,64 €	1 390,07 €	60,90%	133,34 €	1 523,41 €
18	2 323,80 €	914,95 €	1 408,84 €	60,63%	130,00 €	1 538,85 €
19	2 365,63 €	937,83 €	1 427,80 €	60,36%	126,75 €	1 554,55 €
20	2 408,21 €	961,27 €	1 446,94 €	60,08%	123,59 €	1 570,52 €
Total	40 871,01 €	15 360,06 €	25 510,95 €	62,57%	3 177,41 €	28 688,36 €

nota: para o 1ºano após a instalação da UPAC, os dados foram obtidos através da Tabela 19.

Para os restantes anos, foi realizado o seguinte:

- Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€): Valor pago anualmente no ano anterior  $\times$  [(variação anual dos preços da energia elétrica + variação média anual do consumo da unidade industrial)  $\times$  Valor pago anualmente no ano anterior];
- Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€): Valor pago anualmente no ano anterior  $\times$  [(Variação anual dos preços da energia elétrica + Variação média anual do consumo da unidade industrial + Perdas de rendimento anuais da UPAC)  $\times$  Valor pago anualmente no ano anterior];
- Poupança com/ sem Autoconsumo (€): Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€) - Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€);

- Poupança (%):  $1 - \left( \frac{\text{Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€)}}{\text{Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€)}} \right)$ ;
- Valor da energia excedente vendida à rede (€): Valor recebido anualmente no ano anterior  $\times$  [(Variação média anual do consumo da unidade industrial + Perdas de rendimento anuais da UPAC + Variação média anual do preço médio do mercado diário em Portugal)  $\times$  Valor recebido anualmente no ano anterior];
- Balanço final (€): Poupança com/sem Autoconsumo (€) - Valor da energia excedente vendida à rede (€).

Resumindo, os resultados finais deste dimensionamento são:

- Estimativa do que iria pagar de fatura energética sem a instalação da UPAC ao longo dos próximos 20 anos de energia ativa: 40 871,01€
- Estimativa do que iria pagar de fatura energética com a UPAC nos próximos 20 anos no consumo de energia ativa excluindo a venda da energia excedente à rede: 15 306,06€
- Balanço final da poupança da fatura elétrica com a instalação da UPAC para os próximos 20 anos: 28 688,36€

### **5.6.3.1. CASH-FLOW**

Geralmente, os projetos de investimento em FER apresentam um avultado investimento inicial, verificando-se receitas nos anos subsequentes, ou seja, a venda de energia e despesas associadas à operação e manutenção, assim como a os custos financeiros. Quando se pretende analisar um projeto de investimento em FER, um aspeto relevante a ter em conta compreenderá a verificação da energia produzida não representar custos superiores em relação à produção de energia por fontes convencionais. Como tal, dever-se-á ter em consideração o custo de eletricidade associado a cada tecnologia.

Ao executar um estudo de viabilidade económica de um projeto de investimento deverá trabalhar-se com valores estimados que dizem respeito a dados esperados que, naturalmente, possuem associado um determinado risco. O risco advém, principalmente, da

incerteza que existe na previsão dos valores estimados. Para uma análise correta do projeto, a componente de análise de risco deverá estar presente para auxiliar nas decisões de investimento, no setor fotovoltaico, e que possui subjacentes alguns pressupostos, tais como valor da tarifa, a localização da instalação, a tecnologia aplicada, a taxa de atualização, entre outros [59].

Para a implementação da instalação da UPAC, de acordo com o que foi referido até aqui, será necessário instalar a UPAC e isso acarreta os seus custos. A Tabela 22 representa esses mesmos custos da instalação da UPAC em estudo. Os outros custos dizem respeito ao hipotético valor que irá ser necessário gastar para a instalação (mão-de-obra, suportes de fixação, cabos elétricos, etc.)

Tabela 22 - Investimento inicial da instalação da UPAC

Equipamento	Preço de cada unidade (€)	Nº de unidades	Preço total (€)
Preço de cada painel solar	182,50 €	20	3 650,00 €
Preço de cada inversor	1 059,00 €	1	1 059,00 €
Outros custos de instalação	3 559 €	1	3 559,00 €
Total			8 268,00 €

A Tabela 23, apresenta o balanço financeiro realizado ao nível do Cash-flow no que toca ao dimensionamento da UPAC implementado na unidade industrial. Os custos de Operação e Manutenção anuais considerados foram de 5% do investimento inicial realizado [60] [61].

Tabela 23 - Balanço financeiro ao nível dos Cash-flow

Ano	Investimento na UPAC	Custos de operação & Manutenção	Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€)	Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€)	Poupança com/sem Autoconsumo(€)	Poupança (%)	Valor da energia excedente vendida à rede (€)	Balanço final (€)	Cash-flow
0	8 268,00 €	-	-	-	-	-	-	-	- 8 268,00 €
1	-	413,40 €	1 715,88 €	601,30 €	1 114,57 €	65%	199,93 €	1 314,51 €	- 7 366,89 €
2	-	413,40 €	1 746,76 €	616,33 €	1 130,43 €	65%	194,93 €	1 325,36 €	- 6 454,93 €
3	-	413,40 €	1 778,20 €	631,74 €	1 146,46 €	64%	190,06 €	1 336,52 €	- 5 531,81 €
4	-	413,40 €	1 810,21 €	647,54 €	1 162,67 €	64%	185,31 €	1 347,98 €	- 4 597,23 €
5	-	413,40 €	1 842,80 €	663,73 €	1 179,07 €	64%	180,68 €	1 359,75 €	- 3 650,88 €
6	-	413,40 €	1 875,97 €	680,32 €	1 195,65 €	64%	176,16 €	1 371,81 €	- 2 692,48 €
7	-	413,40 €	1 909,73 €	697,33 €	1 212,41 €	63%	171,75 €	1 384,16 €	- 1 721,72 €
8	-	413,40 €	1 944,11 €	714,76 €	1 229,35 €	63%	167,46 €	1 396,81 €	- 738,31 €
9	-	413,40 €	1 979,10 €	732,63 €	1 246,47 €	63%	163,27 €	1 409,75 €	258,04 €
10	-	413,40 €	2 014,73 €	750,94 €	1 263,78 €	63%	159,19 €	1 422,97 €	1 267,62 €
11	-	413,40 €	2 050,99 €	769,72 €	1 281,27 €	62%	155,21 €	1 436,49 €	2 290,70 €
12	-	413,40 €	2 087,91 €	788,96 €	1 298,95 €	62%	151,33 €	1 450,28 €	3 327,59 €
13	-	413,40 €	2 125,49 €	808,68 €	1 316,81 €	62%	147,55 €	1 464,36 €	4 378,54 €
14	-	413,40 €	2 163,75 €	828,90 €	1 334,85 €	62%	143,86 €	1 478,71 €	5 443,85 €
15	-	413,40 €	2 202,70 €	849,62 €	1 353,07 €	61%	140,26 €	1 493,34 €	6 523,79 €
16	-	413,40 €	2 242,35 €	870,86 €	1 371,48 €	61%	136,76 €	1 508,24 €	7 618,63 €
17	-	413,40 €	2 282,71 €	892,64 €	1 390,07 €	61%	133,34 €	1 523,41 €	8 728,64 €
18	-	413,40 €	2 323,80 €	914,95 €	1 408,84 €	61%	130,00 €	1 538,85 €	9 854,09 €
19	-	413,40 €	2 365,63 €	937,83 €	1 427,80 €	60%	126,75 €	1 554,55 €	10 995,24 €
20	-	413,40 €	2 408,21 €	961,27 €	1 446,94 €	60%	123,59 €	1 570,52 €	12 152,36 €

em que:

- Investimento na UPAC: apenas necessário para o ano 0, dado que se trata do investimento inicial necessário a efetuar para instalar a UPAC na unidade industrial, assim como demonstra a Tabela 22;
- Custos de operação & Manutenção: custo anual de 0,5% do investimento inicial da UPAC tal como foi referido anteriormente;
- Custo da fatura elétrica sem Autoconsumo (€), Custo da fatura elétrica após Autoconsumo (€), Poupança com/sem Autoconsumo (€), Poupança (%), Valor da energia excedente vendida à rede (€) e Balanço final (€): valores obtidos de acordo com a Tabela 21;
- Cash-flow: para o ano 0, é colocado o custo do investimento da UPAC, sendo que esse valor se representa como um valor negativo dado que se trata de um investimento. Para os posteriores anos o cálculo efetuado foi o valor numérico do Cash-flow do ano anterior – Custos de operação & manutenção + Balanço final (€).

#### **5.6.3.2. VAL**

Para a realização do estudo do VAL, foi necessário avaliar os cash-flows para cada ano que se encontram na Tabela 23. A Tabela 24 representa esse mesmo balanço.

Tabela 24 - Estudo do VAL da UPAC para o período de vida útil

Ano	Cash-flow
0	- 8 268,00 €
1	- 7 366,89 €
2	- 6 454,93 €
3	- 5 531,81 €
4	- 4 597,23 €
5	- 3 650,88 €
6	- 2 692,48 €
7	- 1 721,72 €
8	- 738,31 €
9	258,04 €
10	1 267,62 €
11	2 290,70 €
12	3 327,59 €
13	4 378,54 €
14	5 443,85 €
15	6 523,79 €
16	7 618,63 €
17	8 728,64 €
18	9 854,09 €
19	10 995,24 €
20	12 152,36 €

A Figura 77 representa a evolução do VAL ao longo do período de vida útil da UPAC a instalar na unidade industrial através de um gráfico.

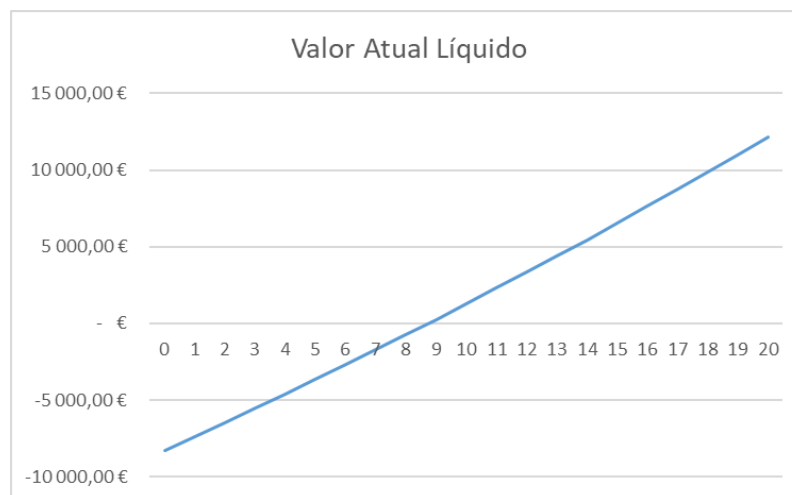


Figura 77 - Imagem ilustrativa do VAL para a conceção do projeto

### 5.6.3.3. PAYBACK

Já no que diz respeito ao Payback, observando os valores obtidos na Figura 77 e representados também pela Tabela 24 foi verificado que o período de retorno do investimento, ou seja o Payback seria entre o ano 8 e o 9 após a implementação da UPAC na unidade industrial .

## **5.7. CONCLUSÕES FINAIS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA FONTE FOTOVOLTAICA NA UNIDADE INDUSTRIAL**

O presente estudo económico do dimensionamento da instalação da respetiva UPAC apresenta os seguintes resultados:

✓ VAL: 12 152,36€

✓ Payback: 9 anos.

Com a obtenção destes resultados verificou-se que seria viável instalar a UPAC que foi dimensionada na unidade industrial.



# 6. ANÁLISE DA VIABILIDADE DE OUTRAS FONTES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

## 6.1. ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE COGERAÇÃO RENOVÁVEL

A cogeração é um processo de produção combinada de energia térmica e de energia elétrica, num sistema integrado, a partir de uma única fonte de combustível (fuelóleo, gás natural, biomassa, gás propano, resíduos industriais, etc.). O calor produzido pode ser utilizado diretamente no processo industrial, bem como recuperado e convertido para utilização em aquecimento de espaços e aquecimento de água.

## 6.2. COGERAÇÃO

Os sistemas de cogeração podem ser classificados como sistemas topping ou bottoming. Nos sistemas *topping*, a energia térmica para produção de eletricidade é extraída no nível mais alto de temperatura enquanto o calor útil é extraído no nível mais baixo. Nos sistemas *bottoming* a energia útil resulta da recuperação de calor de um processo que utiliza temperaturas mais elevadas. Na presente dissertação considerou-se apenas os sistemas de cogeração topping. Existem vários equipamentos para estes sistemas de cogeração que são brevemente descritos de seguida.

### 6.2.1. TURBINA A VAPOR

As turbinas a vapor são já uma tecnologia clássica, sendo utilizadas nas centrais térmicas convencionais (a carvão ou a fuel) e nas centrais de ciclo combinado (a gás natural).

O seu princípio de funcionamento teórico é baseado no ciclo de Rankine, cujo diagrama é apresentado de seguida na Figura 78.

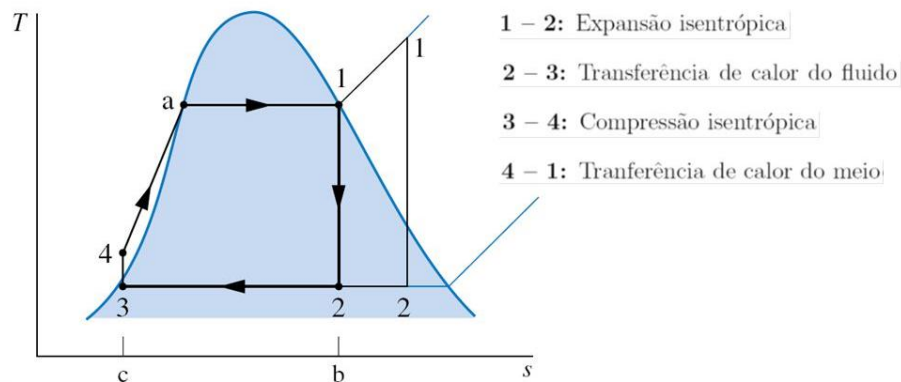


Figura 78 - Ciclo ideal de Rankine [62]

Contudo, o tipo de turbina descrito anteriormente, denominado por turbina de condensação, não é o que deve ser usado nos sistemas de cogeração porque é pensado para otimizar a conversão elétrica pura.

Assim, é mais conveniente usar turbinas a vapor de contrapressão (ou de não-condensação), quando o objetivo é a aplicação em sistemas de cogeração. Nestas, o vapor que abandona a turbina é enviado diretamente para o processo industrial. A denominação destas turbinas explica-se pelo facto de o vapor ser rejeitado a pressões próximas da pressão atmosférica e, deste modo, superiores ao vácuo que se verifica no condensador.

A utilização do vapor a estas pressões mais elevadas prejudica o rendimento elétrico, mas melhora substancialmente o rendimento térmico. Na Figura 79, observa-se o esquema típico de uma cogeração com turbina a vapor de contrapressão [63].

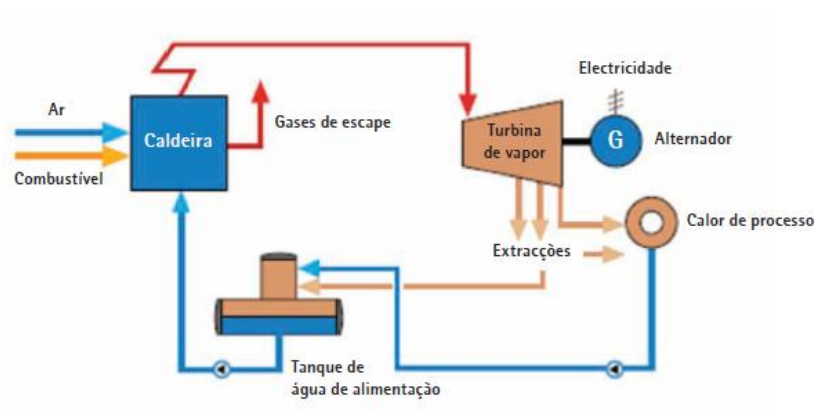


Figura 79 - Esquema de cogeração baseada numa turbina a vapor de contrapressão [63]

A turbina a vapor é um equipamento que aproveita a energia calorífica do vapor (energia potencial), que é transformada em energia cinética devido a sua expansão através dos bocais. Esta energia então é transformada em energia mecânica de rotação devido à força do vapor agindo nas pás rotativas. Esta energia mecânica pode ser utilizada para mover equipamentos e quando junto a um gerador a turbina a vapor, obtém-se a transformação da energia mecânica em energia elétrica. A Figura 80 representa todas estas etapas mencionadas anteriormente.

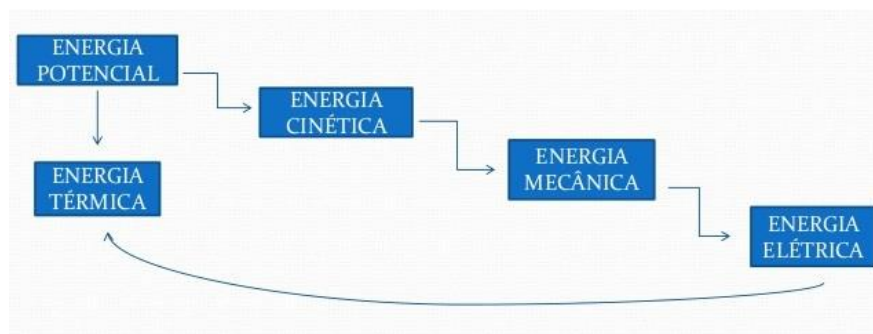


Figura 80 - Processo de uma turbina a vapor [64]

Utiliza-se esta turbina sobretudo para gerar energia elétrica ao queimar o carvão, pois com o auxílio do calor que é libertado na combustão do carvão, evapora-se a água e o seu vapor impulsiona as turbinas que a fazem girar os geradores elétricos.

#### 6.2.1.1. COMPONENTES DE UMA TURBINA A VAPOR

Os principais componentes de uma turbina a vapor são:

- Rotor: é o elemento móvel da turbina (envolvido pelo estator), cuja função é transformar a energia cinética do vapor em trabalho mecânico através de recetores fixos. Na Figura 81 é possível visualizar este tipo de componente.



Figura 81 - Exemplo do rotor de uma turbina a vapor [65]

- Estator: é o elemento fixo da turbina (que envolve o rotor) cuja função é transformar a energia potencial (térmica) do vapor em energia cinética através dos distribuidores. Na Figura 82 é possível visualizar este tipo de componente.



Figura 82 - Estator de uma turbina a vapor [66]

- Bocais: a turbina a vapor é alimentada através desses elementos. O seu trabalho é obter uma distribuição adequada de vapor. Na Figura 83 é possível visualizar este tipo de componente [64].



Figura 83 - Bocal de uma turbina a vapor [67]

## 6.2.2. TURBINA A GÁS

As turbinas a gás são frequentemente utilizadas em instalações de cogeração de larga escala devido à sua elevada fiabilidade e gama de potência grande. A turbina a gás funciona de acordo com o ciclo de Brayton com a saída dos gases de escape a uma temperatura considerável de cerca de 540°C.

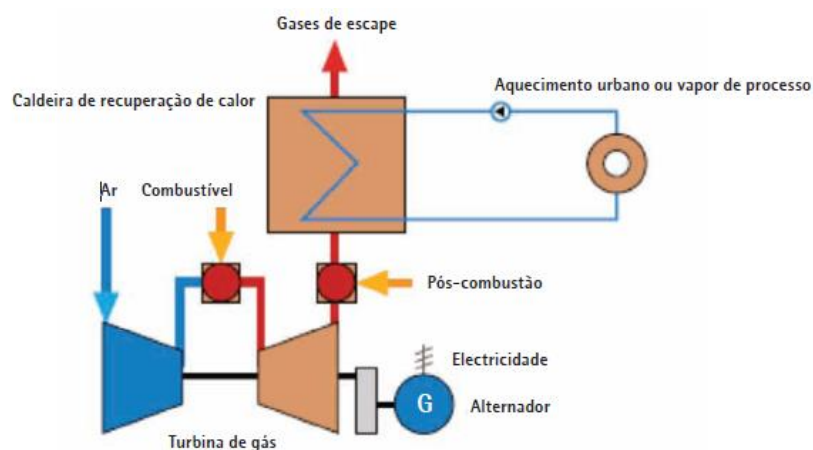


Figura 84 - Esquema típico de uma central de cogeração com turbina a gás [63]

A Figura 84 mostra uma central típica de cogeração com turbina a gás. Neste tipo de centrais os produtos da combustão são utilizados para gerar eletricidade e a energia térmica recuperada no escape destes é utilizada para produzir vapor para diversas aplicações numa caldeira de recuperação de calor. A turbina a gás pode ser associada a uma turbina a vapor criando uma central de ciclo combinado. Este tipo de central é utilizado nas grandes centrais de produção elétrica e permite um aumento da eficiência elétrica numa gama entre 35- 45% com um rácio eletricidade calor entre 0,6 – 2,0.

Vantagens:

- Arranque rápido e manutenção simples;
- Não necessita de arrefecimento;
- Elevada fiabilidade;
- Baixa poluição ambiental (emissões reduzidas);
- Disponibiliza calor a elevada temperatura.

Desvantagens:

- Baixa eficiência a carga parcial;
- Requer longas horas de operação;
- Tempo de vida útil curto;
- Custo do combustível elevado [39].

### 6.2.3. CICLO COMBINADO

Um sistema de cogeração de ciclo combinado trata-se de uma associação das duas tecnologias anteriores. Assim, integra uma ou mais turbinas a gás que acionam os alternadores respetivos. A recuperação do calor proveniente dos gases de exaustão é utilizada para a produção de vapor que, posteriormente, é expandido numa turbina a vapor, produzindo-se também energia elétrica dessa forma.

A cogeração em ciclo combinado maximiza a produção de energia elétrica, podendo existir facilmente produção de energia térmica, através de extrações de vapor. Na Figura 85, encontra-se representado um esquema de princípio de um sistema de cogeração que recorre à tecnologia de ciclo combinado [63].

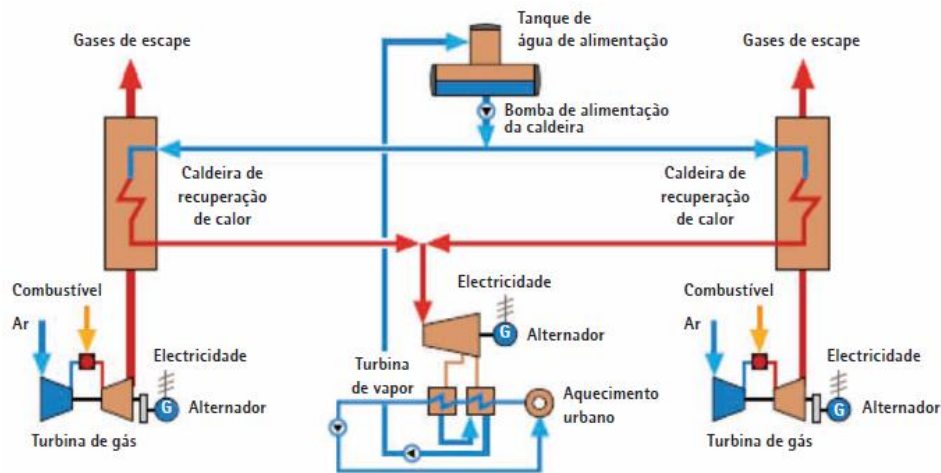


Figura 85 - Esquema de uma solução de cogeração com ciclo combinado [63]

### 6.2.4. MOTOR ALTERNATIVO DE COMBUSTÃO INTERNA

Um motor alternativo de combustão interna é uma máquina térmica que transforma energia proveniente de uma reação química em energia mecânica. Estes motores podem ter dois tipos de configuração - ciclo Otto ou ciclo Diesel - de acordo com o seu modo de ignição. Num motor de ciclo Otto a mistura de ar e combustível é comprimida em cada cilindro e a ignição é provocada por uma faísca. Num motor de ciclo a Diesel apenas ar é comprimido no cilindro sendo o combustível injetado na fase final do ciclo de compressão e dando a sua ignição espontânea devido à alta temperatura do ar comprimido.

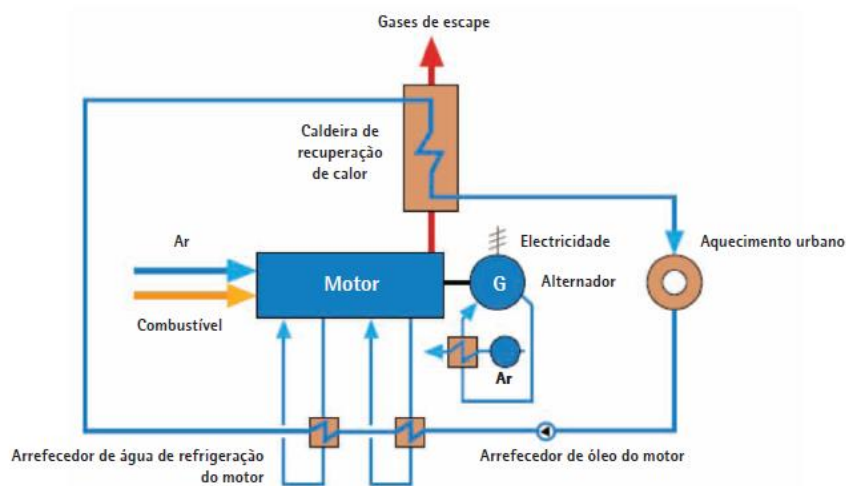


Figura 86 - Esquema de uma solução de cogeração com motor alternativo [63]

Estes motores possuem vários parâmetros de funcionamento:

- Ponto Morto Superior (PMS): é a posição extrema do pistão, na parte superior do cilindro, definindo o volume mínimo deste;
- Ponto Morto Inferior (PMI): é a posição extrema do pistão, na parte inferior do cilindro, definindo o volume máximo deste;
- Volume de admissão: é o volume existente entre o PMS e o PMI e é dado por:

$$\text{Volume de admissão} = \pi \times \text{raio}_{\text{cilindro}}^2 \times \text{curso}_{\text{pistão}} \quad (29)$$

- Tempo motor: corresponde ao deslocamento do pistão, desde o PMS até ao PMI, que resulta da expansão dos gases, na combustão;
- Curso do pistão: é a distância percorrida entre o PMS e o PMI;
- Volume da câmara de combustão: é o volume ocupado pela mistura ar/combustível, quando o pistão se encontra no PMS;
- Taxa de compressão: corresponde à relação volumétrica, no cilindro, antes e depois da compressão, e é dada por [63]:

$$\text{Taxa de compressão} = \frac{\text{Volume admissão} + \text{Volume câmara de combustão}}{\text{Volume câmara de combustão}} \quad (30)$$

#### 6.2.4.1. MOTOR DE QUATRO TEMPOS – CICLO DE OTTO

Este motor, também conhecido por motor de explosão devido à forma como se realiza a ignição, baseia o seu funcionamento num ciclo termodinâmico idealizado pelo engenheiro francês Alphonse Beau de Rochas, em 1862. Nikolaus Otto, um engenheiro alemão, construiu um motor que operava com este ciclo, em 1876, embora este não fosse exatamente igual aos motores atuais. A câmara de combustão contém um cilindro, uma válvula de admissão, uma válvula de escape e uma vela de ignição. No interior do cilindro, move-se um pistão que se encontra acoplado à biela e esta articula com a cambota. Assim, a cambota transforma o movimento retilíneo de ida e volta do conjunto pistão-biela num movimento rotativo.

Estes motores utilizam como combustível gasolina, álcool, gás natural, bio etanol ou biogás. A Figura 87 ilustra os principais componentes de um motor de combustão interna.

O ciclo de trabalho de um motor Otto define-se em quatro tempos distintos, compreendendo duas voltas na cambota ou quatro cursos completos do pistão. Considerando o uso de apenas duas válvulas, que são comandadas pelos ressaltos da árvore de cames, uma de admissão, que permite a introdução no cilindro de uma mistura gasosa composta por ar e combustível, e outra de escape, que permite a expulsão para a atmosfera dos gases queimados, o ciclo de funcionamento de um motor de combustão interna a quatro tempos é o seguinte:

- Com o pistão no PMS é aberta a válvula de admissão, enquanto se mantém fechada a válvula de escape. A mistura gasosa é regulada pelo sistema de alimentação. O pistão é impulsionado para baixo, pelo veio de manivelas, movendo-se então até ao PMI. Assim, a cambota rodou meia volta. Este primeiro curso do pistão é o primeiro tempo do ciclo, ou tempo de admissão;
- Nesta altura, fecha-se a válvula de admissão, ficando o cilindro cheio com a mistura gasosa, que é comprimida pelo pistão, impulsionado no sentido ascendente, em direção à cabeça do motor, pelo veio de manivelas, até atingir novamente o PMS. Durante este movimento, as duas válvulas encontram-se fechadas. A cambota completa uma volta. Este segundo curso do pistão constitui o segundo tempo do ciclo, ou tempo de compressão;

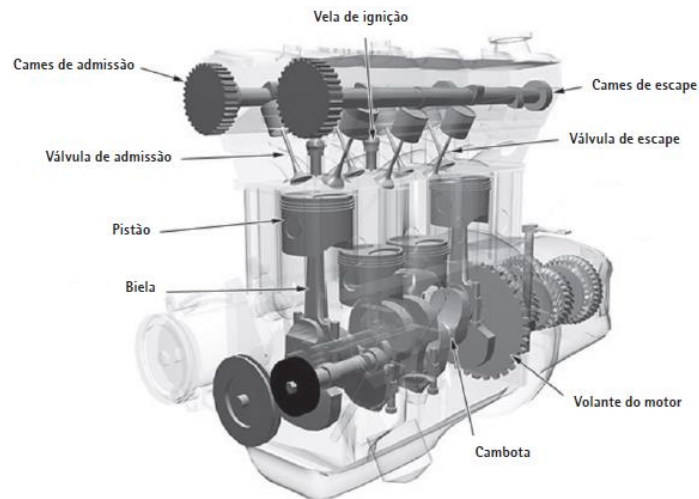


Figura 87 - Imagem ilustrativa de um motor de quatro tempos do ciclo de Otto [63]

- Quando o pistão atinge o PMS, a mistura gasosa que se encontra comprimida no espaço existente entre a face superior do pistão e a cabeça do motor, o que se denomina por câmara de combustão, é inflamada devido à faísca produzida pela vela e explode. O aumento de pressão, causado pelo movimento de expansão dos gases, empurra o pistão até ao PMI, impulsionando assim o veio de manivelas e produzindo a força rotativa necessária ao movimento do eixo do motor. Nesta fase, a cambota rodou uma volta e meia. Este terceiro curso do pistão é o terceiro tempo do ciclo, também designado por tempo de explosão, tempo motor ou tempo útil, uma vez que é o único em que efetivamente se produz trabalho;
- O cilindro encontra-se agora cheio de gases resultantes da combustão da mistura. Nesta altura, o pistão retoma o seu movimento ascendente, impulsionado pelo veio de manivelas, e a válvula de escape abre. Permite-se, assim, a expulsão dos gases para a atmosfera, impelidos pelo pistão no seu movimento até ao PMS, e a válvula de escape volta a fechar. A cambota completou duas voltas. Este último curso do pistão é o quarto tempo do ciclo, o tempo de exaustão ou de escape.

Após a expulsão dos gases, o motor retorna às condições iniciais, permitindo que o ciclo se repita. A Figura 88 ilustra os quatro tempos descritos.

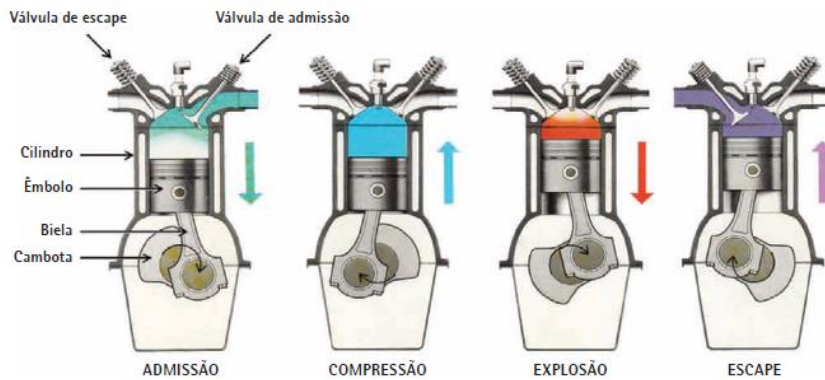


Figura 88 - Caracterização dos quatro tempos do ciclo de Otto [63]

A Figura 89 contém os diagramas P, v e T, s do ciclo de Otto e as suas etapas:

- 1 - 2: compressão isentrópica da mistura, pelo movimento ascendente do pistão;
- 2 - 3: adição de calor, a volume constante, devido à ignição da mistura ar-combustível e conseqüente explosão, e aumento da pressão;
- 3 - 4: expansão isentrópica causada pelo movimento descendente do pistão;
- 4 - 1: rejeição de calor, a volume constante, pela abertura da válvula de escape [63].

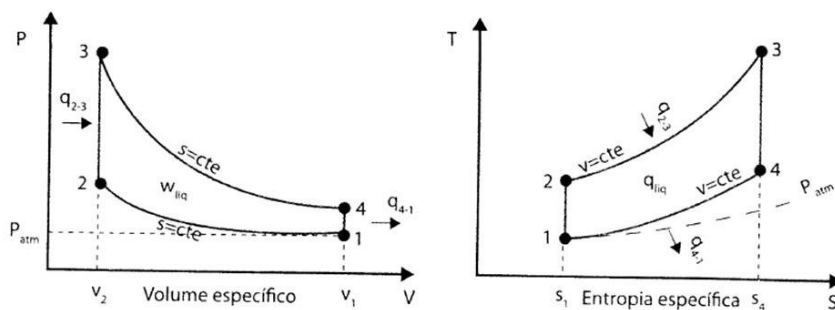


Figura 89 - Diagrama P, v e diagrama T, s do ciclo de Otto [68]

#### 6.2.4.1. MOTOR DE DOIS TEMPOS – CICLO DE DIESEL

Este motor foi inicialmente desenvolvido pelo engenheiro alemão Rudolf Diesel, em 1894. A sua característica distintiva é a eliminação da necessidade de um circuito elétrico para proceder à ignição. Neste caso, o combustível é queimado por ação do calor libertado, quando a mistura é comprimida a uma taxa bastante elevada.

Os motores diesel utilizam como combustível o gasóleo, o óleo diesel e o biodiesel. O ciclo de Diesel contém dois tempos, cada um definido por dois momentos:

- Inicia-se com o pistão no PMS e a válvula de admissão aberta. O pistão, ao descer, aspira o ar para o interior do cilindro. Este é o momento de admissão;
- O pistão atinge o PMI, iniciando-se então a compressão. A diminuição do volume provoca um aumento substancial da temperatura do ar, dentro do cilindro. Este momento é designado por momento de compressão;
- No movimento de subida do pistão, ligeiramente antes do PMS, o combustível começa a ser pulverizado pelo injetor, em finas gotículas, misturando-se com o ar quente até se dar a combustão. Esta é controlada pela taxa de injeção de combustível, isto é, pela quantidade de combustível injetado. A combustão provoca a expansão, que começa após o PMS, e o combustível continua a ser pulverizado até momentos antes do PMI. Este é o momento de expansão;
- Por fim, o pistão retorna ao PMS, provocando a expulsão dos gases de combustão do cilindro. Este último momento denomina-se por exaustão ou escape.

O motor fica então em condição de retomar o ciclo. A Figura 90 expõe o modo de funcionamento descrito anteriormente.

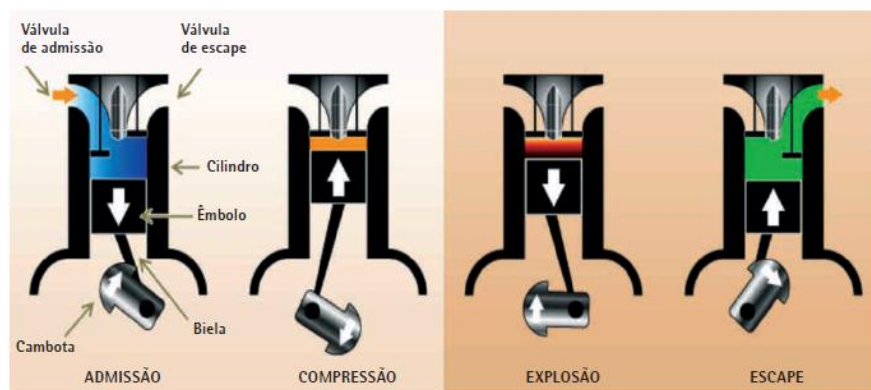


Figura 90 - Motor de dois tempos do ciclo de Diesel [63]

A Figura 90 ilustra os diagramas P,v e T,s do Ciclo de Diesel, constituído pelas seguintes etapas:

- 1 - 2: compressão isentrópica da mistura, devido ao movimento ascendente do pistão;
- 2 - 3: adição de calor, a pressão constante, devido à ignição da mistura ar-combustível e conseqüente explosão, e aumento da pressão;
- 3 - 4: expansão isentrópica causada pelo movimento descendente do pistão;
- 4 - 1: rejeição de calor, a volume constante, pela abertura da válvula de escape [63].

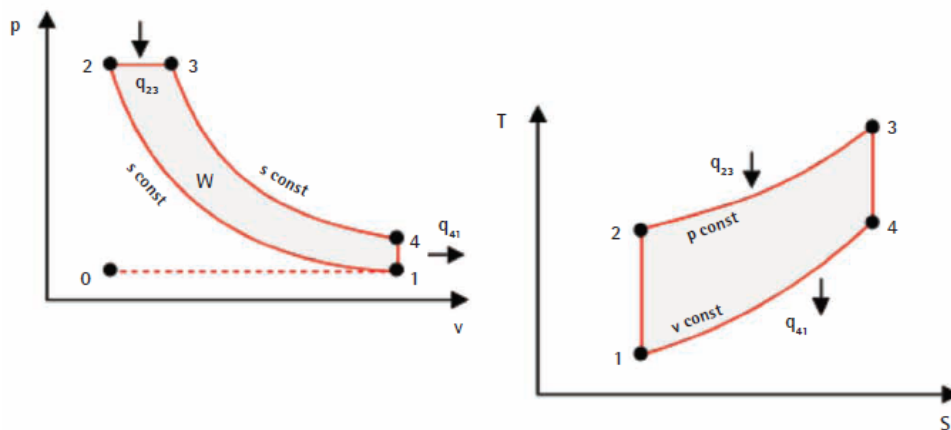


Figura 91 - Digrama P,v e digrama T,s do ciclo de Diesel [63]

### 6.3. COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES TECNOLOGIAS

Alguns dos fatores a considerar na seleção da tecnologia a usar, num dado projeto, são:

- As necessidades elétricas e térmicas da instalação, em situação normal e de pico;
- O andamento temporal destas necessidades, bem como o intervalo de tempo máximo tolerado pela instalação, sem que estas sejam satisfeitas;
- A prioridade das necessidades;
- O tipo de calor requerido;
- A rapidez de resposta exigido;

- Os tipos de combustível disponíveis, quer no imediato, quer a longo prazo, e o seu preço atual, bem como a evolução que é esperada neste capítulo;
- A disponibilidade comercial dos diversos equipamentos e a existência de uma boa resposta, em termos de serviços de manutenção, assim como os seus tempos de vida;
- As condições físicas da própria instalação, tais como o espaço disponível, condições do solo, entre outras;
- Os tempos de montagem das diversas tecnologias;
- Os custos associados a cada uma das possíveis escolhas.

A Tabela 25 elenca as principais vantagens e inconvenientes de cada uma das tecnologias de cogeração.

Tabela 25 - Vantagens e desvantagens da cogeração consoante o tipo de tecnologia [63]

Tipo de tecnologia	Vantagens	Desvantagens
<b>Turbinas a gás</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Elevada fiabilidade;</li> <li>› Baixo nível de emissões poluentes e de vibrações;</li> <li>› Não necessitam de refrigeração;</li> <li>› Disponibilizam calor a elevadas temperaturas, normalmente entre 500° C a 600° C;</li> <li>› Manutenção simples e rápida;</li> <li>› Arranque rápido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Rendimento reduzido em funcionamento a carga parcial;</li> <li>› Operação com gás a alta pressão;</li> <li>› Potência de saída diminui com o aumento da temperatura ambiente;</li> <li>› Menor eficiência em processos com poucas necessidades térmicas;</li> <li>› Limitação no tipo de combustível.</li> </ul>
<b>Turbinas a vapor de contrapressão</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Rendimento global elevado;</li> <li>› Possibilidade de operação com diversos tipos de combustível;</li> <li>› Disponibilizam calor a temperaturas muito elevadas;</li> <li>› Elevada fiabilidade;</li> <li>› Tempo de vida útil elevado;</li> <li>› Vapor a alta pressão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Rendimento eléctrico baixo;</li> <li>› Arranque lento.</li> </ul>
<b>Motores alternativos ou de combustão interna</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Bom desempenho em funcionamento a carga parcial;</li> <li>› Rendimento eléctrico elevado;</li> <li>› Arranque rápido;</li> <li>› Operação com gás a baixa pressão;</li> <li>› Disponibilizam dois níveis de temperatura: gases de escape e arrefecimento do motor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>› Custos de manutenção elevados;</li> <li>› Apenas disponibilizam calor a baixas temperaturas;</li> <li>› Nível mais elevado de emissões poluentes;</li> <li>› Necessidade de refrigeração;</li> <li>› Provocam ruído de baixa frequência.</li> </ul>

A Tabela 26 apresenta os valores de referência das diversas tecnologias de cogeração, ao nível da potência normalmente instalada, do rendimento elétrico, do rendimento global, do tempo médio de vida, do custo médio por cada kW de energia bem como o combustível usado para cada tecnologia.

Tabela 26 - Valores de referência das diversas tecnologias de cogeração [69]

Tecnologia	Potência (MW <sub>e</sub> )	Rendimento Eléctrico (%)	Rendimento Global (%)	Tempo de Vida (anos)	Custo (€/kW <sub>e</sub> )	Combustível
Turbina a Vapor	0,05-500	7 - 20	60 - 80	25 - 35	800 - 1600	Qualquer
Turbina a Gás	0,25 - 50	25 - 42	60 - 87	15 - 20	400 - 800	Gás Natural, Propano, Biogás
Motor – Ciclo Otto	0,003 - 6	25-43	70 - 92	20	650 - 1300	Gás natural, propano, butano, biogás
Motor – Ciclo Diesel	0,005 - 20	35 - 45	65 - 90	20	300 - 800	De vários tipos de fuelóleo ao gasóleo

#### 6.4. MANUTENÇÃO

No geral, os sistemas de cogeração possuem custos associados à sua manutenção mais elevados do que os sistemas convencionais de produção separada de electricidade e calor. Tal sucede devido ao facto destes sistemas possuírem um maior número de peças móveis e, como tal, estarem sujeitos a um maior desgaste provocado pelo seu funcionamento.

Existem dois tipos de manutenção que estão presentes em qualquer tecnologia de cogeração: a periódica e a forçada. A primeira relaciona-se com eventos previstos pelo fabricante do equipamento e cuja realização contribui para a longevidade do mesmo, para o seu bom funcionamento e para a diminuição de situações de manutenção forçada.

Como exemplos, refiram-se as mudanças de óleo, de filtros, de velas de ignição, de líquidos de refrigeração e de alguns componentes de desgaste, tais como as pás, no caso das turbinas. A segunda ocorre quando existem avarias, tais como a necessidade de substituir os pistões, num motor, devido a um sobreaquecimento.

Por norma, ambos os tipos de manutenção requerem a interrupção da operação do sistema e, como tal, devem ser realizadas nos períodos em que causem menor transtorno, quer operacional, tendo em conta a evolução temporal das necessidades energéticas da

instalação, quer económico, sob o ponto de vista do preço de venda da eletricidade à rede [63].

## **6.5. LEGISLAÇÃO**

O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro de 2010, alterado pelos Decretos-Leis nº 312/2001, de 10 de Dezembro, e nº313/2001, de 10 de Dezembro, estabeleceu as regras aplicáveis à produção combinada de calor e eletricidade, vulgarmente conhecida como cogeração. Desde então, contudo, o sector energético, de uma forma geral, e o sector eléctrico, de uma forma particular, conheceram novos desafios organizacionais e ambientais.

Por outro lado, as crescentes preocupações com a defesa do ambiente tornaram necessário um maior estreitamento das políticas ambiental e energética, de forma a viabilizar o cumprimento dos compromissos assumidos internacionalmente, em particular quanto à limitação das emissões dos gases que provocam o efeito de estufa, objeto da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, do Protocolo de Quioto dela decorrente e recentemente do Acordo de Copenhaga.

Neste contexto, a promoção da cogeração de elevada eficiência com base na procura de calor útil é considerada prioritária, devido ao seu potencial de poupança de energia primária e, conseqüentemente, de redução das emissões de CO<sub>2</sub>, bem como à diminuição significativa das perdas na rede associada à descentralização da produção eléctrica e também da potencial contribuição para a segurança de abastecimento.

Assim, o presente decreto-lei procede ao enquadramento da atividade de produção em cogeração, estabelecendo o respetivo regime jurídico e remuneratório. O regime remuneratório agora instituído assenta em duas modalidades, à escolha do promotor da cogeração, acessíveis a cogerações eficientes ou de elevada eficiência. A modalidade geral é acessível a todas as cogerações sem restrições de potência instalada. Nesta modalidade geral, a remuneração da energia térmica e eléctrica produzida faz -se principalmente com apelo às regras de mercado, ainda que se preveja o pagamento temporário de um prémio de participação de mercado, relativamente a instalações de capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW. A modalidade especial é acessível somente a cogerações com capacidade instalada igual ou inferior a 100 MW. Nesta modalidade a remuneração da energia térmica processa-se em condições de mercado, mas a energia eléctrica é entregue à rede para

comercialização pelo CUR, em contrapartida de uma tarifa de referência temporária, de valor a definir em portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, a qual é complementada com o pagamento de prémios de eficiência.

Disposições gerais do Decreto de Lei nº23/2010:

- O presente decreto-lei estabelece a disciplina da atividade de cogeração e procede à transposição para a ordem jurídica interna da Diretiva n.º 2004/8/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro;
- Para efeitos do presente decreto-lei, entende -se por cogeração a produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia elétrica e, ou se for o caso, mecânica;
- A unidade capaz de operar em modo de cogeração designa -se por instalação ou unidade de cogeração e a entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada denomina-se cogrador;
- As instalações de cogeração com uma capacidade instalada inferior a 1 MW são designadas por cogeração de pequena dimensão;
- A cogeração de pequena dimensão cuja capacidade máxima seja inferior a 50 kW denomina -se microcogeração.

Modalidade de regime remuneratório da produção em cogeração:

- A remuneração da energia fornecida pelo cogrador enquadrado na modalidade especial efetua -se nos termos seguintes:
  - Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda é o que resultar dos contratos livremente celebrados entre o cogrador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;
  - Fornecimentos de energia elétrica ao CUR, sendo que o preço de venda é igual a uma tarifa de referência;

- Um prémio de eficiência, calculado em função da poupança de energia primária de cada instalação de cogeração;
- Um prémio de energia renovável, em função da proporção de combustíveis de origem renovável consumidos.

As tecnologias de cogeração abrangidas pelo presente decreto-lei são as seguintes:

- Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor;
- Turbinas a vapor de contrapressão;
- Turbinas de condensação com extração de vapor;
- Turbinas de gás com recuperação de calor;
- Motores de combustão interna;
- Microturbinas;
- Motores Stirling;
- Células de combustível;
- Motores a vapor;
- Ciclos orgânicos de Rankine [70].

#### **6.5.1. CÁLCULO DA ELETRICIDADE PRODUZIDA**

Os valores utilizados para o cálculo da eletricidade produzida em cogeração serão determinados com base no funcionamento esperado ou efetivo da unidade em condições normais de utilização. No caso das unidades de microcogeração, o cálculo pode basear-se em valores certificados, em que a eletricidade produzida em cogeração será considerada igual à produção de eletricidade anual total da unidade medida à saída dos geradores principais. De seguida iremos ver todos os cálculos necessário para apurarmos os rendimentos elétricos da cogeração de acordo com o decreto de lei atual.

A cogeração é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$E_{CHP} = H_{chp} \times C \quad (31)$$

em que:

- $E_{CHP}$  : é a quantidade de eletricidade produzida em cogeração;
- $C$ : é o rácio eletricidade/calor (entendido como o rácio entre a eletricidade produzida em cogeração e o calor útil produzido exclusivamente em modo de cogeração, utilizando dados operacionais da unidade em causa);
- $H_{chp}$ : é a quantidade de calor útil produzida em cogeração (calculada para o efeito como produção total de calor, deduzindo o calor que seja eventualmente produzido em caldeiras separadas ou por extração de vapor vivo do gerador de vapor antes da turbina).

O cálculo da eletricidade produzida em cogeração deve basear -se no rácio efetivo eletricidade/calor. Se o rácio efetivo eletricidade/calor de uma unidade de cogeração não for conhecido, podem ser utilizados, nomeadamente para fins estatísticos, os seguintes valores implícitos para as unidades de cogeração, desde que a eletricidade produzida em cogeração assim calculada seja igual ou inferior à produção total de eletricidade da unidade. Na Figura 92 apresenta os valores do rácio implícito eletricidade/calor para cada tipo de unidade de acordo com o Decreto de Lei nº23/2010.

Tipo de unidade	Rácio implícito electricidade/calor, C
Turbinas de gás em ciclo combinado com recuperação de calor . . . . .	0,95
Turbinas a vapor de contrapressão. . . . .	0,45
Turbinas de condensação com extração de vapor . . . .	0,45
Turbinas de gás com recuperação de calor . . . . .	0,55
Motores de combustão interna. . . . .	0,75

Figura 92 - Rácio implícito eletricidade/calor por tipo de tecnologia da cogeração [70]

### 6.5.2. CÁLCULO DA POUPANÇA DE ENERGIA PRIMÁRIA

Para efeitos do presente decreto-lei, a poupança de energia primária (PEP) da atividade da cogeração relativamente à produção separada de calor e de eletricidade é medida de acordo com a equação (32).

$$PEP = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right] \times 100\% \quad (32)$$

em que:

- *CHP Hη*: é a eficiência térmica do processo, definida como a produção anual de calor útil dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor e de eletricidade;
- *Ref Hη*: é o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor;
- *CHP Eη*: é a eficiência elétrica, definida como a produção total anual de eletricidade dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor útil e de eletricidade num processo de cogeração. Quando uma unidade de cogeração gerar energia mecânica, a quantidade anual de energia elétrica proveniente da cogeração poderá ser acrescida de um elemento suplementar que represente a quantidade de energia elétrica que é equivalente à da energia mecânica;
- *Ref Eη*: é o valor de referência da eficiência para a produção separada de eletricidade [70].

### 6.6. DIMENSIONAMENTO DA COGERAÇÃO RENOVÁVEL NA UNIDADE INDUSTRIAL

Neste subcapítulo, será efetuado a identificação se é ou não viável dimensionar uma unidade de fonte de produção, através da cogeração renovável na unidade industrial em estudo.

É importante frisar que a secagem das aduelas de madeira na estufa da unidade industrial em estudo não requer qualquer consumo a nível elétrico, a não ser da queima dos recursos de biomassa que a empresa dispõe como excedente, ou seja, a estufa não necessita de consumir energia elétrica para produzir calor térmico. Deste modo, será verificado se há

alguma tecnologia de cogeração que tenha a capacidade de usar o tipo de combustível que temos disponível (biomassa), de modo a produzir energia elétrica. Após a escolha dessa tecnologia que irá ser utilizada, iremos calcular o potencial de geração de energia elétrica através do estudo do poder calorífico existente com a queima dos resíduos da unidade industrial e respetivo rendimento da turbina consoante a tecnologia escolhida.

#### **6.6.1. ESCOLHA DA TECNOLOGIA**

Para este subcapítulo, o primeiro aspeto que foi tido em consideração foi o tipo de combustível que é pretendido usar. Como foi referido anteriormente, o que é pretendido pela empresa é que seja usado o excedente de biomassa que é produzido na unidade industrial para efetuar a queima desses resíduos, de modo a criar energia elétrica bem como energia térmica no respetivo processo de produção de energia, para utilizar esse calor térmico na secagem das aduelas de madeira na estufa. Deste modo, e olhando para a Tabela 26 foi possível logo a partida, definir qual seria o tipo de tecnologia que melhor se adequava na unidade industrial, tecnologia essa que seria a turbina a vapor. Como já foi mencionado, a tecnologia de turbina a vapor que mais se enquadra na unidade industrial será a turbina a vapor de contrapressão (ou de não-condensação), em que o vapor que abandona a turbina é enviado diretamente para o processo industrial, ou seja, direcionado para a estufa.

A escolha deste tipo de turbina recaiu também devido ao fator de ser a única tecnologia que apresenta como fonte possível de combustível, qualquer tipo de combustível. Após selecionado o tipo de tecnologia que é pretendido utilizar para dimensionar a unidade de cogeração, foi importante verificar a quantidade de biomassa que a unidade industrial consegue produzir anualmente, especificando cada diferente tipo de biomassa que a unidade industrial possui, de acordo com o que está demonstrado na Figura 21 e Figura 24, bem como o seu poder calorífico que cada resíduo apresenta.

#### **6.6.2. PODER CALORÍFICO PARA OS DIFERENTES TIPOS DE DESPERDÍCIOS DA UNIDADE INDUSTRIAL**

Para verificarmos o poder calorífico de determinado material foi realizado um estudo de diversas pesquisas/trabalhos elaborados, tendo chegado aos seguintes valores de acordo com a Tabela 27, ao qual é apresentado os poderes caloríficos que a unidade industrial possui de acordo com cada tipo de desperdício.

Tabela 27 - Poder calorífico para os diferentes tipos de madeira e restos de madeira [71]

	Tipo de desperdício	Poder calorífico [Kcal/Kg]	Humidade %	Notas
Madeira e restos de madeira	Madeira	4228	seca	
		4085	5	
		3822	10	
		3559	20	
	Madeira seca ao ar	3487 a 3893		
	Madeira e serrim	2986		
	Madeira seca	4347 a 4921		Média 19400
	Aparas	1194	62	500 Kg/m <sup>3</sup>
	Aparas secas	3189	14	260 Kg/m <sup>3</sup>
	Casca	2591		
		1839	48,3	
	Serrim	2400 a 3655	17 a 37	
	Serrim húmido	1997	40	300 Kg/m <sup>3</sup>

Consultando a Tabela 27, os tipos de desperdícios que se enquadram no nosso estudo é o tipo madeira com humidade a 20%, o serrim húmido e as aparas secas. A medida de Kcal, é uma medida calorífica, e corresponde aproximadamente a energia utilizada para elevar 1°C a temperatura de 1kg de água.

### 6.6.3. QUANTIDADE DE RESÍDUOS DISPONÍVEIS PARA UTILIZAR NA COGERAÇÃO RENOVÁVEL

Após consultar a Figura 24 que diz respeito a quantidade de resíduos de biomassa que é vendido anualmente, foi possível criar a Tabela 28 de modo a poder calcular o potencial calorífico que a turbina a vapor poderia criar com a queima dos resíduos excedentes. Apenas o serrim e as aparas de madeira, que são produzidas anualmente pela unidade industrial é que podem vir a ser canalizadas na sua totalidade para a cogeração, já que os restos de madeira serão necessários para fabricar os produtos finais, uma vez que necessitam deste resíduo para criar chama, chama essa que auxilia o tanoeiro a formar o barril, conforme está demonstrado na Figura 23.

Tabela 28 - Quantidade de biomassa disponível para a cogeração

<b>Tipos de Resíduos</b>			
<b>Mês</b>	<b>Madeira (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Serrim (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Aparas de Madeira (m<sup>3</sup>)</b>
Janeiro	3	1,25	0
Fevereiro	2,75	1	0
Março	0,5	0,25	1
Abril	0,5	0,3	2
Maio	0,25	0,5	2
Junho	0,25	0,25	2
Julho	0,5	0,5	1
Agosto	0,15	0,175	0,5
Setembro	0,3	0,25	1
Outubro	0,3	0,25	0,5
Novembro	4	2	0
Dezembro	2	1	0

#### 6.6.4. CONVERSÃO DAS UNIDADES

A partir do momento em que foi averiguado a quantidade de m<sup>3</sup> para cada tipo de resíduos que a unidade industrial conseguia produzir por cada mês, foi convertido as unidades de m<sup>3</sup> para Kg, medida essa necessária para efetuar os cálculos da potência calorífica. Para tal, e consultado a Tabela 27, foi possível efetuar essa mesma conversão.

Depois de ter as unidades todas convertidas, foi realizado os cálculos de acordo com a Tabela 29.

Tabela 29 - Cálculo da potência calorífica gerada na totalidade pela unidade de produção através da quantidade de biomassa disponível

<b>Tipo de resíduo</b>	<b>Conversão de m<sup>3</sup> por cada Kg</b>	<b>Quantidade produzida de biomassa por m<sup>3</sup></b>	<b>Totalidade de cada tipo de resíduo em Kg</b>	<b>Potência calorífica gerada por cada Kg (Kcal/Kg)</b>	<b>Potência calorífica gerada na totalidade (Kcal/ano)</b>
Madeira	1m <sup>3</sup> = 600 Kg	14,5	8700	3559	30963300
Serrim	1m <sup>3</sup> = 300 Kg	7,725	2317,5	1997	4628047,5
Aparas de madeira	1m <sup>3</sup> = 260 Kg	10	2600	3189	8291400
<b>Total anual (Kcal)</b>					<b>43882747,5</b>

em que:

- Conversão de m<sup>3</sup> por cada Kg: efetuado de acordo com a Tabela 27;
- Quantidade produzida de biomassa por m<sup>3</sup>: cálculo efetuado através do somatório de todos os meses do ano para cada tipo de resíduo do n° de m<sup>3</sup> de cada tipo de resíduo;
- Totalidade de cada tipo de resíduo em Kg: cálculo efetuado através da conversão das unidades, em que cada m<sup>3</sup> equivale a determinada quantidade de Kg;
- Potência calorífica gerada por cada Kg (Kcal/Kg): definido de acordo com a Tabela 27 para cada tipo de resíduos;
- Potência calorífica gerada na totalidade (Kcal/ano): cálculo efetuado através da multiplicação da quantidade de cada resíduo em Kg com a Potência calorífica gerada por cada Kg.

Após obtenção final da quantidade da potência calorífica gerada na totalidade (Kcal/ano), em que o resultado final foi de 43882747,5 (Kcal/ano), foi realizado o cálculo do rendimento elétrico, de acordo com o rendimento da tecnologia de cogeração que foi escolhida.

Dado que o tipo de tecnologia escolhido foi a turbina a vapor pela razão que já foi mencionado anteriormente, relacionou-se através da Tabela 26 o rendimento elétrico em (%), para a turbina a vapor, que compreende o valor entre 7% a 20%, optando desta forma por escolher um valor intermédio, ou seja, de 13% de rendimento elétrico para verificar a viabilidade de um possível dimensionamento mais detalhado. Como foi mencionado anteriormente, o importante será averiguar se de fato é viável o estudo do dimensionamento da cogeração na unidade industrial ao nível do rendimento elétrico, não entrando em detalhe no que respeita ao rendimento térmico.

Portanto, para obter o rendimento elétrico deste tipo de fonte de produção, foi efetuado o valor da potência calorífica gerada na totalidade (Kcal/ano) que foi de 43882747,5, e multiplicou-se pelo rendimento elétrico da turbina escolhida (13%).

$$\checkmark 43882747,5 \times 0,13 = 5704757,175 \text{ (Kcal/ano)}$$

Após obter o valor anual da quantidade de energia calorífica máxima que seria possível produzir anualmente com a quantidade de resíduos disponíveis para a produção de energia elétrica, foi necessário converter esse valor da potência calorífica de 5704757,175 (Kcal/ano) para o valor de potencial energético da energia elétrica. Para tal, foi convertido a unidade de Kcal para kWh, para obter o valor do potencial energético para determinar se de fato era viável continuar o estudo ou não.

Deste modo, foi realizado a conversão desse valor que para kWh/ano. Para isso, foi utilizado as medidas de conversões utilizadas pela ciência e pelo Sistema Internacional de Unidades em que para cada 1 Kcal representa cerca de 0,001163kWh. Ou seja, se 1 Kcal → 0,001163kWh, então:

$$\text{➤ } 5704757,175 \text{ (Kcal/ano)} \rightarrow 6\,634,63\text{kWh}$$

Através desta conversão, foi possível obter o valor que precisávamos, ou seja, a quantidade de energia elétrica que este tipo de fonte de produção conseguiria produzir com as quantidades de biomassa que a tanoaria consegue produzir anualmente.

## **6.7. VIABILIDADE ECONÓMICA**

Foi efetuado diversas pesquisas ao nível dos custos de instalação para o tipo de tecnologia que se pretende dimensionar, como por exemplo os possíveis custos de uma turbina a vapor e respetivo equipamento, como também os possíveis custos de utilização /manutenção. Porém, foi encontrado bastantes dificuldades em definir os respetivos valores financeiros que são precisos para a análise financeira.

Ainda foi realizado uma pesquisa de modo a obter algumas informações e contactos com empresas especializadas/certificadas para este tipo de tecnologia, porém não lhes foi possível dar todas as informações necessárias em tempo útil.

Dessa forma, o que foi realizado ao nível da viabilidade económica tratou-se de efetuar através do valor que foi calculado relativamente ao rendimento elétrico, a poupança que isso iria trazer anualmente para a unidade industrial. Com esse valor aproximado, foi realizado um estudo do valor máximo possível de ser gasto, já com todos os possíveis gastos

totalizados que a unidade industrial iria ter com a respetiva instalação desta fonte de produção renovável, de modo a que no final do período de vida útil o seu VAL fosse 0€.

### 6.7.1. POUPANÇA ENERGÉTICA

Como foi mencionado anteriormente, com a quantidade de resíduos biomassa que a unidade industrial consegue produzir ao longo do ano, e indo de acordo com o tipo de tecnologia que foi escolhida, a diferença entre a estimativa que a instalação da fonte cogeração renovável consegue produzir, com a necessidade de consumo de energia elétrica por parte da unidade industrial é de 3 811,37kWh/ ano, quantidade essa que seria necessária ir a rede elétrica adquirir, de modo a satisfazer o consumo total da unidade industrial.

Em termos de valores aproximados, o consumo anual da unidade industrial é de 10 446kWh/ano, enquanto a produção máxima que a cogeração renovável consegue gerar de energia elétrica é de 6 634,63kWh/ano. De acordo com a Tabela 3, em média a unidade industrial paga cerca de 240€ por mês em consumos energéticos, logo:

$$\text{➤ } 240 \times 12 = 2\,880 \text{ €/ano}$$

Para a produção de energia elétrica para este tipo de fonte energia renovável, será de esperar que esta funcione simultaneamente ao período de funcionamento da unidade industrial. Desta forma foi necessário verificar quais eram os períodos horários energéticos que ocorriam ao longo do período laboral da unidade industrial, de modo a verificar em que períodos horários é que esta tecnologia iria estar em funcionamento de forma a reduzir o consumo energético adquirido á rede elétrica nesses períodos horários. Deste modo, a Tabela 30 representa os respetivos períodos horários energéticos que a turbina iria estar em funcionamento.

Tabela 30 – Período horário energético enquadrado com o período de funcionamento da unidade industrial

<b>Hora legal de Inverno</b>		<b>Hora legal de Verão</b>	
<b>Horário</b>	<b>Período</b>	<b>Horário</b>	<b>Período</b>
8h - 9h	Cheia	8h - 10:30h	Cheia
9h - 10:30h	Ponta	10:30h - 13h	Ponta
10:30h - 18h	Cheia	13h - 18h	Cheia

Indo de acordo com os dados adquiridos na Tabela 30, foi efetuado a distribuição do período horário energético em (%) para o funcionamento da turbina, como está demonstra a Tabela 31.

Tabela 31 – Distribuição do período horário energético em (%) para o funcionamento da turbina

Nº de hora no total	10h	100%
Período em Cheia	8:30h	85%
Período em Ponta	1:30h	15%

De acordo do que foi mencionado anteriormente, este tipo de instalação seria capaz de produzir a quantidade de 6 634,63kWh/ano de energia elétrica com a biomassa anual que a unidade industrial é capaz de produzir. Desta forma, a respetiva quantidade de energia elétrica foi distribuída de acordo com a percentagem que lhe foi atribuída para cada respetivo período horário, de forma a poder ser quantificada a quantidade de energia elétrica que iria ser produzida para cada respetivo período horário energético.

Tabela 32 – Distribuição da quantidade de energia elétrica produzida para cada respetivo período horário

Período horário	%	KWh/ano
	100%	6 634,63
Ponta	15%	995,2
Cheia	85%	5639

Após a distribuição da quantidade de energia elétrica produzida para cada respetivo período horário, foi necessário analisar o impacto que a instalação deste tipo de unidade de produção iria trazer nos consumos energéticos anuais da unidade industrial. A Tabela 33 apresenta os consumos energéticos anuais na unidade industrial, após a instalação da cogeração renovável.

Tabela 33 – Consumos energéticos anuais após instalação da cogeração renovável

Ponta	1 146,8 kW/h
Cheia	2 398,565 kW/h
Vazio	166 kW/h
Super Vazio	100 kW/h
Energia Ativa	3 811,37 kW/h

em que:

- Ponta: consumo energético anual antes da instalação (Tabela 6) – quantidade de energia elétrica produzida por esta tecnologia dimensionada (Tabela 31);
- Cheia: consumo energético anual antes da instalação (Tabela 6) – quantidade de energia elétrica produzida por esta tecnologia dimensionada (Tabela 31).

Depois de verificado os consumos energéticos anuais após a instalação deste tipo de tecnologia, foi necessário verificar qual a poupança energética anual que este tipo de instalação iria trazer. Para tal, foi realizado a diferença entre o custo do consumo energético da energia ativa antes da instalação com o custo do consumo energético da energia ativa após a instalação, como demonstra a Tabela 34 e Tabela 35.

Tabela 34 - Custo do consumo energético da energia ativa antes da instalação

<b>Consumo energético energia ativa antes da instalação</b>			
<b>Período</b>	<b>Quantidade (KWh/ano)</b>	<b>Preço (€)</b>	<b>Total (€)</b>
Ponta	2142	0,078306	167,731452
Cheia	8038	0,076274	613,090412
Vazio	166	0,071839	11,925274
Super vazio	100	0,0668776	6,68776
			799,434898

Tabela 35 - Custo do consumo energético da energia ativa após a instalação

<b>Consumo energético energia ativa após a instalação</b>			
<b>Período</b>	<b>Quantidade (KWh/ano)</b>	<b>Preço (€)</b>	<b>Total (€)</b>
Ponta	1146,8	0,078306	89,80175148
Cheia	2398,5645	0,076274	182,9481087
Vazio	166	0,071839	11,925274
Super vazio	100	0,0668776	6,68776
			291,3628942

Após este último passo, foi apurado que com a instalação dimensionada, a unidade industrial apenas iria pagar de consumo de energia ativa o valor de 291€, enquanto que sem este tipo de fonte de produção renovável irá pagar cerca de 799€. Isto implicaria uma poupança anual de 508€, ou seja cerca de 63,6% de poupança anual com a cogeração renovável implementada na unidade industrial. Com isto, e de acordo com o valor que atualmente a unidade industrial paga anualmente, foi possível verificar qual seria a poupança global em média para a unidade industrial com este tipo de tecnologia.

$$\checkmark 2\,772\text{€} \times 63,6\% = 1\,761,71\text{€}$$

Desta forma, foi possível verificar que a poupança média anual que este tipo de instalação de energia renovável poderia trazer a unidade industrial em estudo é cerca de 1 761,71€.

### **6.7.2. INVESTIMENTO MÁXIMO POSSÍVEL**

Neste subcapítulo, foi determinado o valor máximo que a unidade industrial poderá gastar com a implementação de uma unidade cogeração renovável na unidade industrial, valor esse que terá que cobrir todas as despesas, como o custo da instalação, manutenção, custo dos equipamentos, etc.

Desta forma, o que foi realizado foi definir o valor máximo para que o projeto não implica-se a existência de prejuízo ou lucro associado ao projeto ( $VAL = 0$ ). Para definição do tempo de vida útil desta tecnologia, foi considerado a média do tempo de vida útil considerado para a tecnologia escolhida, de acordo com a Tabela 26, ou seja, cerca de 30 anos de vida útil para este tipo de tecnologia, enquanto que para o valor anual de balanço final considerado, foi considerado o valor de 1 761,71€ assim como foi calculado anteriormente.

A Tabela 36 representa esse cálculo final, de modo a poder determinar qual o valor máximo que poderia ser gasto com a instalação da respetiva fonte de produção de energia renovável, de modo a não obter prejuízo com a respetiva instalação no final do tempo de vida útil dessa fonte de produção energia renovável.

Tabela 36 - Balanço financeiro ao nível do cash-flow para a cogeração renovável

Ano	Investimento total da cogeração renovável	Balanço final (€)	Cash-flow
0	52 851,30 €	-	- 52 851,30 €
1	-	1 761,71 €	- 51 089,59 €
2	-	1 761,71 €	- 49 327,88 €
3	-	1 761,71 €	- 47 566,17 €
4	-	1 761,71 €	- 45 804,46 €
5	-	1 761,71 €	- 44 042,75 €
6	-	1 761,71 €	- 42 281,04 €
7	-	1 761,71 €	- 40 519,33 €
8	-	1 761,71 €	- 38 757,62 €
9	-	1 761,71 €	- 36 995,91 €
10	-	1 761,71 €	- 35 234,20 €
11	-	1 761,71 €	- 33 472,49 €
12	-	1 761,71 €	- 31 710,78 €
13	-	1 761,71 €	- 29 949,07 €
14	-	1 761,71 €	- 28 187,36 €
15	-	1 761,71 €	- 26 425,65 €
16	-	1 761,71 €	- 24 663,94 €
17	-	1 761,71 €	- 22 902,23 €
18	-	1 761,71 €	- 21 140,52 €
19	-	1 761,71 €	- 19 378,81 €
20	-	1 761,71 €	- 17 617,10 €
21	-	1 761,71 €	- 15 855,39 €
22	-	1 761,71 €	- 14 093,68 €
23	-	1 761,71 €	- 12 331,97 €
24	-	1 761,71 €	- 10 570,26 €
25	-	1 761,71 €	- 8 808,55 €
26	-	1 761,71 €	- 7 046,84 €
27	-	1 761,71 €	- 5 285,13 €
28	-	1 761,71 €	- 3 523,42 €
29	-	1 761,71 €	- 1 761,71 €
30	-	1 761,71 €	- 0,00 €

em que:

- Investimento total da cogeração renovável: valor encontrado para obter no final do tempo de vida útil um valor igual ou próximo de 0€ no último ano para o período de vida útil definido;
- Balanço final (€): poupança anual estimada para cada ano após a instalação da respetiva fonte de produção de energia renovável;
- Cash-flow: para o ano 0, é colocado o custo do investimento total da cogeração renovável. Para os posteriores anos, foi efetuado a redução da poupança final anual com o respetivo valor do ano anterior.

A Figura 93 representa o respetivo VAL de acordo com o dimensionamento realizado, indo de acordo com o esperado.

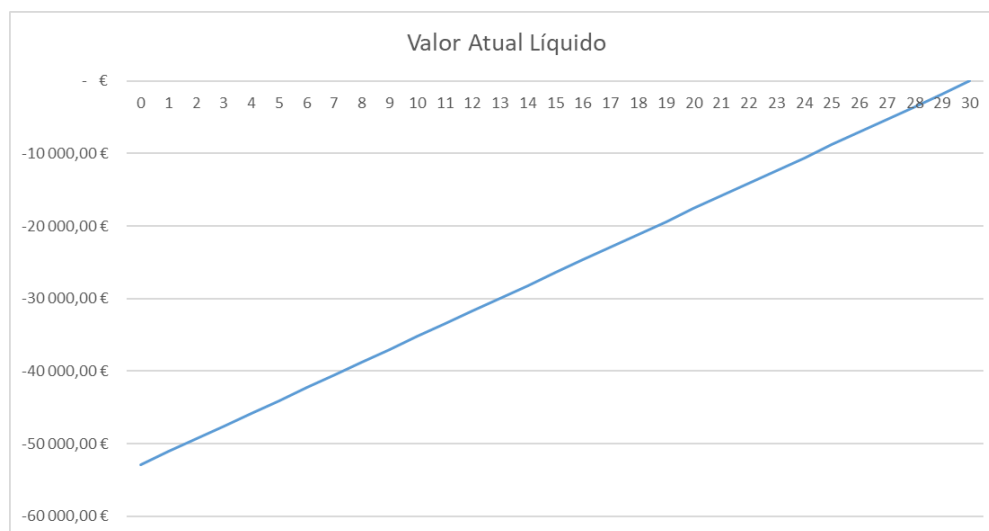


Figura 93 - Imagem ilustrativa do VAL para a cogeração renovável

## **6.8. CONCLUSÕES FINAIS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA FONTE COGERAÇÃO RENOVÁVEL NA UNIDADE INDUSTRIAL**

Devido a dificuldade em obter os custos de aquisição, de instalação e de manutenção para este tipo de tecnologia, foi elaborado o cálculo do valor máximo que poderia ser investido de forma a que o investimento fosse economicamente viável. Considerou-se que o valor da poupança da fatura energética anual seria o lucro anual que a unidade industrial iria obter com a respetiva instalação. Foi concluído que o valor da unidade de produção não poderá ultrapassar o valor de 52 851,30€ ao longo do tempo de vida útil, de modo a que o projeto seja economicamente viável, ou seja, para obter um  $VAL > 0$  trazendo assim lucros para a unidade industrial. Caso seja necessário gastar um valor mais elevado do que os 52 851,30€ com todos os custos associados para a respetiva instalação/manutenção, então isso irá significar um  $VAL < 0$ , valor esse que representa que com este tipo de instalação, a unidade industrial não irá ter qualquer retorno financeiro no período de vida útil para esta tecnologia tendo desta forma prejuízo.

Visto que o consumo de energia elétrica anual que a unidade industrial necessita por ano é de 10 446kWh, como está representado pela Tabela 6, foi possível concluir que a energia elétrica produzida por este tipo de fonte de produção, consoante a quantidade de biomassa que possui ao longo do ano, não será possível satisfazer na totalidade a necessidade

de consumo de energia elétrica que a unidade industrial precisa. Se a unidade industrial necessitasse de energia elétrica para colocar a funcionar a estufa, aí sim valeria a pena continuar a desenvolver este dimensionamento de fonte de produção de energia elétrica uma vez que seria possível aproveitar esse calor para secar as aduelas de madeira na estufa, mas como não necessita de energia elétrica para colocar a estufa a funcionar então não é viável o seu desenvolvimento ao nível térmico. A diferença entre a estimativa que a implementação da cogeração com a tecnologia da turbina a vapor contrapressão com a necessidade de consumo de energia elétrica da unidade industrial é de 3 765,37kWh/ ano.

Desta forma, não parece de todo viável continuar a dimensionar e a estudar este tipo de fonte de energia renovável para implementar na unidade industrial, sendo que não será calculado o potencial térmico que esta produção de energia elétrica iria criar.

## **6.9. ANÁLISE DE VIABILIDADE DA INSTALAÇÃO DE UMA UNIDADE DE PRODUÇÃO EÓLICA**

O vento é uma fonte de energia limpa e inesgotável. A resolução de problemas técnicos e uma abordagem sensata de enquadramento dos parques eólicos na paisagem, estão a tornar esta forma de energia ainda mais atrativa. Dos diversos tipos de Energias Renováveis utilizados na produção de eletricidade, a energia eólica foi a que mais se destacou e desenvolveu nos últimos 10 anos. A isto deve-se a evolução tecnológica dos sistemas mecânicos e elétricos, associados à transformação do vento em eletricidade.

A Energia eólica consiste no aproveitamento da energia cinética contida no vento para produzir energia mecânica através da rotação das pás dos aerogeradores, que pode de seguida ser transformada em energia elétrica por um gerador elétrico. O aproveitamento do vento, é um dos métodos mais antigos de produção de energia que desde cedo a sociedade utilizou. Refira-se os moinhos de vento para moer os cereais, para bombear água ou para mover os barcos impulsionados por velas. Com o aparecimento da eletricidade no final do século XIX, os primeiros protótipos de turbinas eólicas modernas foram concebidos utilizando tecnologia baseada no tradicional moinho de vento. Desde então, decorreu um período longo até que a energia eólica fosse aceite como método de produção de energia economicamente viável [72].

## **6.10. POSIÇÃO DE PORTUGAL NO CONTEXTO DA ENERGIA EÓLICA**

A Energia eólica começou a ser utilizada em Portugal, no ano de 1986, com a construção do primeiro parque eólico na ilha de Porto Santo. Só dez anos depois foi instalado o primeiro parque eólico no continente.

Pode-se afirmar que Portugal não costuma ser um exemplo para o resto do mundo. Com efeito, no que toca à produção de eletricidade a partir de energias renováveis, o nosso país está no topo mundial em termos de percentagem de produção de eletricidade limpa, e foi um dos países que mais evoluiu em termos percentuais nos últimos 10 anos, sendo várias vezes dado como exemplo no estrangeiro, de como é possível fazer a transição energética num curto espaço de tempo.

Localizando-nos por exemplo no ano de 2005, ou seja, a quase 15 anos atrás, Portugal produzia entre 17% e 20% da sua eletricidade através de energia renovável, sendo grande parte da mesma gerada por energia hídrica. Nesta época, a energia eólica representava menos 1% da produção total de eletricidade e a energia solar era praticamente inexistente. A produção de energia dependia grande parte de carvão importado.

De 2005 a 2008, Portugal passou dos 17% de eletricidade produzida por energias renováveis para os 36,5% contando em 2009 com 41,5 %, sendo que o tipo de produção onde mais se investiu ter sido na energia eólica, aumentando mais de 3 vezes o contributo desta fonte de energia. Em relação ao futuro, estima-se que Portugal consiga alcançar em 2020, a produção de energia elétrica renovável entre os 60% e os 80%. Para a energia eólica será esperada uma produção de cerca de 8500 MW em 2020, que corresponderá ao dobro do que se produzia em 2012.

Trata-se, como podemos ver, de uma fonte de energia nacional, fiável e geradora de emprego em comparação com outras tecnologias associadas ao carvão ou à energia nuclear, e que poderá também gerar receita com exportação de energia para outros países. Já do ponto de vista ambiental, traz consigo vantagens de igual modo notórias. Trata-se de uma energia limpa que não emite gases poluentes para a atmosfera, o que a torna um importante contributo para que sejam cumpridos alguns compromissos internacionais, nomeadamente o Protocolo de Quioto e as Diretivas Comunitárias [72].

## 6.11. VANTAGENS E DESVANTAGENS

A utilização da energia eólica comporta numerosas vantagens face às energias tradicionais e mesmo em comparação com outros tipos de energias renováveis, em função do seu maior desenvolvimento.

Principais vantagens da energia eólica:

- É inesgotável;
- Não emite gases poluentes nem gera resíduos;
- Diminui a emissão de gases de efeito de estufa;
- Reduz a elevada dependência energética do exterior, nomeadamente a dependência em combustíveis fósseis;
- É uma das fontes mais baratas de energia podendo competir em termos de rentabilidade com as fontes de energia tradicionais;

Porém, este tipo de fonte de energia elétrica como qualquer outra, não trás somente benefícios, também têm as suas desvantagens tais como:

- A intermitência, ou seja, nem sempre o vento sopra quando a eletricidade é necessária, tornando difícil a integração da sua produção no programa de exploração;
- O seu pico de produção por norma é nos períodos noturnos, devido a intensidade média do vento em Portugal Continental ser maior durante o período do dia referido;
- Provoca um impacto visual considerável, principalmente para os moradores em redor, a instalação dos parques eólicos gera uma grande modificação da paisagem;
- Impacto sonoro: o som do vento bate nas pás produzindo um ruído constante (43 dB). As habitações ou zonas residenciais mais próximas deverão estar, no mínimo a 200 metros de distância [73].

## 6.12. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

### 6.12.1. VARIÁVEIS DE ESTADO DE UMA TURBINA EÓLICA

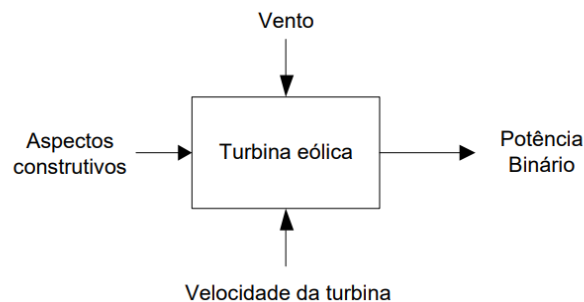


Figura 94 - Variáveis de estado de uma turbina eólica [74]

As variáveis de estado são:

- Velocidade do vento ( $v$ ): esta grandeza de entrada é independente do tipo de aproveitamento eólico, é a variável que porta energia ao sistema. A velocidade do vento poderá ser estimada estatisticamente a longo prazo;
- Parâmetros construtivos: são dimensionados no projeto da turbina eólica. No entanto o projeto da turbina poderá ser alterado pela rotação do ângulo das pás;
- Velocidade angular da turbina ( $\omega_r$ ): esta grandeza mecânica de entrada é alvo de controlo para melhorar a qualidade da exploração de um aproveitamento eólico, assim como a segurança para elevadas velocidades do vento;
- Potência mecânica: esta grandeza é o resultado da conjugação das variáveis de entrada. A potência mecânica é regulada pela alteração dos aspetos construtivos ou da velocidade angular da turbina [74].

## 6.13. IDENTIFICAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE RESTRIÇÃO

Existem fatores que condicionam o crescimento do sector eólico e que nesta ordem de trabalhos consideramos como restrições. Estes podem ser de ordem ambiental, de uso do solo e energética. A restrição ambiental neste caso de estudo reúne as zonas das áreas protegidas nacionais. As restrições inerentes à caracterização do terreno envolvem descritores como o declive e distância aos pontos de ligação à rede elétrica passíveis para a

instalação de turbinas eólicas, bem como distância à rede elétrica nacional. Ao nível energético é considerado como restrição a velocidade de vento.

### **6.13.1. CARACTERIZAÇÃO DO TERRENO**

A unidade industrial apesar de possuir uma área bastante ampla de espaço exterior com cerca de 700m<sup>2</sup> necessita da grande maioria deste espaço pelo fato de ter a necessidade de armazenar a sua matéria prima nomeadamente as madeiras quer em formato de rolaria como em aduelas de madeira. A questão de espaço é importante dado que para a construção das turbinas eólicas será necessário a ocupação de alguma área exterior.

Outro aspeto importante na caracterização do terreno, é a localização da unidade industrial. Tal como referido anteriormente, a empresa não se situa numa zona industrial, mas sim numa zona urbana o que poderá causar algumas dificuldades a instalação desta fonte de energia renovável uma vez que poderá causar não só ruído, mas também poluição visual.

Também como foi mencionado anteriormente, existe nas proximidades da unidade industrial o Aeródromo de Manobra nº1 da Força Aérea Portuguesa, e este é um fator importante dado os problemas que a unidade industrial poderá vir a ter com a aprovação do projeto devido a proibição de construções que possam vir a interferir com o espaço aéreo.

Posto isto tudo, foi necessário consultar o Decreto-Lei que procede à revisão da servidão militar, terrestre e aeronáutica, das zonas confinantes com as instalações do Aeródromo de Manobra nº1 (AM1), localizadas no município de Ovar, na perspetiva de avaliar a possibilidade de construção deste tipo de tecnologia.

O Decreto de Lei que serve de base a avaliação e a validade de determinada construção, é o Decreto n.º 11/2014 em que foi necessário atualizar as áreas abrangidas pela servidão, bem como as condicionantes a que devem estar sujeitas, garantindo não só a segurança das pessoas e bens nas zonas confinantes com o AM1, mas também as medidas de segurança indispensáveis à execução das funções que competem a esta unidade, incluindo a operação de meios aéreos.

Com este artigo, ficou definido três distintas zonas, tais como:

- Planta das zonas de proteção;
- Planta das zonas das superfícies de desobstrução;
- Planta das zonas de proteção radioelétrica.

Para o caso de estudo, apenas foi necessário ter em conta a planta das zonas das superfícies de desobstrução dado ao facto que para implementar uma unidade de produção deste tipo será necessário construir uma turbina eólica com alguma dimensão em altura. Observando a Figura 95, foi possível verificar que a unidade industrial se encontra dentro da área limitadora de construção, estando assinalada com um ponto vermelho na respetiva figura, logo será necessária a respetiva autorização para a construção. Em geral e segundo o Decreto de Lei em estudo, no interior das zonas referidas, estão sujeitas a autorização:

- A existência de quaisquer plantações, estruturas, fios ou cabos aéreos e outros obstáculos, fixos ou móveis, mesmo que temporários, cujas alturas excedam as cotas limites nele indicadas para as zonas em patamar ou as calculadas para as zonas de cota variável, considerando uniforme a variação destas dentro dos limites assinalados;
- As operações urbanísticas, a edificação de chaminés, cabos de alta tensão, construções decorrentes de operações urbanísticas, ou obstáculos cuja altura ultrapasse em pelo menos 100 m a cota do terreno, mesmo que as suas alturas não excedam as cotas limites indicadas [75].

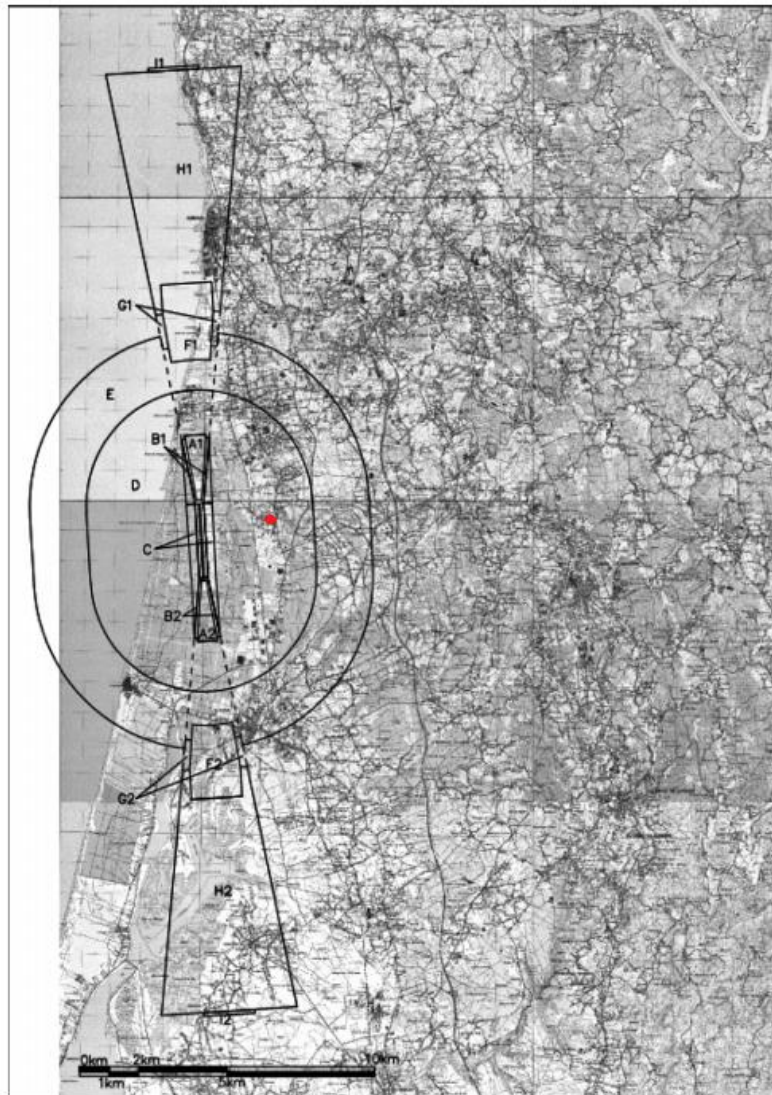


Figura 95 - Planta das zonas das superfícies de desobstrução das proximidades do AM nº1 [75]

### 6.13.2. CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE PRODUÇÃO

Em média a velocidade do vento é sempre maior nos períodos noturnos do que com os períodos diurnos. Este fato é atribuído a que por norma a temperatura ambiente noturna é na grande maioria das vezes inferior daquela que é registada durante o período diurno, bem como índice de teor de humidade relativa do ar seja mais elevado no período noturno que do período diurno, favorecendo deste modo condições mais apropriadas para a existência de vento. A Figura 96 corresponde a velocidade média anual correspondente a localização da unidade industrial, em que podemos verificar que os meses em que apresentam valores mais

elevados ao nível de velocidade de vento são os meses compreendidos entre fins de Outubro e inícios de Maio.

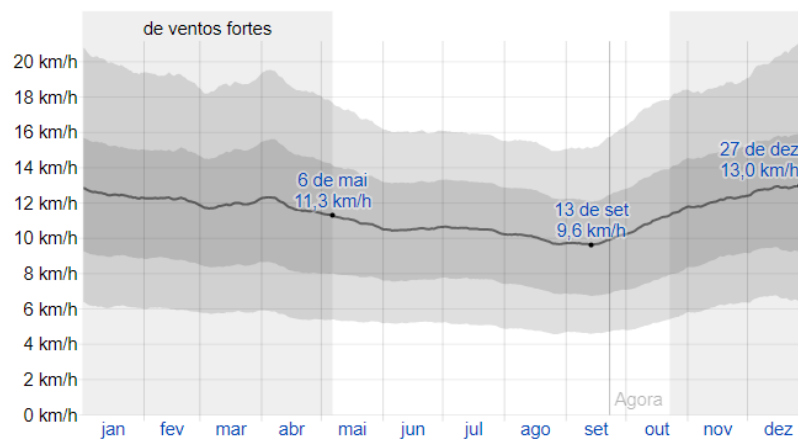


Figura 96 - Velocidade média anual de vento correspondente a localização da unidade industrial [76]

#### 6.14. CONCLUSÕES FINAIS PARA A IMPLEMENTAÇÃO DA FONTE EÓLICA NA UNIDADE INDUSTRIAL

Olhando agora novamente para o caso da unidade industrial, e consultando o diagrama de consumos que estão no Anexo B, foi concluído que o consumo é muito mais expressivo nos períodos diurnos (das 08:00h até as 19:00h), pelo que será nesse período em que a produção deveria de ser maior de modo a satisfazer o consumo necessário, uma vez que não é pretendido instalar qualquer tipo de baterias para armazenar a energia elétrica, ao caso que este tipo de produção têm a característica em que, os períodos de maior produção serem os períodos noturnos tal como já foi mencionado anteriormente.

Outro aspeto importante tido em conta, foi a proximidade de zonas habitacionais situadas nas redondezas da unidade industrial, que por si só poderão vir a causar distúrbios ao nível da intensidade do vento bem com a direção do mesmo. Também seria importante referir novamente o possível ruído que poderia causar o movimento das pás eólicas, em que poderia criar um ruído elevado criando assim poluição sonora aos moradores daquela zona bem como o impacto visual que as turbinas eólicas acarretam.

Desta forma, não foi tido em conta o estudo e dimensionamento aprofundado deste tipo de fonte energia renovável pelos aspetos mencionados anteriormente.

# 7. CONCLUSÃO

Com a realização desta dissertação pretendia-se abordar a temática que envolve a produção de energia elétrica de diferentes tipos de fontes de energia renovável no âmbito do Decreto-Lei n.º 153/2014, realizando inicialmente o estudo de viabilidade construtiva de determinado tipo de fonte de energia elétrica renovável, e de seguida efetuando o seu rendimento elétrico e respetiva viabilidade financeira.

Foi realizado um levantamento de todas as características da unidade industrial que foram consideradas importantes para o caso de estudo (horário de funcionamento, necessidades de consumo energético, quantidade de resíduos excedente anuais, definição do tipo de material excedente, especificações detalhas do contrato celebrado com o comercializador, elaboração do estudo do local geográfico e das características das instalações da unidade industrial), isto tudo para traçar um diagrama de cargas mensal do perfil de consumo e dos resíduos, bem como verificar a área livre da unidade industrial para a construção das fontes de produção. Posteriormente foram efetuados os respetivos estudos para as diferentes fontes de energia renovável consideradas.

## **7.1. PRINCIPAIS RESULTADOS E CONCLUSÕES**

O objetivo desta dissertação tal como já foi referido anteriormente, é dimensionar a/as fonte/s de energia renovável que satisfaçam as necessidades de consumo da unidade industrial. Para tal, foi efetuado um estudo para três tipos de fontes, fonte fotovoltaica, cogeração renovável e eólica.

### **7.1.1. FONTE DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA**

No que toca a fonte de energia renovável fotovoltaica, foi utilizado o software de dimensionamento chamado PV.syst6.84, em que foi realizado um pré-dimensionamento de modo a determinar qual a quantidade de potência necessária a instalar para que satisfizesse o consumo anual da unidade industrial. Dado ter sido realizado uma análise criteriosa inicial da unidade industrial, sabíamos de antemão qual era o valor do consumo anual que a unidade

industrial necessitava, e então foi colocado como *input's* para o pré-dimensionamento no software o respetivo valor do consumo anual dessa unidade industrial, a definição geográfica da unidade industrial e a orientação e inclinação dos respetivos painéis solares. Após estes *input's*, foi possível obter através do software o valor da potência nominal que seria necessária instalar para que satisfizesse por completo o consumo da unidade industrial, valor esse calculado de 6.6kW de potência nominal. Obtendo o valor pretendido com o pré-dimensionamento da potência nominal necessária a instalar, foi dimensionado uma conceção do projeto já com as especificações mais detalhadas como o tipo de painel solar escolhido e inversor, obtendo assim a capacidade que a instalação conseguirá gerar de energia elétrica, por cada hora e a cada mês do ano. Após este valor, e utilizando a folha de cálculo Excel, foram realizados os balanços energéticos e o balanço financeiro. Os resultados finais para este dimensionamento foram:

- Área total necessária para a instalação dos painéis solares para o local definido: 9,92m × 3,28m;
- Área livre após a instalação dos painéis solares para o local definido: 21,88m × 2,22m;
- Potência nominal instalada: 6.0 kW;
- Estimativa do que a unidade industrial irá pagar de fatura energética sem a instalação da UPAC ao longo dos próximos 20 anos de energia ativa: 40 871,01€;
- Estimativa do que a unidade industrial irá pagar de fatura energética com a instalação da UPAC nos próximos 20 anos no consumo de energia ativa, excluindo a venda da energia excedente à rede: 15 306,06€;
- Balanço final da poupança da fatura elétrica com a instalação da UPAC para os próximos 20 anos [(Poupança com/sem Autoconsumo (€) + Valor da energia excedente vendida à rede (€)]: 28 688,36€
- VAL: 12 152.36€
- Payback: 9 anos.

### **7.1.2. FONTE DE PRODUÇÃO COGERAÇÃO RENOVÁVEL**

Já para o caso da fonte de energia cogeração renovável, através do estudo realizado dos diferentes tipos de tecnologias existentes da cogeração, foi realizada a escolha da turbina, escolha esta que recaiu para a turbina a vapor de contrapressão, pelo fato de ser aquela que melhor se enquadra na unidade industrial. No decorrer do estudo elaborado a unidade industrial, e verificando os valores anuais de excedente de resíduos de biomassa, foi possível verificar qual seria a potência calorífica máxima que se conseguiria obter através dos resíduos de biomassa que a unidade industrial produz anualmente como excedente. Após essa conversão das unidades dos resíduos excedentes e da escolha da turbina, foi calculado a potência máxima calorífica que se obtêm com o rendimento elétrico que o tipo de tecnologia de cogeração possui, tendo chegado ao valor de 5704757.175 (Kcal/ano). Efetuando a conversão das unidades de Kcal para kWh, o valor final obtido foi de 6634,63kWh/ano. Ora como o objetivo era de satisfazer o consumo da unidade industrial, este valor ficaria relativamente abaixo do consumo necessário real da unidade industrial (-3765,37 kWh/ano), pelo que não foi tido em conta o possível rendimento térmico dado que o objetivo é de satisfazer ao máximo as necessidades de consumo elétrico da unidade industrial.

Como foi mencionado, devido a dificuldade em obter os custos de aquisição, de instalação e de manutenção para este tipo de tecnologia, foi elaborado o cálculo do valor máximo que poderá ser gasto de modo a não obter prejuízo com a respetiva instalação na unidade industrial, atribuindo o valor da poupança anual como o lucro que a unidade industrial iria obter com a respetiva instalação. Dessa forma, foi possível chegar ao valor de 52 851,30€, valor este estabelecendo o valor máximo possível de ser gasto de modo a unidade industrial não obtenha prejuízo com a instalação deste tipo de tecnologia, para o período de vida útil de 30 anos. Caso o valor necessário a desembolsar para a aquisição desta turbina e seus equipamentos, bem como a manutenção que esta requer ao longo do tempo de vida útil seja superior a 52 851,30€, então isso significa que a unidade industrial irá obter prejuízo na instalação da respetiva fonte de produção energia renovável, ou seja,  $VAL < 0$  e  $Payback > \text{tempo de vida útil}$ .

Caso o valor necessário a desembolsar para a aquisição deste tipo de turbina e seus equipamentos, bem como a manutenção que esta requer ao longo do tempo de vida útil seja

inferior a 52 851,30€, então isso significa que a unidade industrial irá obter lucro na instalação da respetiva fonte de produção energia renovável, ou seja,  $VAL > 0$  e  $Payback <$  tempo de vida útil.

### **7.1.3. FONTE DE PRODUÇÃO EÓLICA**

Relativamente a fonte de energia renovável eólica, dada a localização geográfica da unidade industrial se encontrar próxima de um Aeródromo de Manobra nº1 da Força Aérea Portuguesa, a unidade industrial encontra-se incluída numa zona chamada de zonas das superfícies de desobstrução. Esta zona é atribuída através do Decreto n.º 11/2014, em que a existência de quaisquer plantações, estruturas, fios ou cabos aéreos e outros obstáculos, fixos ou móveis, mesmo que temporários, cujas alturas excedam as cotas limites nele indicadas para as zonas em patamar ou as calculadas para as zonas de cota variável, devem de ser aprovadas por parte da autoridade competente, desde que não afetem o tráfego aéreo. Ora como as turbinas eólicas por norma têm uma altura considerável, não seria possível explorar todo o potencial deste tipo de fonte de energia renovável. Deste modo não foi desenvolvido mais nenhum estudo para a instalação desta tecnologia pelo fato da grande probabilidade de ser rejeitado a licença para a instalação deste tipo de fonte de produção. Outros aspetos que não foram estudados ao pormenor, porém podiam servir de base para calcular a viabilidade desta possível instalação de produção na unidade industrial, é o fato da unidade industrial se encontrar numa zona urbanística, o que com a instalação deste tipo de fonte de produção poderia vir a causar ruído devido ao movimento das pás em funcionamento, tornando-se incómodo para os moradores das redondezas. Também o fato de este tipo de fonte de produção ter a característica do seu volume de produção ser maior no período noturno não seria muito favorável para a unidade industrial, uma vez que é durante o período diurno que a unidade industrial necessita da grande maioria do seu consumo energético.

### **7.1.4. FONTE DE PRODUÇÃO MAIS INDICADA A INSTALAR NA UNIDADE INDUSTRIAL**

No decorrer do que foi mencionado anteriormente e de uma forma geral, é possível concluir que de momento a fonte de produção de energia renovável que apresenta melhor viabilidade e que corresponde a unidade mais viável a instalar é a fonte fotovoltaica.

## **7.2. DESENVOLVIMENTO FUTURO**

Esta dissertação teve como objetivo verificar qual seria a fonte mais viável a instalar na unidade industrial. Porém muitos outros aspetos poderiam vir a ser abordados com mais pormenor, como irá ser referido de seguida.

### **7.2.1. FONTE DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA**

- Efetuar o estudo para qual a posição (inclinação e azimute) em que os painéis solares poderiam obter melhor rendimento global;
- Efetuar o estudo para diferentes potências nominais instaladas, para posteriormente efetuar o balanço final ao nível energético e económico para diferentes potenciais nominais instaladas, de modo a verificar qual seria a mais vantajosa;
- Efetuar um estudo se de fato a opção horária que a empresa está contratualizada no momento é de fato a opção mais económica ou não, verificando também os preços atuais dos comercializador de energia elétrica para avaliar se poderíamos poupar algum dinheiro com essas escolhas;
- Considerar a hipótese de colocar baterias de armazenamento, de forma a ser possível armazenar a energia produzida em excesso, podendo ser consumida mais tarde.

### **7.2.2. FONTE DE PRODUÇÃO COGERAÇÃO RENOVÁVEL**

- Efetuar um estudo aprofundado de quanto seria o rendimento térmico que a unidade de cogeração poderia obter com o dimensionamento que já foi realizado. Relembro que nesta dissertação, o objetivo era optar por uma fonte de energia renovável que melhor satisfizesse às necessidades da unidade industrial relativamente ao nível do consumo energético. Uma vez que a estufa existente não necessita de energia elétrica para o seu funcionamento, tal não foi considerado.
- Procurar obter através de empresas especializadas e certificadas, preços praticados de aquisição dos equipamentos, instalação e respetiva manutenção, de acordo com o tipo de tecnologia escolhida.

### **7.2.3. FONTE DE PRODUÇÃO EÓLICA**

- Elaborar um estudo relativamente aos tipos de turbinas eólicas que melhor se enquadram, atendendo ao Decreto-Lei estudado que estabelece quotas máximas para a construção;
- Procurar no mercado, turbinas eólicas com um índice de ruído baixo, de modo a não perturbar os moradores ao redor da unidade industrial no momento em que as turbinas estão em funcionamento;
- Verificar a viabilidade energética e financeira que poderia ser obtida com o respetivo dimensionamento, após determinar qual seria o tipo de turbina que melhor se adequava utilizar na unidade industrial.

## *Referências Bibliográficas*

- [1] “MIBEL,” [Online]. Disponível: <http://mibel.com/>. [Acedido em 21 Junho 2019].
- [2] Portugal Energia, “Setor Energético,” [Online]. Disponível: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/>. [Acedido em 04 Junho 2019].
- [3] Redes Energéticas Nacionais, “O Setor Elétrico,” REN, [Online]. Disponível: [https://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/o\\_setor\\_eletrico/](https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/). [Acedido em 3 Junho 2019].
- [4] Portugal Energia, “Instituições,” [Online]. Disponível: <https://www.portugalenergia.pt/instituicoes/>. [Acedido em 07 Junho 2019].
- [5] Portugal Energia, “Setor Elétrico,” [Online]. Disponível: <https://www.portugalenergia.pt/agentes/>. [Acedido em 3 Junho 2019].
- [6] Agência Portuguesa do Ambiente, “Relatório do Estado do Ambiente Portugal,” 2018. [Acedido em 4 Junho 2019]
- [7] Associação Portuguesa de Energias Renováveis, “Eletricidade Renovável,” 2017. [Online]. Disponível: <https://www.apren.pt/contents/files/2017-eletricidade-renovavel-em-revista.pdf>. [Acedido em 05 Junho 2019].
- [8] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Caraterização Energética Nacional 2017,” [Online]. Disponível: <http://www.dgeg.gov.pt/default.aspx?cn=774977507751AAAAAAAAAAAAA>. [Acedido em 06 Junho 2019].
- [9] NUNES, Erika, “Histórico. Já estamos a exportar mais eletricidade do que importamos.” *Diário de Notícias*, 2017.
- [10] Redes Energéticas Nacionais, “Dados Técnicos 2017,” 2017.

- [11] GONÇALVES, José Luís Pinheiro, “Modelos para a Comercialização de Energia Elétrica,” Dezembro 2013. [Online]. Disponível: [http://files.isec.pt/DOCUMENTOS/SERVICOS/BIBLIO/Teses/Tese\\_Mest\\_Jose-Luis-Goncalves.pdf](http://files.isec.pt/DOCUMENTOS/SERVICOS/BIBLIO/Teses/Tese_Mest_Jose-Luis-Goncalves.pdf). [Acedido em 04 Setembro 2019].
- [12] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Mercado Diário,” [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 05 Setembro 2019].
- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2019,” Dezembro 2018. [Online]. Disponível: [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%202019%20\(Dez2018\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2019/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%202019%20(Dez2018).pdf). [Acedido em 05 Setembro 2019].
- [14] Energias de Portugal, “O que é a opção horária e qual a melhor para mim?,” [Online]. Disponível: <https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas-frequentes/tarifarios/o-que-preciso-de-saber-para-contratar/o-que-e-a-opcao-horaria-e-qual-a-melhor-para-mim/faq-4823>. [Acedido em 06 Setembro 2019].
- [15] Deco, “Fatura Amiga,” [Online]. Disponível: [https://www.fatura-amiga.pt/wp-content/uploads/2018/05/Eletricidade\\_horarios.jpg](https://www.fatura-amiga.pt/wp-content/uploads/2018/05/Eletricidade_horarios.jpg). [Acedido em 12 Setembro 2019].
- [16] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Comercializadores para Clientes domésticos,” [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadores/Paginas/Clientsdomesticos.aspx>. [Acedido em 12 Setembro 2019].
- [17] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Comercializadores para Grandes consumidores, Industriais e Pequenos negócios,” [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/comercializadores/Paginas/Clientsnaodomicos.aspx>. [Acedido em 12 Setembro 2019].

- [18] Portugal Energia, “Tarifas e Ciclos Horários,” Poupa Energia, 2018. [Online]. Disponível: <https://poupaenergia.pt/tarifas-e-ciclos-horarios/>. [Acedido em 24 Julho 2019].
- [19] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Ciclo diário para fornecimentos em BTE e BTN em Portugal Continental,” ERSE, 2017. [Online]. Disponível: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/periodoshorarios/Paginas/CiclodiariofornecBTEBTNpt.aspx>. [Acedido em 24 Julho 2019].
- [20] Iberdrola, “Evolução dos consumos,” [Online]. Disponível: <https://www.iberdrola.pt/webclifr/ptb2b/#/evolucion>. [Acedido em 12 Junho 2019].
- [21] COUTADA, Joaquim Pedro Sousa, “Produção Fotovoltaica em Autoconsumo e Pequena produção: Caso de Estudo do ISEP,” [Online]. Disponível: [http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/7072/1/DM\\_JoaquimCoutada\\_2015\\_MEESE.pdf](http://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/7072/1/DM_JoaquimCoutada_2015_MEESE.pdf). [Acedido em 12 Junho 2019].
- [22] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” Setembro 2014. [Online]. Disponível: <http://www.futursolutions.pt/docs/EnquadProdDistri.pdf>. [Acedido em 13 Junho 2019].
- [23] Associação de Empresas do Sector Fotovoltaico, “Regime Jurídico Autoconsumo,” 2015. [Online]. Disponível: [https://www.apesf.pt/images/apesf/pdf/Regime\\_Jurdico\\_Autoconsumo.pdf](https://www.apesf.pt/images/apesf/pdf/Regime_Jurdico_Autoconsumo.pdf). [Acedido em 21 Junho 2019].
- [24] FF Solar, “Autoconsumo,” [Online]. Disponível: [https://www.google.pt/search?q=exemplo+de+uma+instala%C3%A7%C3%A3o+de+auto+consumo&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiesuH45ebiAhXJ4KYKHZmFC\\_MQ\\_AUIECgB&biw=1920&bih=938#imgcr=YHHKbdV\\_jlLwMM](https://www.google.pt/search?q=exemplo+de+uma+instala%C3%A7%C3%A3o+de+auto+consumo&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiesuH45ebiAhXJ4KYKHZmFC_MQ_AUIECgB&biw=1920&bih=938#imgcr=YHHKbdV_jlLwMM). [Acedido em 13 Junho 2019].

- [25] SANTOS, Luís Filipe da Silva, “Desenvolvimento de ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas de autoconsumo fotovoltaico em ambiente doméstico,” [Online]. Disponível: [https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/8117/1/DM\\_LuisSantos\\_2015\\_MEEC.pdf](https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/8117/1/DM_LuisSantos_2015_MEEC.pdf). [Acedido em 20 Junho 2019].
- [26] GODINHO, Sérgio Miguel da Costa, “Sistemas para Autoconsumo” [Online]. Disponível: [https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/18612/3/Relat%c3%b3rio%20de%20Est%c3%a1gio\\_Critical%20Kinetics.pdf](https://comum.rcaap.pt/bitstream/10400.26/18612/3/Relat%c3%b3rio%20de%20Est%c3%a1gio_Critical%20Kinetics.pdf). [Acedido em 25 Junho 2019].
- [27] Solar Brasil, “Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos,” [Online]. Disponível: <http://www.solarbrasil.com.br/blog-da-energia-solar/77-energia-solar-fotovoltaica-conceitos>. [Acedido em 01 Julho 2019].
- [28] KHAIR, Claudia, “Fontes de Energia Alternativa: Energia Solar,” Recicloteca, 27 Dezembro 2016. [Online]. Disponível: <http://www.recicloteca.org.br/noticias/fontes-de-energia-alternativa-energia-solar/>. [Acedido em 01 Julho 2019].
- [29] Barlovento, “Cálculo Energético e Operação de Sistemas Híbridos de Pequena Potência,” [Online]. Disponível: <https://www.barloventorecursos.com/pt-br/destaques/micro-renova-calculo-energetico-e-operacao-de-sistemas-hibridos-de-pequena-potencia>. [Acedido em 01 Julho 2019].
- [30] ZEEV, “Unidade de pequena produção solar,” [Online]. Disponível: <https://www.zeev.pt/energia/solucoes-domesticas/unidade-de-pequena-producao/>. [Acedido em 01 Julho 2019].
- [31] REIS, Pedro, “Portal Energia,” [Online]. Disponível: <https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar/>. [Acedido em 30 Agosto 2019].

- [32] Pordata, “Produção de energia eléctrica: total e a partir de fontes renováveis,” 25 Outubro 2018. [Online]. Disponível:  
<https://www.pordata.pt/DB/Portugal/Ambiente+de+Consulta/Gr%C3%A1fico>.  
[Acedido em 26 Julho 2019].
- [33] MARTINS, Vítor, “31 novas centrais solares trazem 1GW de energia renovável para Portugal,” 26 Julho 2018. [Online]. Disponível:  
<https://kids.pplware.sapo.pt/curiosidades/31-novas-centrais-solares-trazem-1-gw-de-energia-renovavel-para-portugal/>. [Acedido em 26 Julho 2019].
- [34] MAGARREIRO, Clarisse; FREITAS, Sara; BRITO, Miguel Centeno, “Radiação e energia solar,” [Online]. Disponível:  
<https://www.spf.pt/magazines/GFIS/119/article/993/pdf>. [Acedido em 26 Julho 2019].
- [35] Fcsolar, “Energia Solar Fotovoltaica,” [Online]. Disponível:  
<http://www.fcsolar.eco.br/aprenda-aqui/>. [Acedido em 26 Julho 2019].
- [36] MONTEIRO, José Alberto Máximo, “Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas, tecnologia necessária e viabilidade económica para a produção numa perspetiva de chave na mão,” Abril 2014. [Online]. Disponível: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/72835/2/27209.pdf>. [Acedido em 26 Julho 2019].
- [37] Solargis, “Solar resource maps of Portugal,” [Online]. Disponível:  
<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/portugal>. [Acedido em 26 Julho 2019].
- [38] OLIVEIRA, José Fernando Carvalho, “Elaboração de um projecto de uma central fotovoltaica de miniprodução e estudo de viabilidade técnica, económica e financeira,” Novembro 2014. [Online]. Disponível:  
<https://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/5856>. [Acedido em 01 Agosto 2019].
- [39] CAMPOS, Mayara Soares; ALCANTARA, Licinius, “Interpretação dos Efeitos de Tempo Nublado e Chuvoso Sobre a Radiação Solar em Belém/PA Para Uso em

- Sistemas Fotovoltaicos,” Dezembro 2016. [Online]. Disponível: [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0102-77862016000500570](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-77862016000500570). [Acedido em 2 Setembro 2019].
- [40] PEREIRA, Pedro Filipe Monteiro, “A produção fotovoltaica em Portugal. Análise da legislação em vigor e do custo/benefício,” 15 Julho 2015. [Online]. Disponível: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79596/2/35795.pdf>. [Acedido em 1 Agosto 2019].
- [41] DIAS, João Henrique Matins, “Análise Económico-financeira de um projeto de energia fotovoltaica numa grande superfícies,” 2017. [Online]. Disponível: <https://ria.ua.pt/bitstream/10773/23276/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>. [Acedido em 1 Agosto 2019].
- [42] Archi Expo, “Kit solar aerotérmico / para telhado inclinado,” [Online]. Disponível: <http://www.archiexpo.com/pt/prod/irfts/product-88822-1889639.html>. [Acedido em 1 Agosto 2019].
- [43] Alu-cek, “Que tipo de suporte para telhado escolher?,” [Online]. Disponível: <https://alu-cek.com.br/web/que-tipo-de-suporte-para-telhado-escolher/>. [Acedido em 1 Agosto 2019].
- [44] Solarvolt, “Energia Solar integrada à arquitetura,” [Online]. Disponível: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/energia-solar-bipv/>. [Acedido em 1 Agosto 2019].
- [45] REIS, Pedro, “Em que consiste um sistema seguidor solar fotovoltaico,” 19 Dezembro 2016. [Online]. Disponível: <https://www.portal-energia.com/em-que-consiste-sistema-seguidor-solar-fotovoltaico/>. [Acedido em 1 Agosto 2019].
- [46] FONTES, Ruy, “Efeito Fotoelétrico e Efeito Fotovoltaico,” [Online]. Disponível: <https://blog.bluesol.com.br/efeito-fotoeletrico-fotovoltaico/>. [Acedido em 21 Agosto 2019].

- [47] TIMANE, Hermenegildo Augusto, “Princípio de funcionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede pública,” [Online]. Disponível: [https://energypedia.info/images/5/55/PT\\_SISTEMA\\_FOTOVOLTAICO\\_LIGADO\\_Timane.pdf](https://energypedia.info/images/5/55/PT_SISTEMA_FOTOVOLTAICO_LIGADO_Timane.pdf). [Acedido em 21 Agosto 2019].
- [48] Solar Energy Systems. [Online]. Disponível: <http://solarnenergysystems.blogspot.com/2013/11/energia-solar-fotovoltaica-las-celulas.html>. [Acedido em 22 Agosto 2019].
- [49] HERRERO, Rafael, “Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano,” Maio 2016. [Online]. Disponível: [https://www.researchgate.net/publication/305651683\\_Posicionamento\\_eficiente\\_de\\_modulos\\_fotovoltaicos\\_em\\_plantas\\_solares\\_no\\_ambiente\\_urbano](https://www.researchgate.net/publication/305651683_Posicionamento_eficiente_de_modulos_fotovoltaicos_em_plantas_solares_no_ambiente_urbano). [Acedido em 22 Agosto 2019].
- [50] FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral, “Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica,” [Online]. Disponível: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4649643/mod\\_resource/content/1/Apostila\\_solar.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4649643/mod_resource/content/1/Apostila_solar.pdf). [Acedido em 22 Agosto 2019].
- [51] CARNEIRO, Joaquim, “Electromagnetismo e Módulos Fotovoltaicos: características e associações,” [Online]. Disponível: <https://docplayer.com.br/161601-Modulos-fotovoltaicos.html>. [Acedido em 22 Agosto 2019].
- [52] REIS, Pedro, “Guia prático para comprar painéis solares fotovoltaicos,” [Online]. Disponível: <https://www.portal-energia.com/guia-pratico-comprar-paineis-solares-fotovoltaicos/>. [Acedido em 02 Setembro 2019].
- [53] “Photovoltaik4all,” [Online]. Disponível: <https://www.photovoltaik4all.de/en/aeg-industrial-solar-as-m605-zebra-300-wp-schwarzer-rahmen>. [Acedido em 02 Setembro 2019].

- [54] “Europe - Solar Store,” [Online]. Disponível: <https://www.europe-solarstore.com/abb-uno-dm-6-0-tl-plus.html>. [Acedido em 02 Setembro 2019].
- [55] ABB. [Online]. Disponível: <https://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/string/single-phase/uno-dm-6.0-tl-plus>. [Acedido em 02 Setembro 2019].
- [56] OMIE, “Relatórios mensais,” [Online]. Disponível: <http://www.omel.es/pt/principal/publicacoes>. [Acedido em 02 Setembro 2019].
- [57] NUNES, Paulo, “Conceito de Cash Flow,” 07 Julho 2019. [Online]. Disponível: <https://know.net/cienceconempr/gestao/cash-flow/>. [Acedido em 18 Setembro 2019].
- [58] Portal Gestão, “Analisar projectos: o payback, a TIR e o VAL,” [Online]. Disponível: <https://www.portal-gestao.com/artigos/2500-analisar-projectos-o-payback-a-tir-e-o-val.html>. [Acedido em 16 Setembro 2019].
- [59] FILIPE, Diogo José Oliveira, “Uma reanálise do ponto de vista económico de Centrais Fotovoltaicas,” [Online]. Disponível: <https://eg.uc.pt/bitstream/10316/28563/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o%20de%20mestrado%20-%20Diogo%20Filipe%20-%20Mestrado%20Gest%C3%A3o%20FEU.pdf>. [Acedido em 01 Outubro 2019].
- [60] SHIMURA, Sergio; SIMPLICIO, Roberto, MOURA, Cesar Biasi de; ZUFFO, Marcelo Knorich, “Estimativa do custo de geração de usinas fotovoltaicas usando confiabilidade,” [Online]. Disponível: [https://www.researchgate.net/publication/305650499\\_ESTIMATIVA\\_DO\\_CUSTO\\_DE\\_GERACAO\\_DE\\_USINAS\\_FOTOVOLTAICAS\\_USANDO\\_CONFIABILIDADE/link/5bb564bc45851574f7f7ece2/download](https://www.researchgate.net/publication/305650499_ESTIMATIVA_DO_CUSTO_DE_GERACAO_DE_USINAS_FOTOVOLTAICAS_USANDO_CONFIABILIDADE/link/5bb564bc45851574f7f7ece2/download). [Acedido em 20 Setembro 2019].
- [61] Portal Energias Renováveis, “Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação,” [Online]. Disponível: <https://www.portal->

energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf. [Acedido em 20 Setembro 2019].

- [62] MATA, Gabriel, “Curso de Termodinâmica Aplicada,” [Online]. Disponível: <https://slideplayer.com.br/slide/1848278/>. [Acedido em 05 Setembro 2019].
- [63] ROCHA, Telmo, “Cogeração - Tecnologias de Cogeração,” [Online]. Disponível: <https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/cogeracao-tecnologias-de>. [Acedido em 05 Setembro 2019].
- [64] MELO, Gustavo de, “Turbina a Vapor,” [Online]. Disponível: <https://pt.slideshare.net/GustavoMello/fsiicaa>. [Acedido em 2019 Setembro 2019].
- [65] Dáblio Peças, “Rotor TO4B88 - (49,53/70,00mm),” [Online]. Disponível: [http://www.dabliopecas.com.br/produto/rotor-to4b88---\(4953-7000mm\)](http://www.dabliopecas.com.br/produto/rotor-to4b88---(4953-7000mm)). [Acedido em 21 Setembro 2019].
- [66] Alibaba.com, “Estator do motor magnético permanente,” [Online]. Disponível: <https://portuguese.alibaba.com/product-detail/china-wind-turbine-parts-manufacturer-permanent-magnetic-motor-stator-60710389051.html>. [Acedido em Setembro 21 2019].
- [67] Mercado Livre, [Online]. Disponível: [https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1200357210-kit-4-bocais-de-turbina-holset-212-25-polegadas-\\_JM?quantity=1](https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1200357210-kit-4-bocais-de-turbina-holset-212-25-polegadas-_JM?quantity=1). [Acedido em 21 Setembro 2019].
- [68] TAVARES, Pablo, “Motores a Combustão Interna,” [Online]. Disponível: <https://slideplayer.com.br/slide/11618833/>. [Acedido em 05 Setembro 2019].
- [69] ALCÂNTARA, Alexandre Bernardo de Seabra Geada de Figueiredo, “Avaliação Económica e Energética do Dimensionamento de Centrais de Cogeração e Trigerção,” Outubro 2012. [Online]. Disponível: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395144977849/dissertacao.pdf>. [Acedido em 05 Setembro 2019].

- [70] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, “Diário da República n.º 168/2010, Série I de 2010-08-30,” [Online]. Disponível: <https://dre.pt/application/conteudo/611330>. [Acedido em 21 Setembro 2019].
- [71] Forum da casa. [Online]. Disponível: <https://forumdacasa.com/discussions/?PostBackAction=Download&AttachmentID=46043>. [Acedido em 05 Setembro 2019].
- [72] FERNANDES, Rita Isabel Marquês Correia, “A Energia Eólica em Portugal: a evolução do seu regime jurídico, em especial as alterações ao regime remuneratório das centrais eólicas,” Maio 2014. [Online]. Disponível: <https://repositorio.ucp.pt/bitstream/10400.14/19423/1/Energia%20Eólica%20em%20Portugal%20-%20A%20evolução%20e%20regime%20jurídico%20-%20Tese%20Mestrado%20Direito%20Administrativo%20-%20Vertente%20Energias.pdf>. [Acedido em 22 Setembro 2019].
- [73] REIS, Pedro, “Portal Energia Renováveis,” 10 Fevereiro 2019. [Online]. Disponível: <https://www.portal-energia.com/vantagens-desvantagens-da-energia-eolica/>. [Acedido em 26 Agosto 2019].
- [74] FERREIRA, Abel António de Azevedo, “Sistema de produção de energia eólica,” [Online]. Disponível: [https://paginas.fe.up.pt/~ee06206/images/docs2/MSc\\_AbelFerreira.pdf](https://paginas.fe.up.pt/~ee06206/images/docs2/MSc_AbelFerreira.pdf). [Acedido em 22 Setembro 2019].
- [75] Ministério da Defesa Nacional, “Decreto n.º 11/2014,” [Online]. Disponível: <https://dre.pt/application/conteudo/25344039>. [Acedido em 22 Setembro 2019].
- [76] Weather Spark, “Condições meteorológicas médias em Ovar,” [Online]. Disponível: <https://pt.weatherspark.com/y/149937/Clima-caracter%C3%ADstico-no-Ovar-Mil.-Portugal-durante-o-ano>. [Acedido em 22 Setembro 2019].

# Anexo A. Exemplos de faturas energéticas



**IBERDROLA**

**FATURA** Página 1 / 2

**DADOS DA FATURA**

Período da fatura: 13/11/2018 – 13/12/2018  
 Número da fatura: FT 18201/2158885  
 Data de emissão: 18 de Dezembro de 2018  
 Titular: S.PINTO COELHO ADREGO, LDA  
 NIF: 500237387  
 Referência de contrato: 637556963

**TOTAL A PAGAR** 497,22 €

**VALOR TOTAL DA FATURA** 497,22 €

Débito a efetuar a partir de: 17/01/2019

**HISTÓRICO DE CONSUMOS**



Este gráfico apresenta a evolução do seu consumo.  
 O seu consumo médio diário do período faturado é de: 16,57 €  
 O seu consumo médio diário dos últimos 4 meses é de: 10,82 €

**Banco** BANCO BPI

**IBAN** PT50 0010 0000 7564 322 \*\*\*\*

**BIC** BBPIPTPLXXX

**Identificação do mandato** 0000106658

**Código de mandato** 267590571000

\*\*\*\* Ocultados por segurança

> ver detalhe da fatura no verso

**DICAS E ALERTAS**

O envio de leituras é aconselhável entre os dias 6 e 9. Ao enviar leituras nesses dias minimizará o valor estimado da sua fatura.

De acordo com o contrato vigente, o montante desta fatura será debitado na sua conta no dia 17/01/2019.

No cálculo dos termos de potência e do termo fixo foram considerados os dias do período faturado, conforme nº 3 do Artigo 184º do Regulamento de Relações Comerciais.

Desde 01/01/2012, o fornecimento de eletricidade ao consumidor final passou a estar sujeito a tributação em sede de impostos especiais de consumo, sendo a taxa igual a 0,001 €/kWh conforme Art. 6.º da Port. n.º 320-D/2011, de 30/12.

IBERDROLA CLIENTES PORTUGAL, UNIPessoal, LDA, Sede Social: Avenida da Liberdade, n.º 180A - 6.º, Edifício Tivoli Forum, 1250-146 Lisboa. Correspondência: Apartado 12011, EC Picoas, 1061-001 Lisboa, NIPC: 502124083. Matrícula na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa, 2.ª Secção: Capital Social: 4.000.000,00 €



Figura 97 - Fatura energética no mês de Novembro de 2018

IBERDROLA CLIENTES PORTUGAL UNIPessoal LDA, Sede Social: Avenida da Liberdade, n.º 180A - 6.º, Edifício Tivoli Fórum, 1250-146 Lisboa. Correspondência: Apartado 12011, E.P. Picos, 1861-001 Lisboa. NIPC: 502749635. Matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa, 2.ª Secção, Capital Social: 4.000.000,00 €

### DADOS DA INSTALAÇÃO

Referência de contrato: 637556963  
 Código Ponto de Entrega (CPE): PT 0002 0000 7188 2521 YA  
 Ciclo horário: Diário  
 Nível de Tensão: BTE  
 Morada de fornecimento: R CARVALHEIRA, 229 3885-721 MACEDA

### DETALHE DA SUA FATURA

#### ENERGIA E POTÊNCIA

##### Energia Ativa 162,56€

Ponta	392 kWh x 0,078306 €/kWh	30,70 €
Cheia	1.715 kWh x 0,076274 €/kWh	130,81 €
Vazio	10 kWh x 0,071839 €/kWh	0,72 €
Super Vazio	5 kWh x 0,066876 €/kWh	0,33 €

##### Termo de redes de energia 133,67€

Ponta	392 kWh x 0,0721 €/kWh	28,26 €
Cheia	1.715 kWh x 0,0612 €/kWh	104,96 €
Vazio	10 kWh x 0,0305 €/kWh	0,31 €
Super Vazio	5 kWh x 0,0282 €/kWh	0,14 €

##### Termo de redes de potencia 103,06€

Potência Contratada	41,41 kW x 30 dias x 0,0431 €/kW	53,54 €
Potência horas de ponta	3,27 kW x 30 dias x 0,5048 €/kW	49,52 €

##### Energia Reativa Consumida 0,03€

Fornecida Vazio	1 kVArh x 0,0252 €/kVArh	0,03 €
-----------------	--------------------------	--------

**TOTAL ENERGIA E POTÊNCIA 399,32 €**

#### TAXAS E IMPOSTOS

Imposto Sobre Eletricidade	2.122 kWh x 0,001 €/kWh	2,12 €
Taxa Exploração DGEG		0,35 €
IVA	23% s/401,79 €	92,41 €
Contribuição Audiovisual	1 mês x 2,85 €/mês	2,85 €
IVA Contribuição Audiovisual	6% s/2,85 €	0,17 €

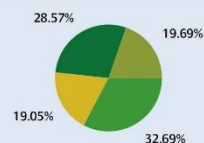
**TOTAL TAXAS E IMPOSTOS 97,90 €**

**VALOR TOTAL DA FATURA 497,22 €**

#### OUTRAS POTÊNCIAS

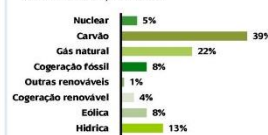
Nº contador	Função	Potência
55051426	PTTMV	0 kW
55051426	PTTFV	0 kW

### COMPOSIÇÃO DA SUA FATURA



Energia + Potência (sem acessos)	162,56 €	Tarifa de Acesso (sem CIEG)	94,71 €
CIEG	142,05 €	CAV + Impostos + Taxas	97,90 €
Serviços	0 €		

#### MIX DE PRODUÇÃO (2017)



Emissões: FE<sub>CO2</sub> 487 g/kWh  
 RRAA 26 µg/kWh

\* FE CO<sub>2</sub> (g/kWh) – fator de emissão de dióxido de carbono.  
 \*\* RRAA (µg/kWh) – resíduos radioativos de alta atividade.  
 A informação apresentada corresponde ao mix de produção de energia e emissões do ano de 2017.  
 Saiba mais em [www.iberdrola.pt](http://www.iberdrola.pt) e em [www.erse.pt](http://www.erse.pt)

### INFORMAÇÃO ÚTIL

- Emissão de CO<sub>2</sub> associado ao consumo de energia desta fatura: 796,8 Kg.
- Os custos de interesse económico geral (CIEG) incluídos no Acesso às Redes correspondem a 142,05€, IVA não incluído.
- O total da fatura inclui o valor de 236,76 EUR sem IVA, correspondentes às Tarifas de Acesso à Rede.
- A Iberdrola não dispõe de uma tarifa "Condições de preço regulado".
- wGuU-Processado por programa certificado nº 2212/AT



### CONTATOS



Apoio ao Cliente: 808 506 000 (dias úteis, das 9h às 18h, custo de chamada local)



[www.iberdrola.pt](http://www.iberdrola.pt)



Avarias elétricas: 800 506 506 (24h - chamada grátis)



Email: [empresas@iberdrola.pt](mailto:empresas@iberdrola.pt)



Leitura do contador: 800 507 507 (24h - chamada grátis)



Pontos de apoio ao cliente  
[www.iberdrola.pt/02sibc/corporativa/iberdrola/atencao-cliente](http://www.iberdrola.pt/02sibc/corporativa/iberdrola/atencao-cliente)



75100064

Figura 98 - Fatura energética no mês de Novembro de 2018, verso



DADOS DA FATURA

Período da fatura: 07/08/2018 – 13/09/2018  
Número da fatura: FT 18201/1486099  
Data de emissão: 20 de Setembro de 2018  
Titular: S.PINTO COELHO ADREGO, LDA  
NIF: 500237387  
Referência de contrato: 637556963

Remite: IBERDROLA CLIENTES PORTUGAL UNIPessoal LDA Apartado 12004, EC Picoas, 1061-001 Lisboa



06 999 M C 0637556963 0 1 SP10 006706 019595 20180920 2  
0637556963000999000099711400080120098  
S.PINTO COELHO ADREGO, LDA  
R DA CARVALHEIRA, 243  
3885-721 MACEDA

TOTAL A PAGAR 203,13 €

VALOR TOTAL DA FATURA 203,13 €

Débito a efetuar a partir de: 20/10/2018

Banco	BANCO BPI
IBAN	PT50 0010 0000 7564 322* ****
BIC	BBPIPTPLXX
Identificação do mandato	0000106658
Código de mandato	267590571000
**** Ocultados por segurança	

> ver detalhe da fatura no verso



DICAS E ALERTAS

O envio de leituras é aconselhável entre os dias 6 e 9. Ao enviar leituras nesses dias minimizará o valor estimado da sua fatura.

De acordo com o contrato vigente, o montante desta fatura será debitado na sua conta no dia 20/10/2018.

No cálculo dos termos de potência e do termo fixo foram considerados os dias do período faturado, conforme n.º 3 do Artigo 184.º do Regulamento de Relações Comerciais.

Desde 01/01/2012, o fornecimento de eletricidade ao consumidor final passou a estar sujeito a tributação em sede de impostos especiais de consumo, sendo a taxa igual a 0,001 €/kWh conforme Art. 6.º da Port. n.º 320-D/2011, de 30/12.



Duplicado

Figura 99 - Fatura energética no mês de Agosto de 2018

IBERDROLA CLIENTES PORTUGAL UNIPessoal LDA, Sede Social: Avenida da Liberdade, n.º 180A - 6.º, Edifício Tivoli Fórum, 1250-146 Lisboa; Correspondência: Apartado 12011, E.P. Picos, 1861-001 Lisboa; NIPC: 502749635; Matriculada na Conservatória do Registo Comercial de Lisboa, 2.ª Secção, Capital Social: 4.000.000,00 €

### DADOS DA INSTALAÇÃO

Referência de contrato: 637556963  
 Código Ponto de Entrega (CPE): PT 0002 0000 7188 2521 YA  
 Ciclo horário: Diário  
 Nível de Tensão: BTE  
 Morada de fornecimento: R CARVALHEIRA, 229 3885-721 MACEDA

### DETALHE DA SUA FATURA

#### ENERGIA E POTÊNCIA

##### Energia Ativa 42,27€

Ponta	148 kWh x 0,078306 €/kWh	11,59 €
Cheia	393 kWh x 0,076274 €/kWh	29,98 €
Vazio	7 kWh x 0,071839 €/kWh	0,50 €
Super Vazio	3 kWh x 0,066876 €/kWh	0,20 €

##### Termo de redes de energia 34,73€

Ponta	148 kWh x 0,0713 €/kWh	10,55 €
Cheia	393 kWh x 0,0608 €/kWh	23,89 €
Vazio	7 kWh x 0,03 €/kWh	0,21 €
Super Vazio	3 kWh x 0,0283 €/kWh	0,08 €

##### Termo de redes de potencia 84,71€

Potência Contratada (07/08/2018-31/08/2018)	41,41 kW x 24 dias x 0,0431 €/kW	42,83 €
Potência horas de ponta (07/08/2018-31/08/2018)	1 kW x 24 dias x 0,5048 €/kW	12,12 €
Potência Contratada (31/08/2018-13/09/2018)	41,41 kW x 13 dias x 0,0431 €/kW	23,20 €
Potência horas de ponta (31/08/2018-13/09/2018)	1 kW x 13 dias x 0,5048 €/kW	6,56 €

##### Energia Reativa Consumida 0,08€

Fornecida Vazio	3 kVarh x 0,0252 €/kVarh	0,08 €
-----------------	--------------------------	--------

**TOTAL ENERGIA E POTÊNCIA 161,79 €**

#### TAXAS E IMPOSTOS

Imposto Sobre Eletricidade	551 kWh x 0,001 €/kWh	0,55 €
Taxa Exploração DGE		0,35 €
IVA	23% s/162,69 €	37,42 €
Contribuição Audiovisual	1 mês x 2,85 €/mês	2,85 €
IVA Contribuição Audiovisual	6% s/2,85 €	0,17 €

**TOTAL TAXAS E IMPOSTOS 41,34 €**

**VALOR TOTAL DA FATURA 203,13 €**

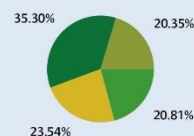
#### OUTRAS POTÊNCIAS

Nº contador	Função	Potência
55051426	PTTMV	0 kW
55051426	PTTFV	0 kW

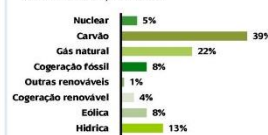
### INFORMAÇÃO ÚTIL

- Emissão de CO<sub>2</sub> associado ao consumo de energia desta fatura: 206,9 Kg.
- Os custos de interesse económico geral (CIEG) incluídos no Acesso às Redes correspondem a 71,71€, IVA não incluído.
- O total da fatura inclui o valor de 119,52 EUR sem IVA, correspondentes às Tarifas de Acesso à Rede.
- A Iberdrola não dispõe de uma tarifa "Condições de preço regulado".
- EfZg-Processado por programa certificado n.º 2212/AT

### COMPOSIÇÃO DA SUA FATURA



#### MIX DE PRODUÇÃO (2017)



Emissões: FE CO<sub>2</sub> 487 g/kWh  
 RRAA 26 µg/kWh

\* FE CO<sub>2</sub> (g/kWh) - fator de emissão de dióxido de carbono.  
 \*\* RRAA (µg/kWh) - resíduos radioativos de alta atividade.  
 A informação apresentada corresponde ao mix de produção de energia e emissões do ano de 2017.  
 Saiba mais em [www.iberdrola.pt](http://www.iberdrola.pt) e em [www.erse.pt](http://www.erse.pt)



#### CONTATOS

Apoio ao Cliente: 808 506 000 (dias úteis, das 9h às 18h, custo de chamada local)

Avarias elétricas: 800 506 506 (24h - chamada grátis)

Leitura do contador: 800 507 507 (24h - chamada grátis)

[www.iberdrola.pt](http://www.iberdrola.pt)

Email: [empresas@iberdrola.pt](mailto:empresas@iberdrola.pt)

Pontos de apoio ao cliente  
[www.iberdrola.pt/02sich/corporativa/iberdrola/atencao-cliente](http://www.iberdrola.pt/02sich/corporativa/iberdrola/atencao-cliente)



96100094

Figura 100 - Fatura energética no mês de Agosto de 2018, verso

## Anexo B. Diagramas de consumos ao longo do último ano

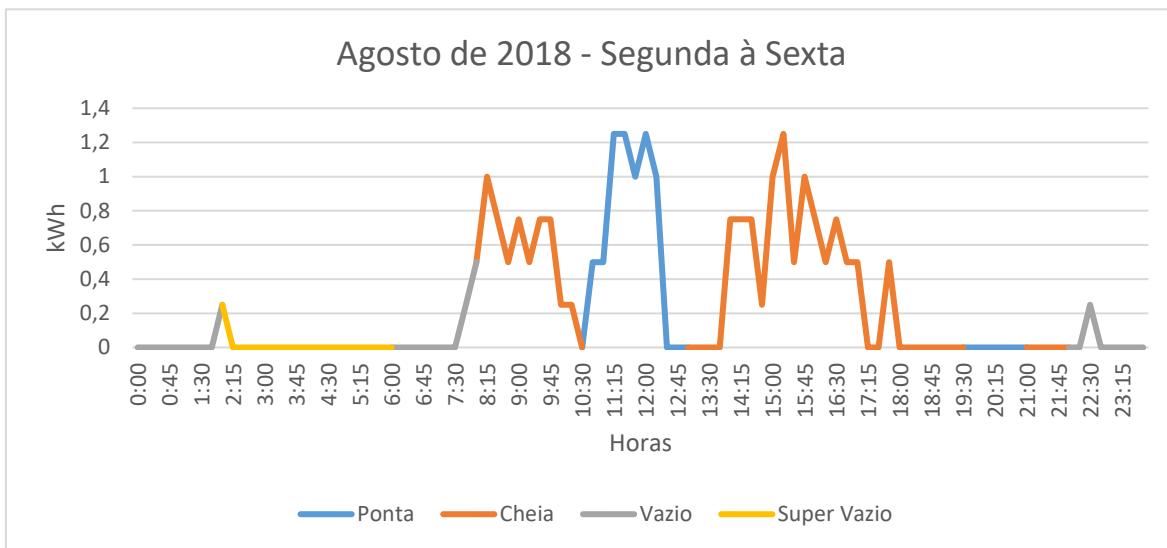


Figura 101 - Diagrama de consumos para Agosto relativo aos dias da semana (30/08/2018)

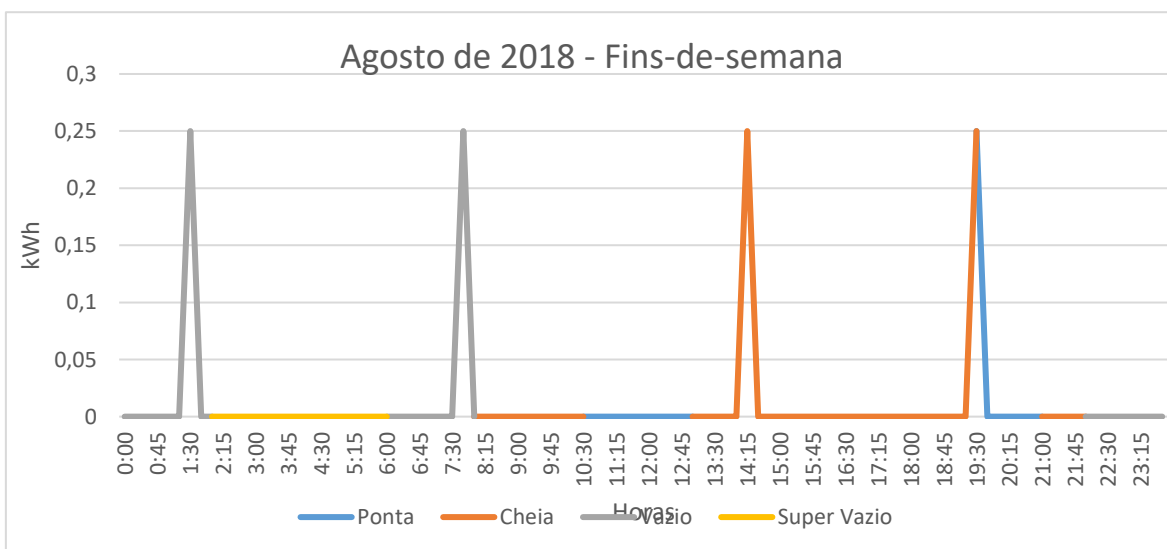


Figura 102 - Diagrama de consumos para Agosto relativo aos dias de fim de semana (25/08/2018)



Figura 103 - Diagrama de consumos para Setembro relativo aos dias da semana (11/09/2018)

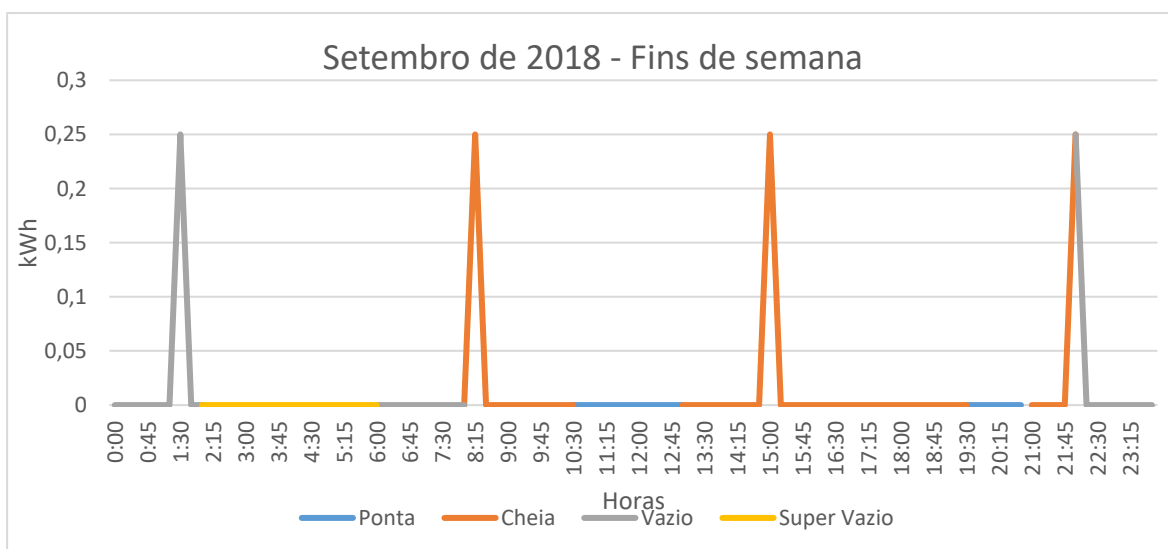


Figura 104 - Diagrama de consumos para Setembro relativo aos dias de fim de semana (23/09/2018)

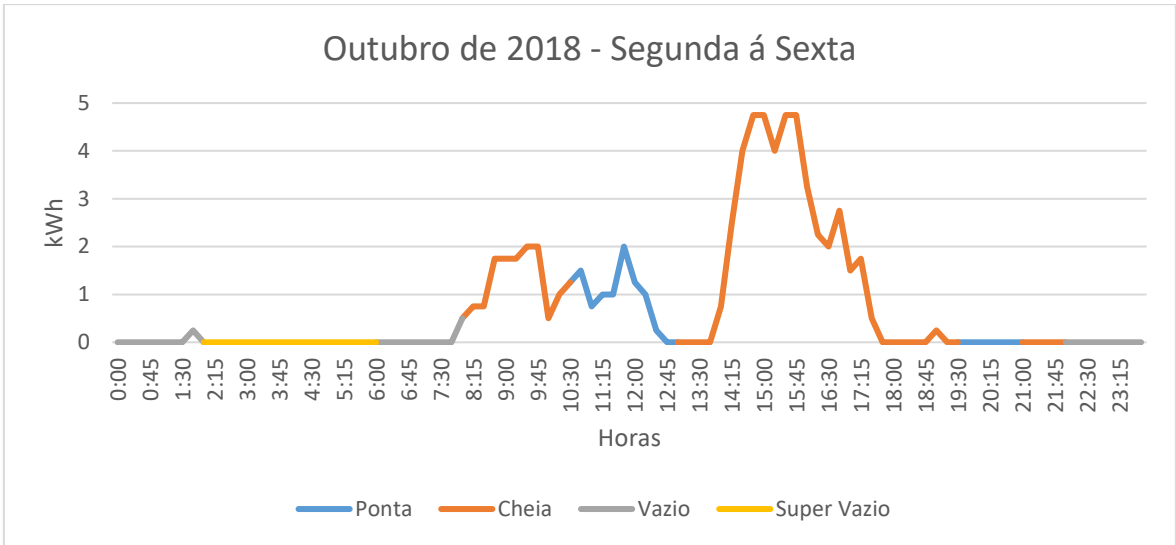


Figura 105 - Diagrama de consumos para Outubro relativo aos dias da semana (24/10/2018)

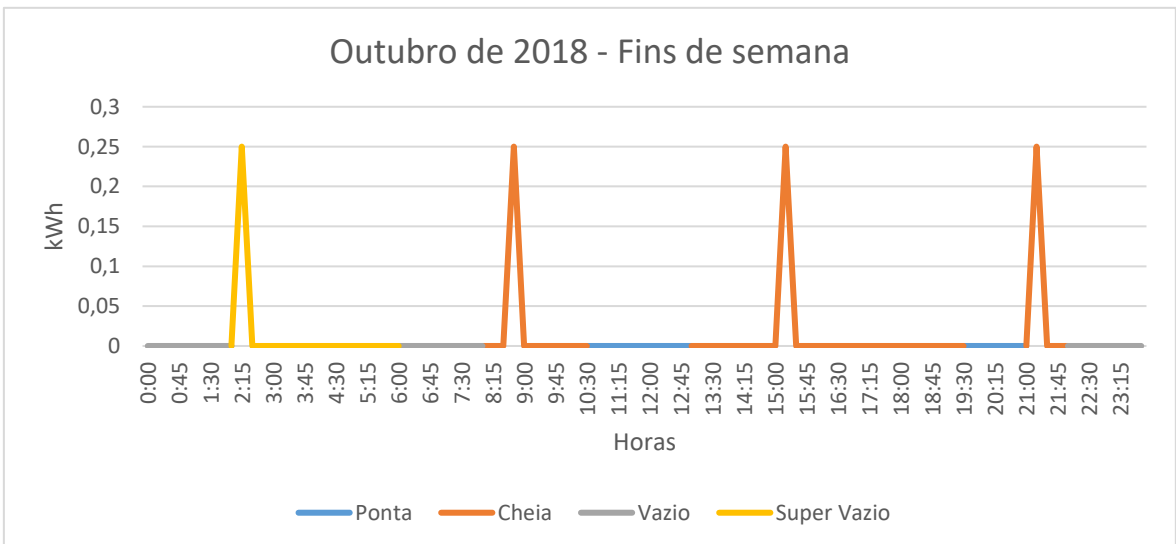


Figura 106 - Diagrama de consumos para Outubro relativo aos dias de fim de semana (21/10/2018)

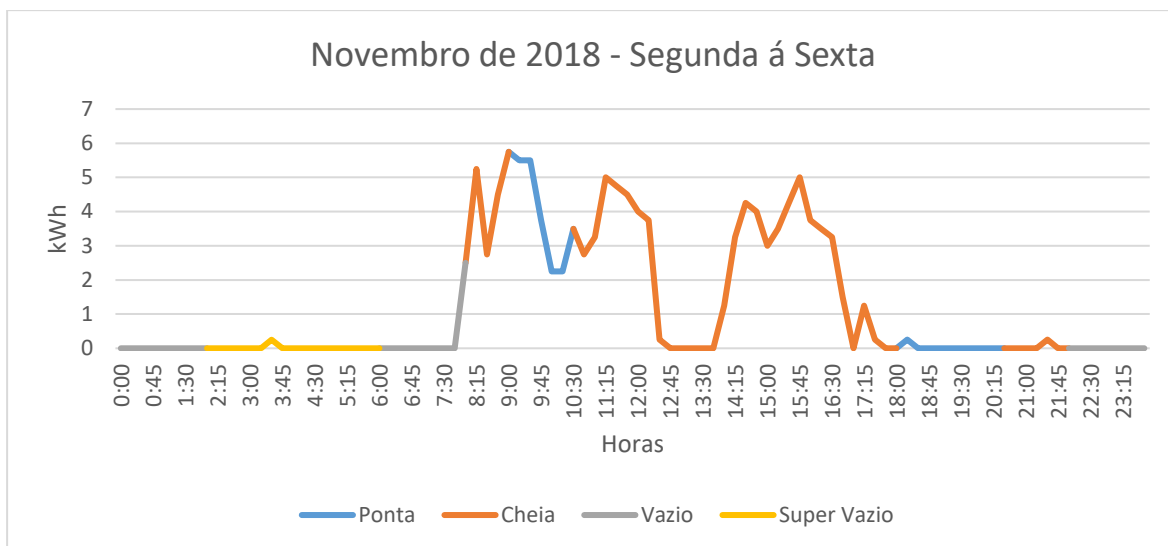


Figura 107 - Diagrama de consumos para Novembro relativo aos dias da semana (23/11/2018)

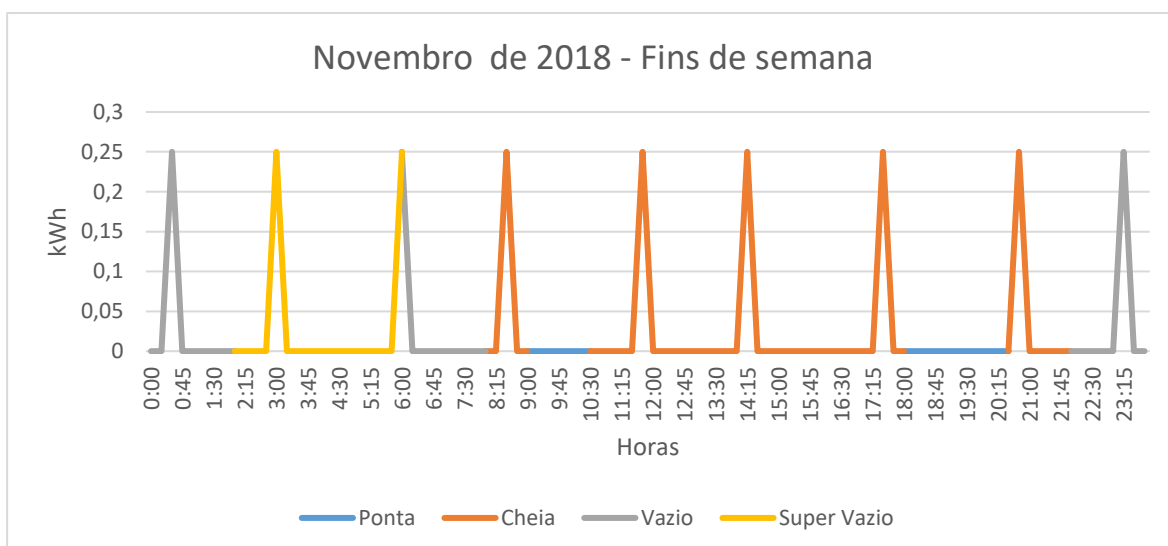


Figura 108 - Diagrama de consumos para Novembro relativo aos dias de fim de semana (24/11/2018)

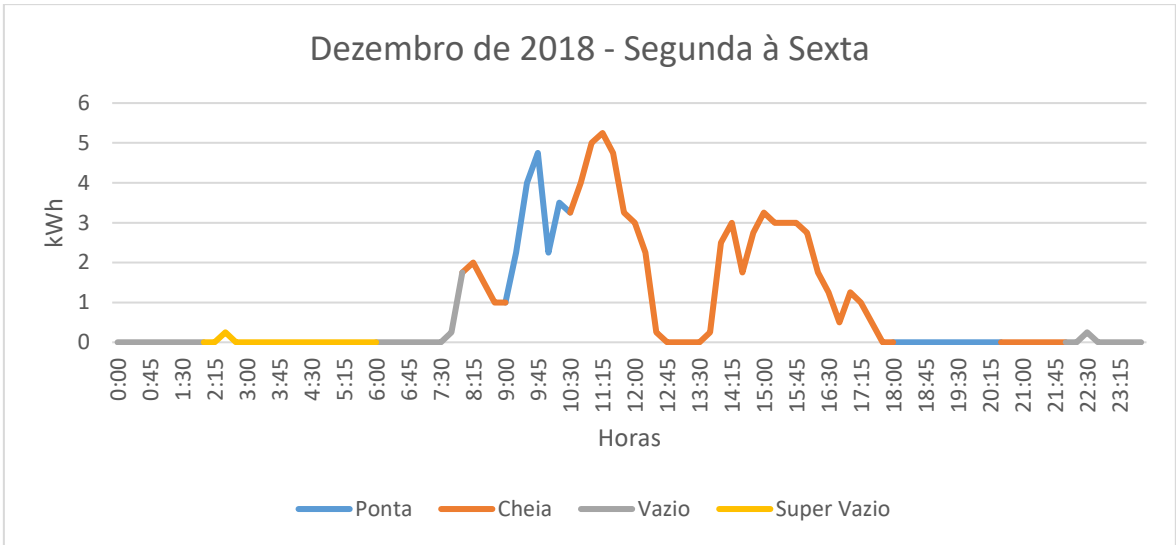


Figura 109 - Diagrama de consumos para Dezembro relativo aos dias da semana (13/12/2018)

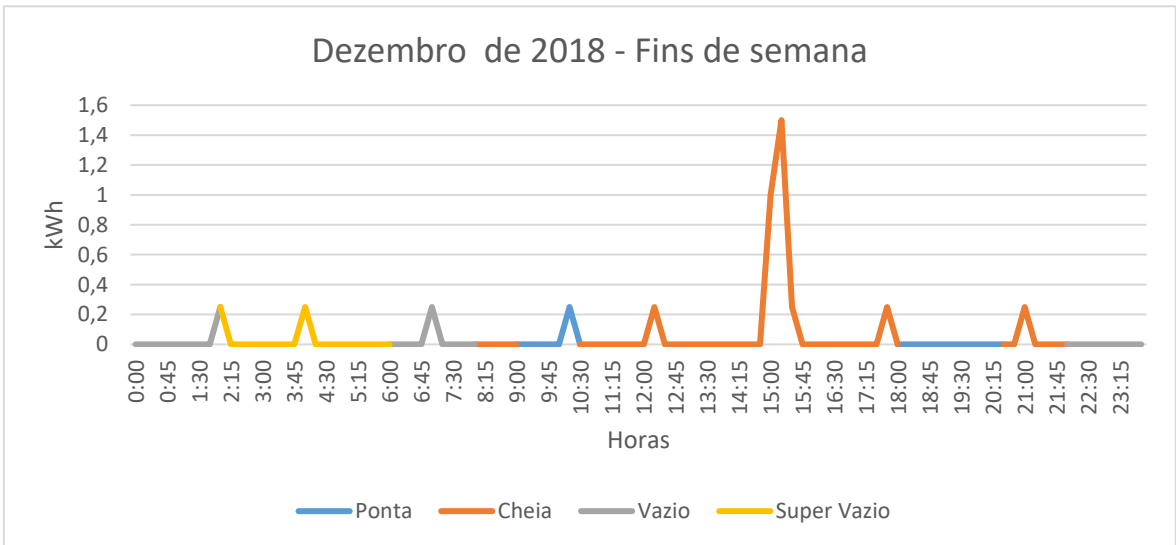


Figura 110 - Diagrama de consumos para Dezembro relativo aos dias de fim de semana (15/12/2018)

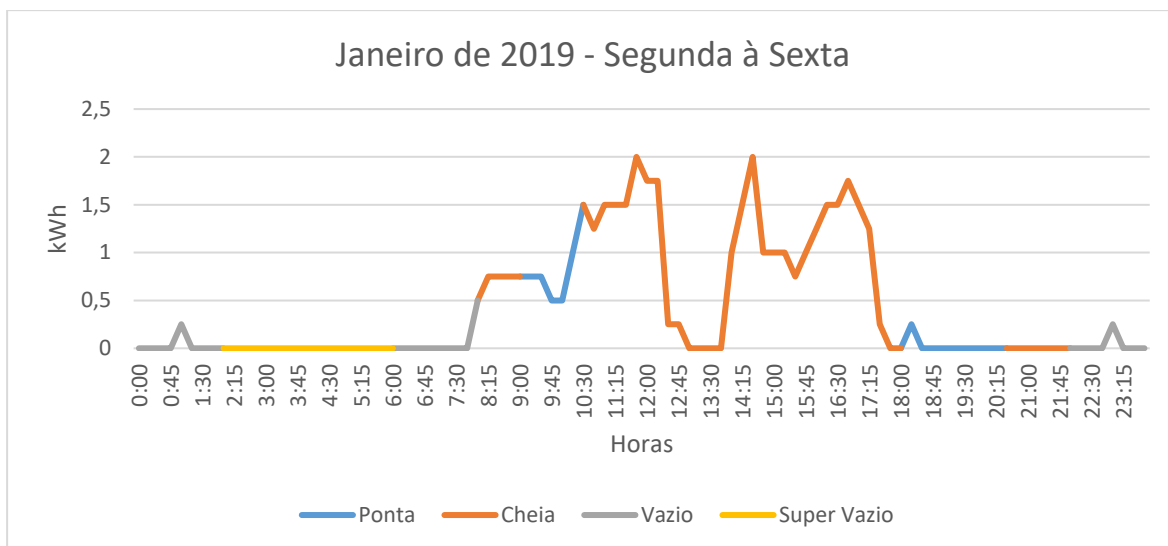


Figura 111 - Diagrama de consumos para Janeiro relativo aos dias da semana (10/01/2019)

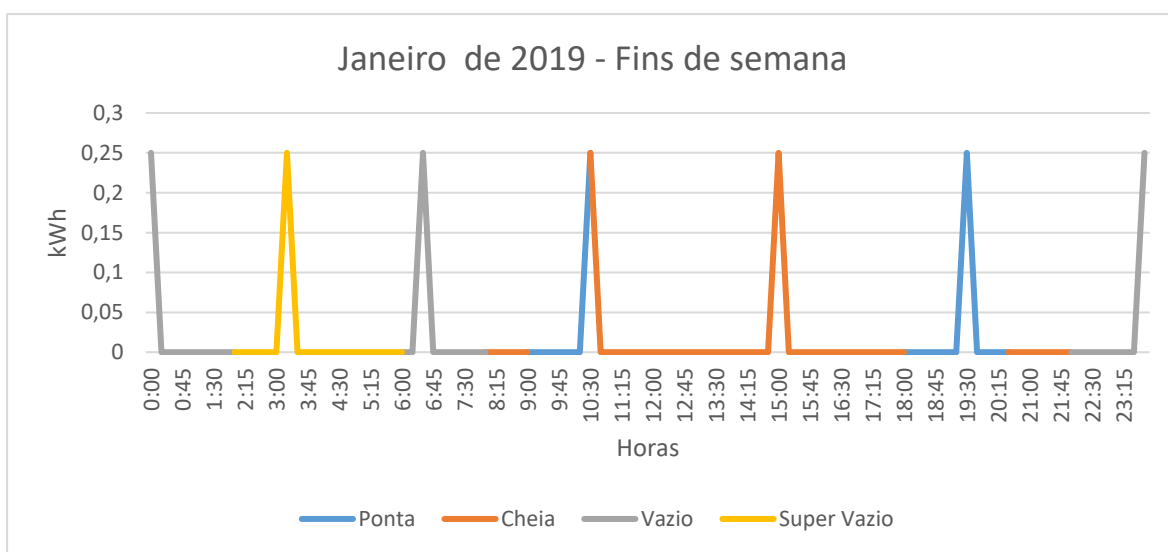


Figura 112 - Diagrama de consumos para Janeiro relativo aos dias de fim de semana (19/01/2019)

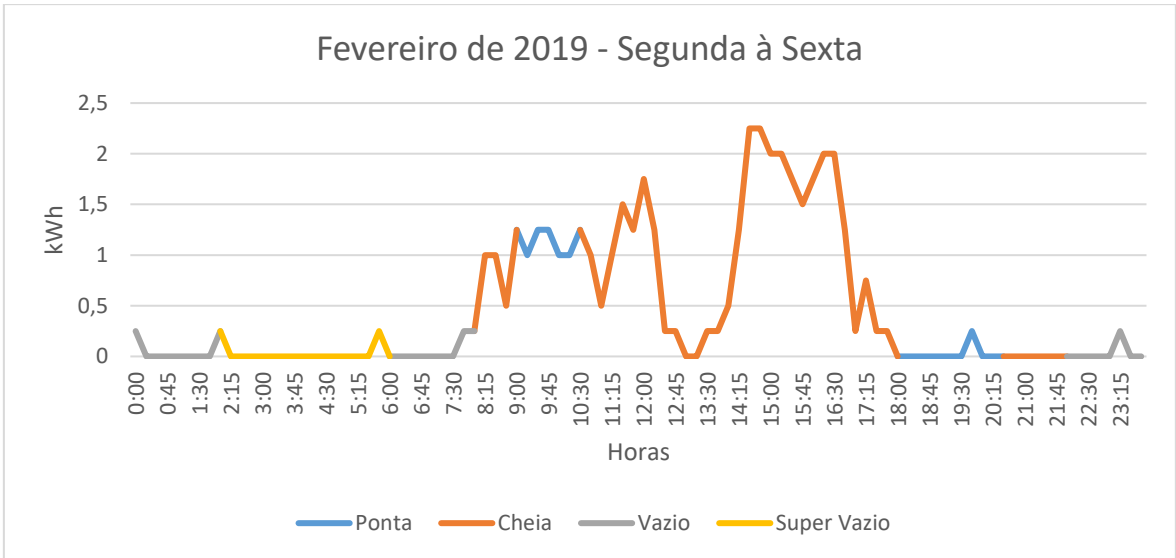


Figura 113 - Diagrama de consumos para Fevereiro relativo aos dias da semana (11/02/2019)

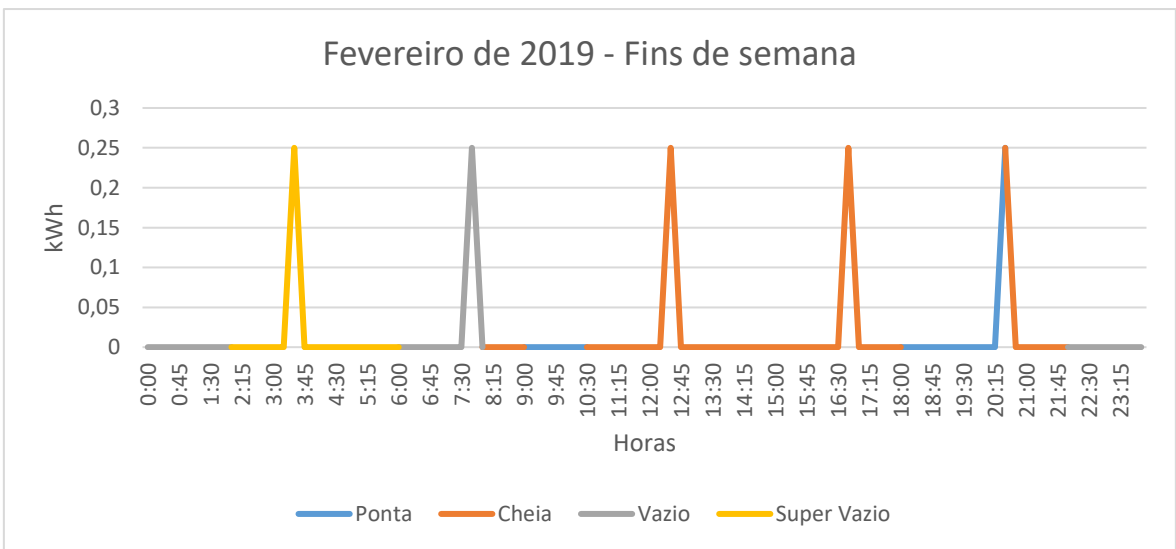


Figura 114 - Diagrama de consumos para Fevereiro relativo aos dias de fim de semana (24/02/2019)

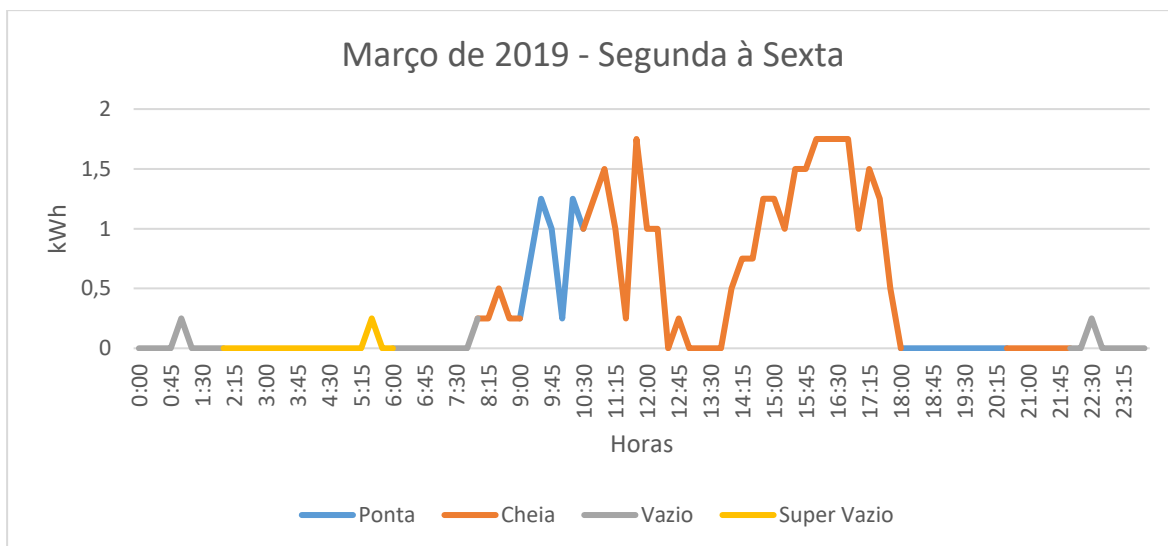


Figura 115 - Diagrama de consumos para Março relativo aos dias da semana (23/03/2019)

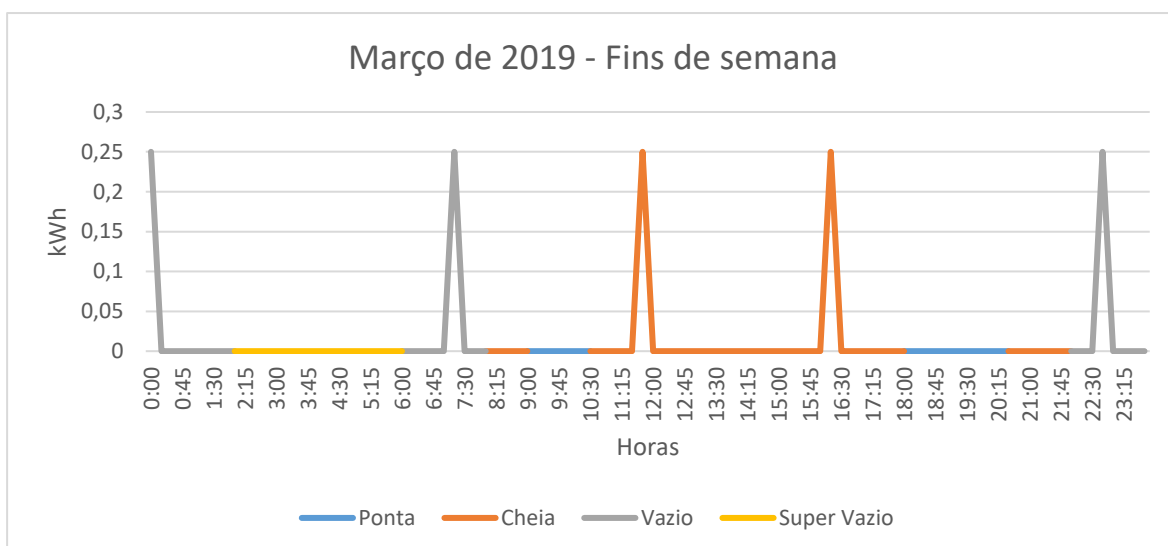


Figura 116 - Diagrama de consumos para Março relativo aos dias de fim de semana (16/03/2019)

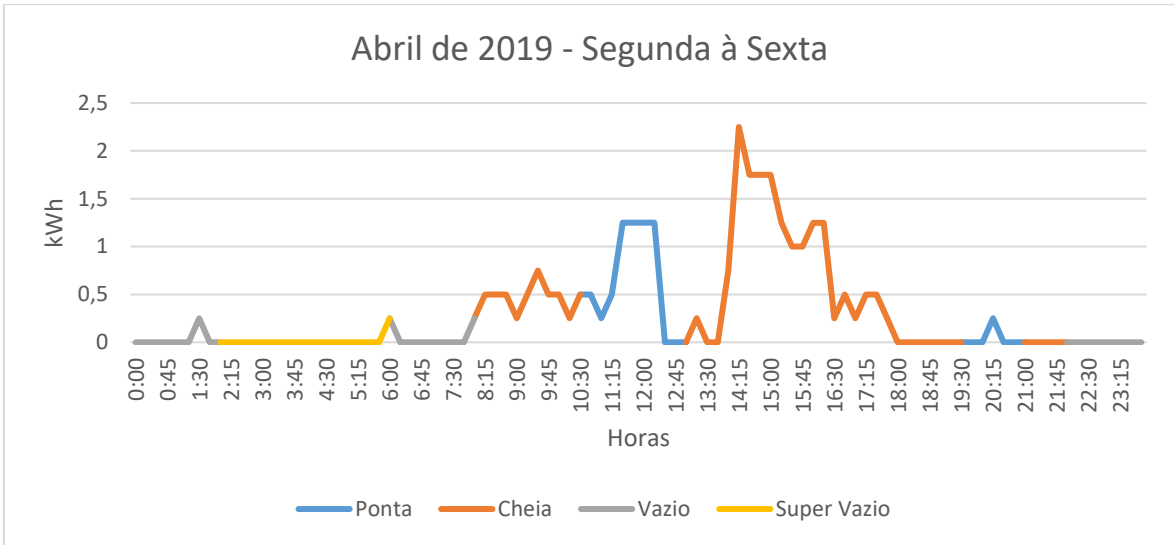


Figura 117 - Diagrama de consumos para Abril relativo aos dias da semana (17/04/2019)

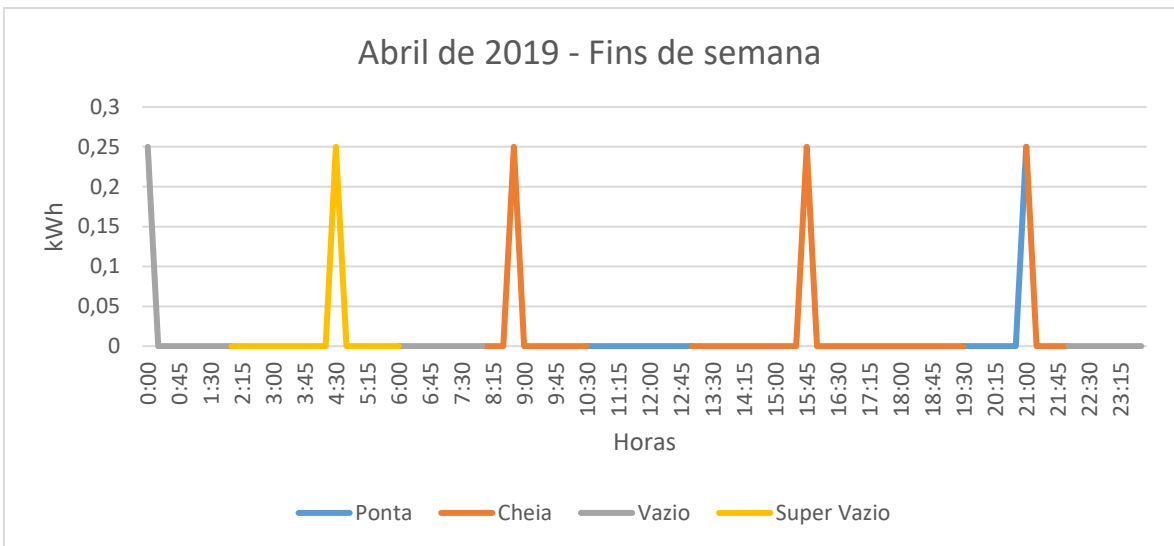


Figura 118 - Diagrama de consumos para Abril relativo aos dias de fim de semana (27/04/2019)

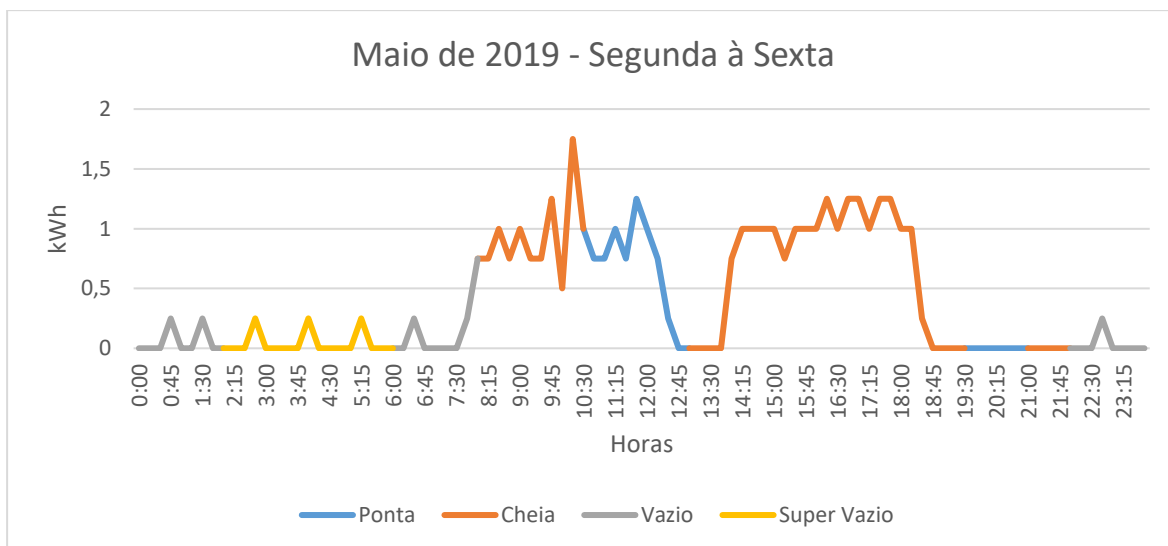


Figura 119 - Diagrama de consumos para Maio relativo aos dias da semana (16/05/2019)

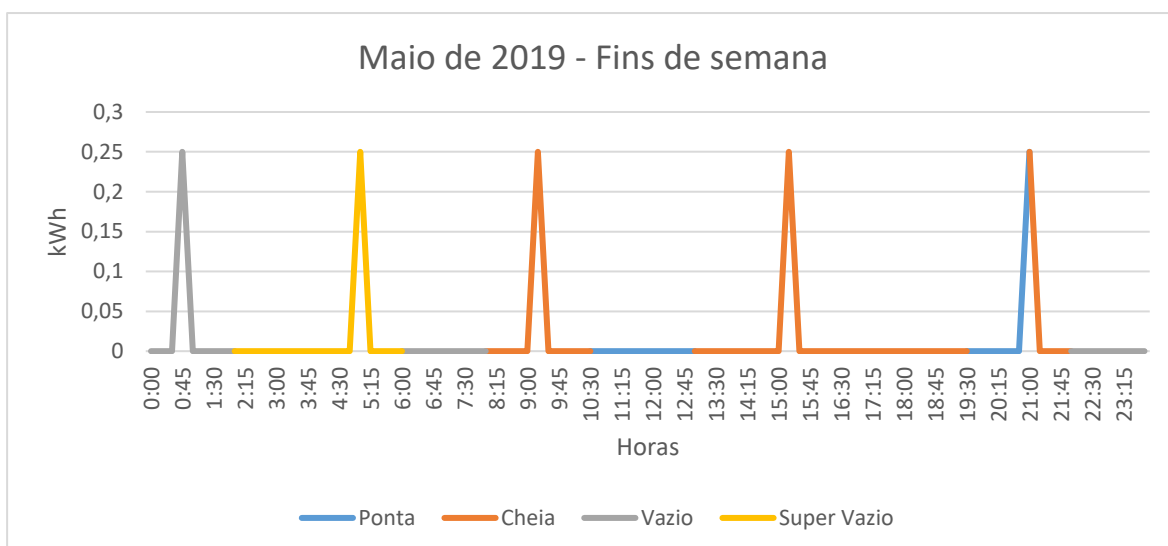


Figura 120 - Diagrama de consumos para Maio relativo aos dias de fim de semana (26/05/2019)

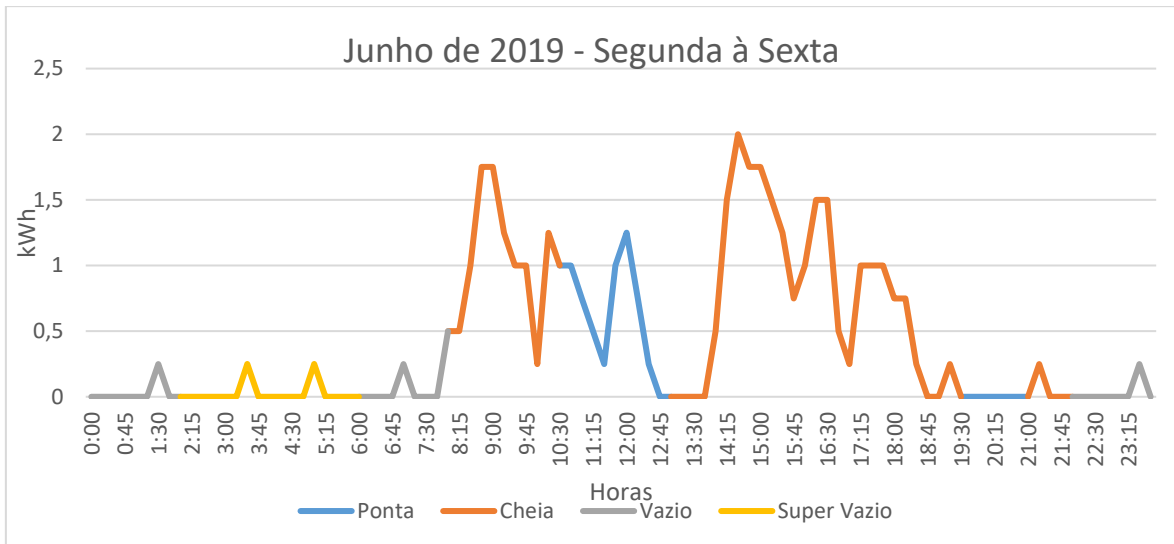


Figura 121 - Diagrama de consumos para Junho relativo aos dias da semana (07/06/2019)

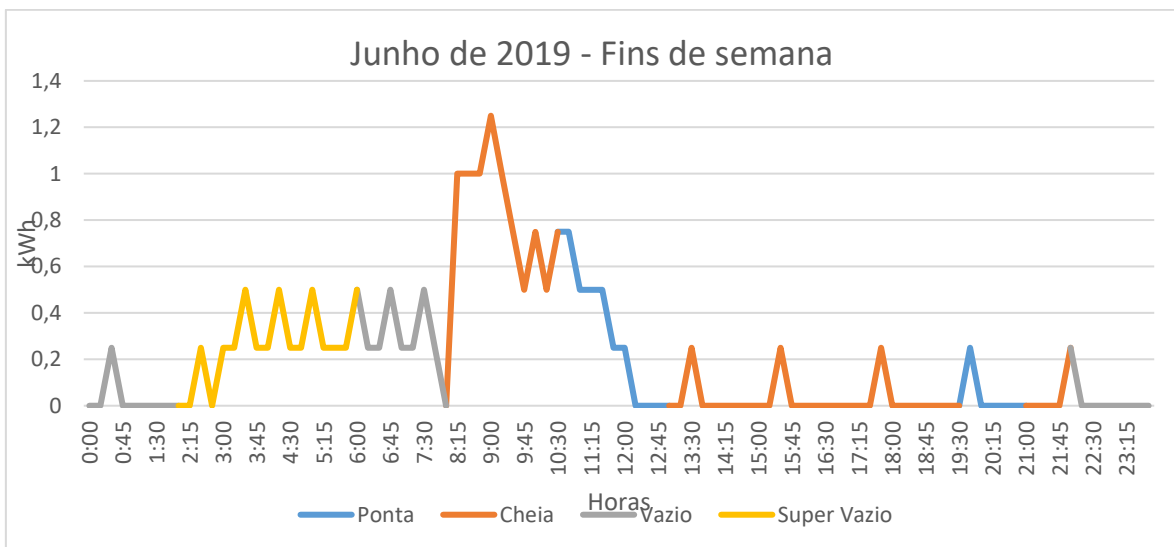


Figura 122 - Diagrama de consumos para Junho relativo aos dias de fim de semana (15/06/2019)

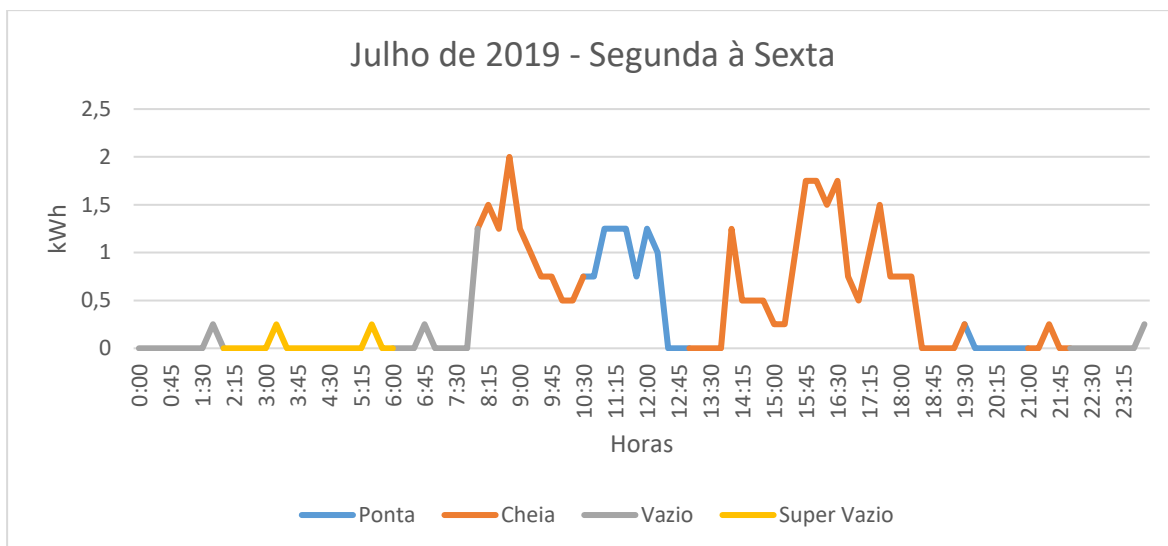


Figura 123 - Diagrama de consumos para Julho relativo aos dias da semana (24/07/2019)



Figura 124 - Diagrama de consumos para Julho relativo aos dias de fim de semana (27/07/2019)

## Anexo C. Consumo de energia ativa da unidade industrial por período horário

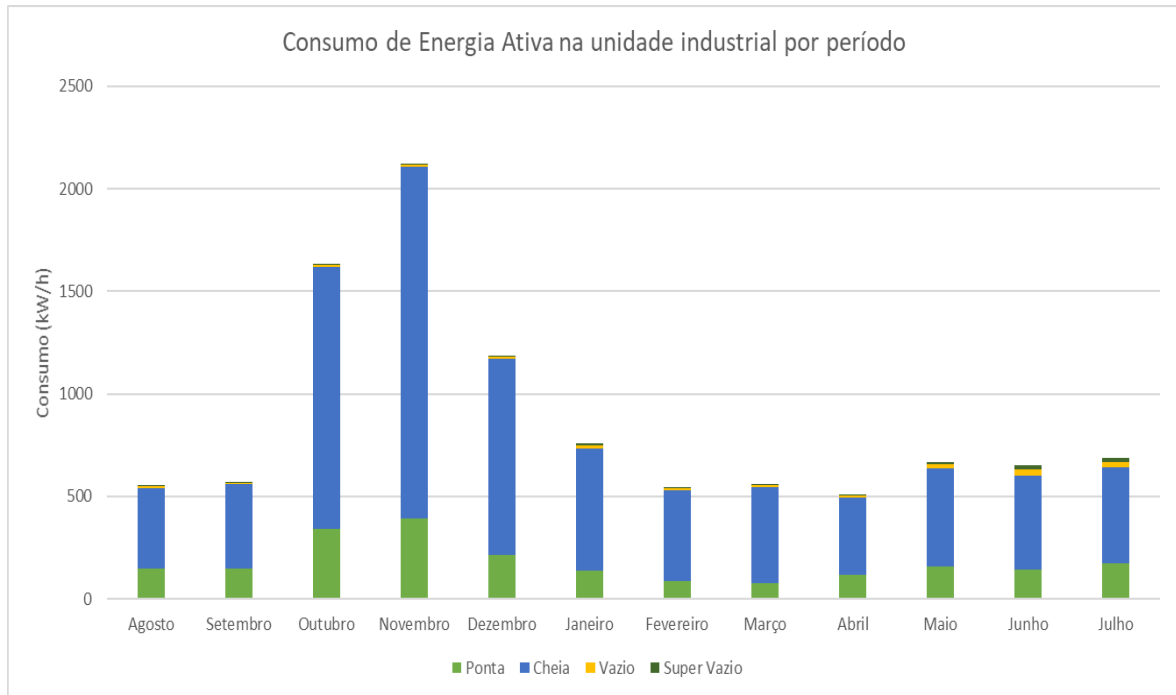


Figura 125 - Consumo de energia ativa na unidade industrial para cada período horário



## Anexo D. Faturação energética mensal da unidade industrial

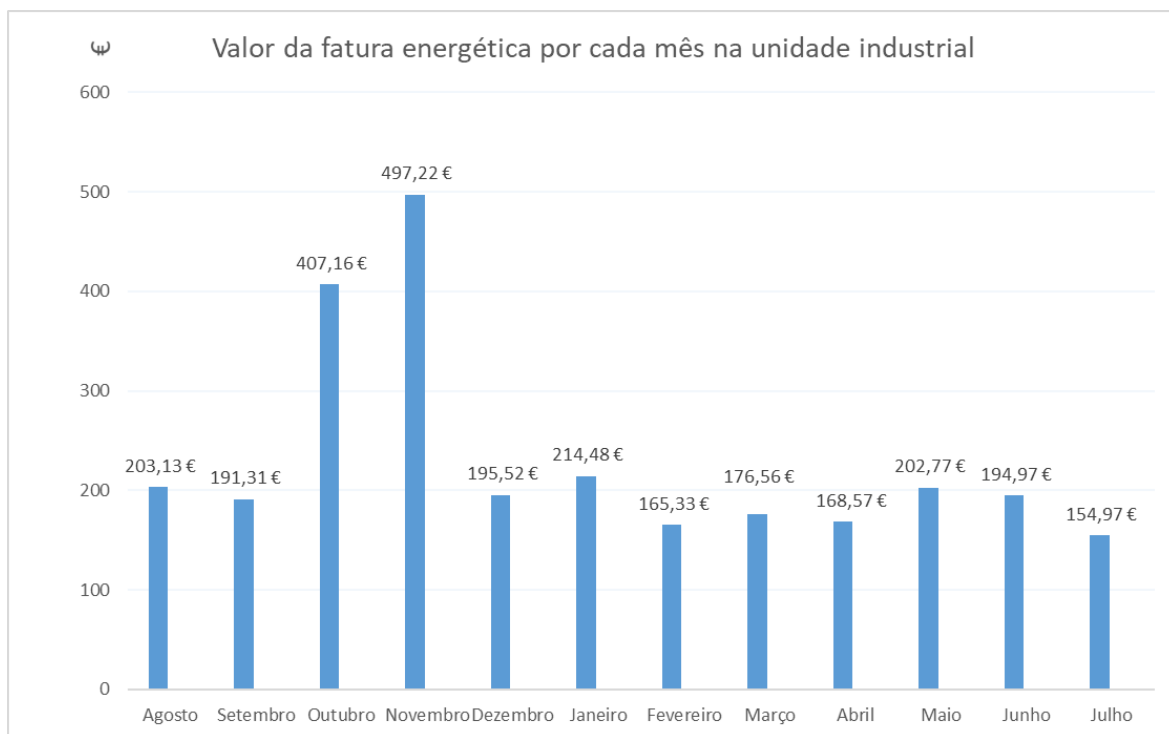
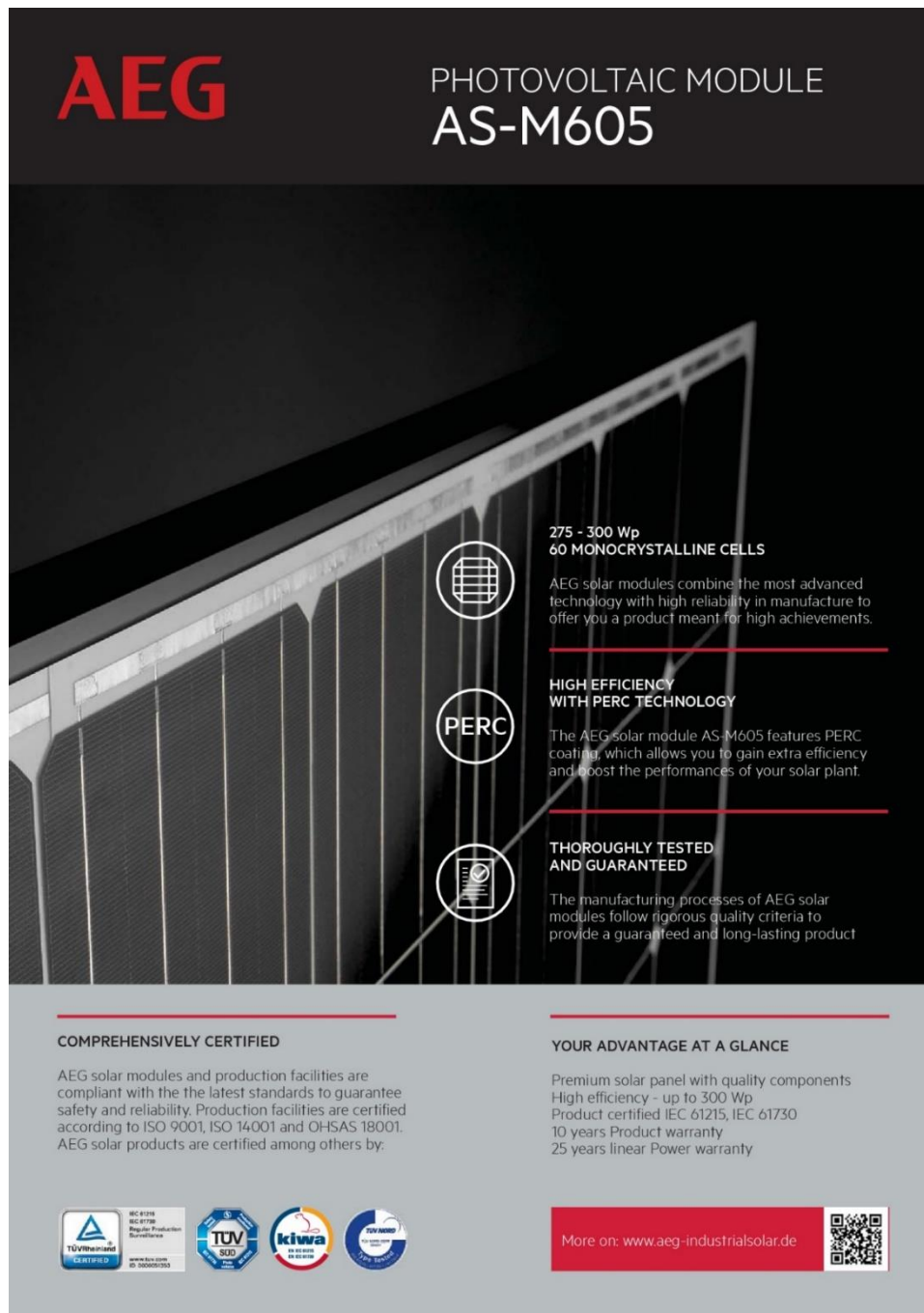


Figura 126 - Valor da fatura energética mensal na unidade industrial ao longo do último ano



# Anexo E. Datasheet do painel solar Industrial Solar AS-M605-300 ZEBRA



**AEG** PHOTOVOLTAIC MODULE  
**AS-M605**

**275 - 300 Wp**  
**60 MONOCRYSTALLINE CELLS**

AEG solar modules combine the most advanced technology with high reliability in manufacture to offer you a product meant for high achievements.

**HIGH EFFICIENCY WITH PERC TECHNOLOGY**

The AEG solar module AS-M605 features PERC coating, which allows you to gain extra efficiency and boost the performances of your solar plant.

**THOROUGHLY TESTED AND GUARANTEED**

The manufacturing processes of AEG solar modules follow rigorous quality criteria to provide a guaranteed and long-lasting product

**COMPREHENSIVELY CERTIFIED**

AEG solar modules and production facilities are compliant with the the latest standards to guarantee safety and reliability. Production facilities are certified according to ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001. AEG solar products are certified among others by:

**YOUR ADVANTAGE AT A GLANCE**

Premium solar panel with quality components  
High efficiency - up to 300 Wp  
Product certified IEC 61215, IEC 61730  
10 years Product warranty  
25 years linear Power warranty

More on: [www.aeg-industrialsolar.de](http://www.aeg-industrialsolar.de)

Logos: TÜV Rheinland, IEC 61215, IEC 61730, TÜV SÜD, Kivwa, TÜV NORD




Figura 127 - Caraterísticas técnicas do painel solar escolhido para a conceção do projeto

## PHOTOVOLTAIC MODULE AS-M605

# AEG

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC<sup>1</sup>

Nominal Power (P <sub>max</sub> ) <sup>2</sup>	[Wp]	275	280	285	290	295	300
Tolerance on Nominal Power P <sub>max</sub> <sup>3</sup>	[Wp]	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5	-0 / +5
Maximum Power Voltage (V <sub>mp</sub> )	[V]	31.5	31.7	31.8	31.8	32.0	32.2
Maximum Power Current (I <sub>mp</sub> )	[A]	8.74	8.84	8.97	9.12	9.22	9.33
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	[V]	38.60	38.90	39.2	39.2	39.4	39.5
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	[A]	9.30	9.41	9.47	9.65	9.73	9.84
Module Efficiency (η <sub>m</sub> )		16.9%	17.2%	17.5%	17.8%	18.1%	18.4%
Maximum System Voltage	[V]	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Series Fuse Maximum Rating	[A]	15	15	15	15	15	15

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS (275-285 Wp)

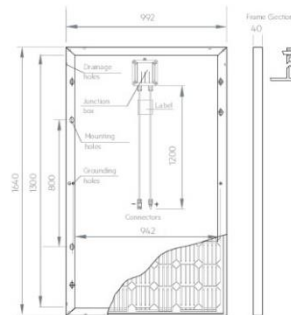
NOCT	45°C ± 2°C
P <sub>max</sub> Temp. Coefficient (γ)	-0.44 %/°C
V <sub>oc</sub> Temp. Coefficient (β)	-0.35 %/°C
I <sub>sc</sub> Temp. Coefficient (α)	0.04 %/°C
Operating temperature	-40°C to + 85°C

### TEMPERATURE CHARACTERISTICS (290-300 Wp)

NOCT	45°C ± 2°C
P <sub>max</sub> Temp. Coefficient (γ)	-0.40 %/°C
V <sub>oc</sub> Temp. Coefficient (β)	-0.31 %/°C
I <sub>sc</sub> Temp. Coefficient (α)	0.06 %/°C
Operating temperature	-40°C to + 85°C

### MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar cells	60 (6 x 10) monocrystalline silicon, 156 x 156 mm (6") cells
Front glass	3.2 mm (0.13") high-transparency AR coating glass
Backsheet	White backsheet
Encapsulant	EVA (Ethylene-Vinyl Acetate)
Frame	Anodized aluminum alloy, silver or black („zebra“)
Junction box	IP67 rated, 3 bypass diodes
Cables	UV resistant cable 1100/1200 mm (43.3"/47.2"), sec.4.0 mm <sup>2</sup>
Connectors	MC4 compatible connectors
Dimensions	1640 mm x 992 mm x 40 mm (64.5" x 39.1" x 1.57")
Weight	18.5 kg (40.79 lbs)
Maximum load	Wind: 2400 Pa / Snow: 5400 Pa



Module dimensions in the technical picture are expressed in mm with tolerance ±2 mm (±0.079").

1 - Standard Test Conditions (STC): Irradiance: 1000 W/m<sup>2</sup>; Air Mass: AM = 1.5; Cell Temperature: 25°C; Power measurement uncertainty within ± 3%.

2 - PERC Technology deployed from 290 Wp upwards.

3 - AEG photovoltaic modules are classified according to a principle of positive power tolerance: the Power Output measured at STC of the delivered modules exceeds their assigned Nameplate Nominal Power at STC within a power tolerance range between -0 Wp and +5 Wp.

4 - No less than 97% of the minimum "Peak Power at STC" in the first year; power output decline no more than 0.7% per year thereafter.

© Solar Solutions GmbH. AEG is a registered trademark used under license from AB Electroflux (publ). Specifications in this datasheet are subject to change without notice. Code: AS-M605-F-DS-N-488-275-300 version 201706/LEN

### PACKING CONFIGURATION

Packing configuration	26 pcs / pallet
Loading Capacity	728 pcs / 40 ft HC

### WARRANTIES

Product warranty	10 years
Performance warranty	25 years, linear <sup>4</sup>

### CONTACT US

Solar Solutions GmbH | Schneckenhofstrasse 19 | 60596 Frankfurt am Main | Germany  
 Tel: +49 69 400 500 810 | Fax: +49 69 400 500 819 | Mail: info@aeg-industrialsolar.de  
 www.aeg-industrialsolar.de

Figura 128 - Características técnicas do painel solar escolhido para a conceção do projeto, verso

# Anexo F. Datasheet do Inversor UNO-DM-6.0-TL-PLUS



SOLAR INVERTERS

## ABB string inverters UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q 6 kW



UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q  
outdoor string inverter

### High power density

The design wraps ABB's quality and engineering into a lightweight and compact package thanks to technological choices optimized for installations with different orientation.

The inverter allows high performance in a minimum space and has a dual Maximum Power Point Tracker (2 MPPT).

### Easy to install, fast to commission

The featured easy commissioning routine removes the need for a long configuration process, resulting in lower installation time and costs.

Improved user experience thanks to a built in User Interface (UI), which enables access to features such as advanced inverter configuration settings, dynamic feed-in control and load manager, from any WLAN enabled devices (smartphone, tablet or PC).

### Smart capabilities

The embedded logging capabilities and direct transferring of the data to Internet (via Ethernet or WLAN) allow customers to enjoy the whole Aurora Vision® remote monitoring experience.

The advanced communication interfaces (WLAN, Ethernet, RS485) combined with an efficient Modbus (RTU/TCP) communication protocol, Sunspec

The UNO-DM-6.0-PLUS-Q single-phase inverter is an upgrade of the proven UNO family and is an optimal solution for residential installations.

compliant, allow the inverter to be easily integrated within any smart environment and with third party monitoring and control systems.

A complete set of control functions with the embedded efficient algorithm, enabling dynamic control of the feed-in (i.e. zero injection), make the inverter suitable for worldwide applications in compliance with regulatory norms and needs of the utilities.

### ABB Ability™ Energy Viewer for solar plants

This new tool allows residential customers to remotely monitor the performance of their own solar plant and provides all information necessary to increase energy self-reliance and self-sufficiency.

### Highlights

- Wireless access to the embedded Web User Interface
- Easy commissioning capability
- Future-proof with embedded connectivity for smart building and smart grid integration
- Dynamic feed-in control (for instance "zero injection")
- Remote firmware upgrade for inverter and components
- Modbus TCP/RTU Sunspec compliant
- Remote monitoring via Aurora Vision® cloud

Figura 129 - Características técnicas do inversor escolhido para a concepção do projeto, página 1

## ABB string inverters

### UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q

### 6 kW

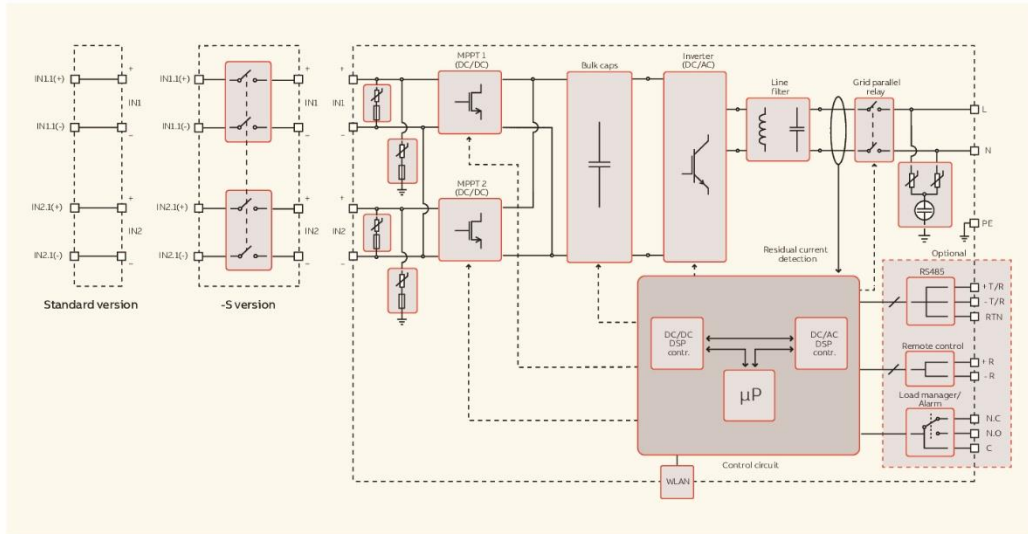


#### Technical data and types

Type code	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q
<b>Input side</b>	
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,dc}$ )	600 V
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	200 V (adj. 120...350 V)
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmn}...V_{dcmax}$ )	$0.7 \times V_{start}...580$ V (min 90 V)
Rated DC input voltage	360 V
Rated DC input power ( $P_{dc}$ )	6200 W
Number of independent MPPT	2
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	4000W (Mppt1), 3500W (Mppt2)
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{dc}$	200...480V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT at $P_{dc}$	Linear derating from Max to 500W [480VsVMPPT≤580V]
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{dc}$ , max unbalance example	On Mppt1: 4000W (200VsVmppts480) On Mppt2: Pdcr-4000W(195VsVmppts480) or 3500W (305VsVmppts480) with no power on Mppt1
Maximum DC input current ( $I_{dcmax}$ ) / for each MPPT	31,5 A / 20-11,5 A <sup>2)</sup>
Maximum input short circuit current for each MPPT	25 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	2 on channel 1: 1 on channel 2
DC connection type	Quick Fit PV Connector <sup>1)</sup>
<b>Input protection</b>	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes
Photovoltaic array isolation control	According to local standard
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	32A / 600 V
<b>Output side</b>	
AC Grid connection type	Single phase
Rated AC power ( $P_{ac}$ @ $\cos\phi=1$ )	6000 W
Maximum AC output power ( $P_{acmax}$ @ $\cos\phi=1$ )	6000 W
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	6650 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{ac,r}$ )	230 V
AC voltage range	180...264 V <sup>1)</sup>
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	30.0 A
Contributory fault current	40.0 A
Rated output frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>3)</sup>
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.8
Total current harmonic distortion	< 3.5
AC connection type	Terminal Block
<b>Output protection</b>	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum external AC overcurrent protection	40.0 A
Output overvoltage protection - varistor	2 (L - N / L - PE)
<b>Operating performance</b>	
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	97,40%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.0% / -
Feed in power threshold	8 W
Night consumption	<0,4 W

Figura 130 - Características técnicas do inversor escolhido para a concepção do projeto, página 2

ABB UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-Q
<b>Embedded Communication</b>	
Embedded Communication Interface	Wireless <sup>49)</sup>
Embedded Communication Protocol	ModBus TCP (SunSpec)
Commissioning Tool	Web User Interface, Aurora Manger Lite
Monitoring	Plant Portfolio Manager, Plant Viewer, Plant Viewer for Mobile, ABB Ability™ Energy Viewer for solar plants
<b>Optional board UNO-DM-COM kit</b>	
Optional Communication Interface	RS485 (use with meter for dynamic feed-in control), Alarm/Load manager relay, Remote ON/OFF
Optional Communication Protocol	ModBus RTU (SunSpec), Aurora Protocol
<b>Optional board UNO-DM-PLUS Ethernet COM kit</b>	
Optional Communication Interface	Ethernet, RS485 (use with meter for dynamic feed-in control), Alarm/Load manager relay, Remote ON/OFF
Optional Communication Protocol	ModBus TCP (SunSpec), ModBus RTU (SunSpec), Aurora Protocol
<b>Environmental</b>	
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...+ 140°F) with derating above 45°C/113°F
Relative humidity	0..100% condensing
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft
<b>Physical</b>	
Environmental protection rating	IP 65
Cooling	Natural
Dimension (H x W x D)	418 mm x 553 mm x 180 mm
Weight	20,5 kg
Mounting system	Wall bracket
<b>Safety</b>	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE (50 Hz only), RCM
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, DIN V VDE V 0126-1-1, ITC-BT-40, AS 4777, INMETRO Ordinances 357-2014
<b>Available products variants</b>	
Standard	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-B-QU
With DC switch	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-SB-QU

<sup>49)</sup> Refer to the document "String inverter – Product Manual appendix" available at [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) to know the brand and the model of the quick fit connector  
<sup>2)</sup> The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard  
<sup>3)</sup> The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

<sup>4)</sup> As per IEEE 802.11 b/g/n standard  
 Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Figura 131 - Características técnicas do inversor escolhido para a concepção do projeto, página 3



## Anexo G. Balanços energéticos após a instalação da UPAC na unidade industrial

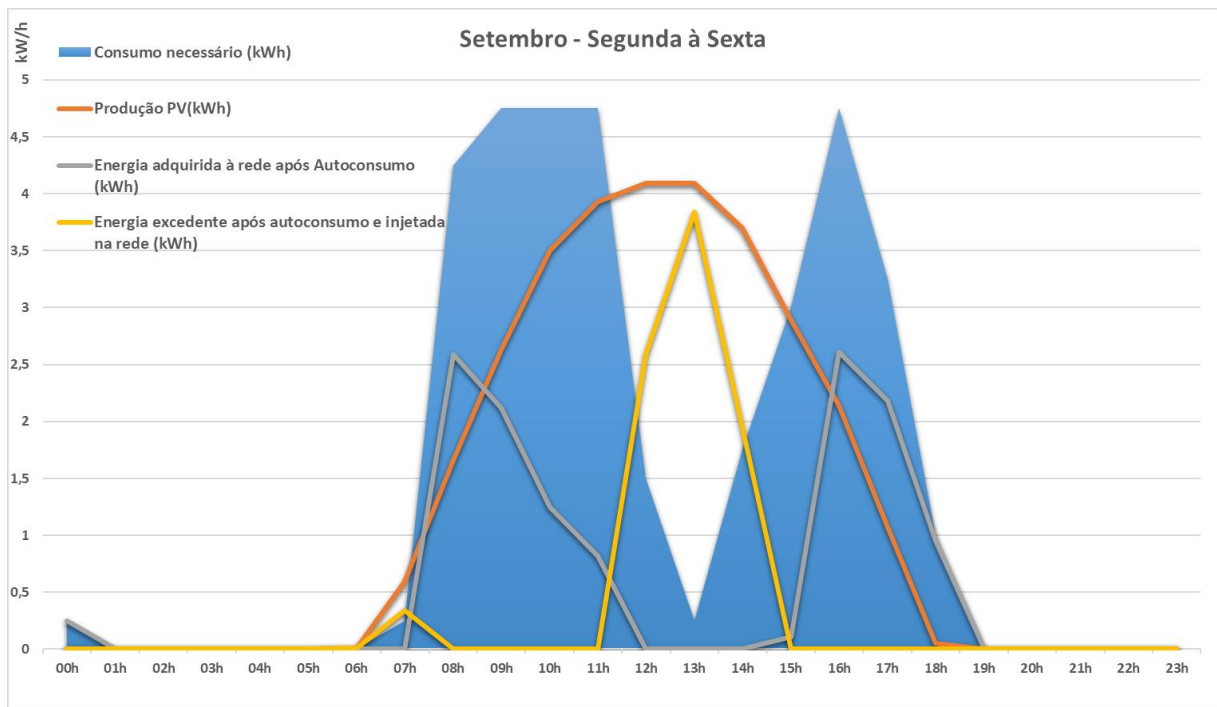


Figura 132 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Setembro – Segunda à Sexta

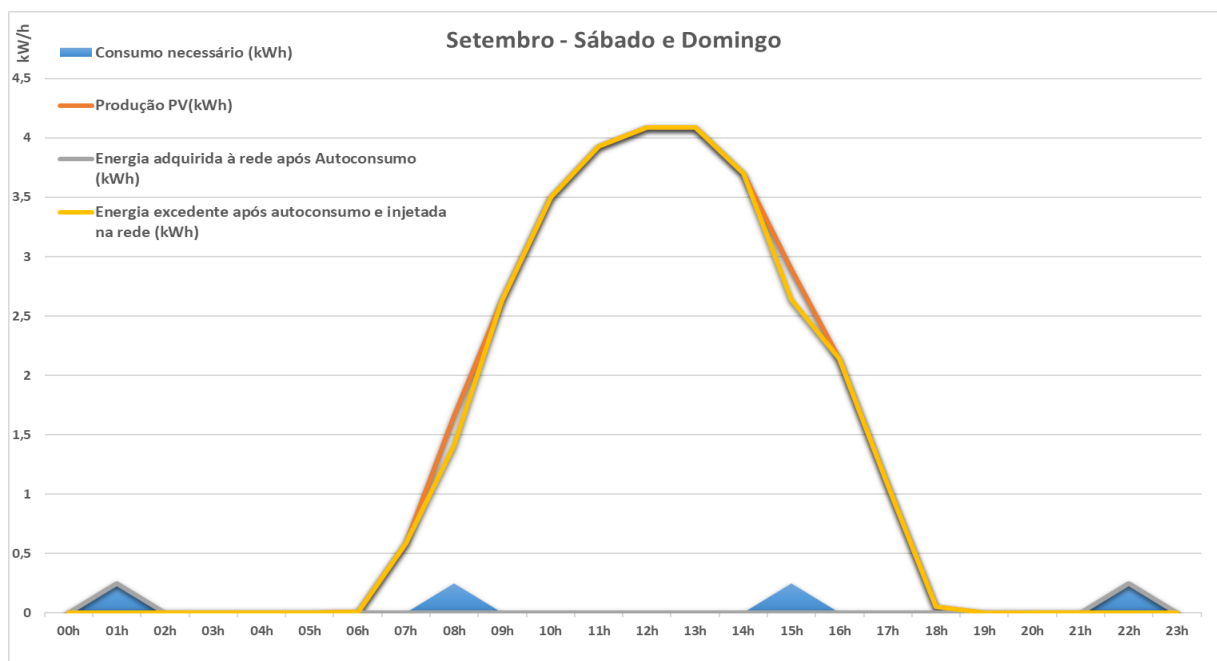


Figura 133 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Setembro – Sábado e Domingo

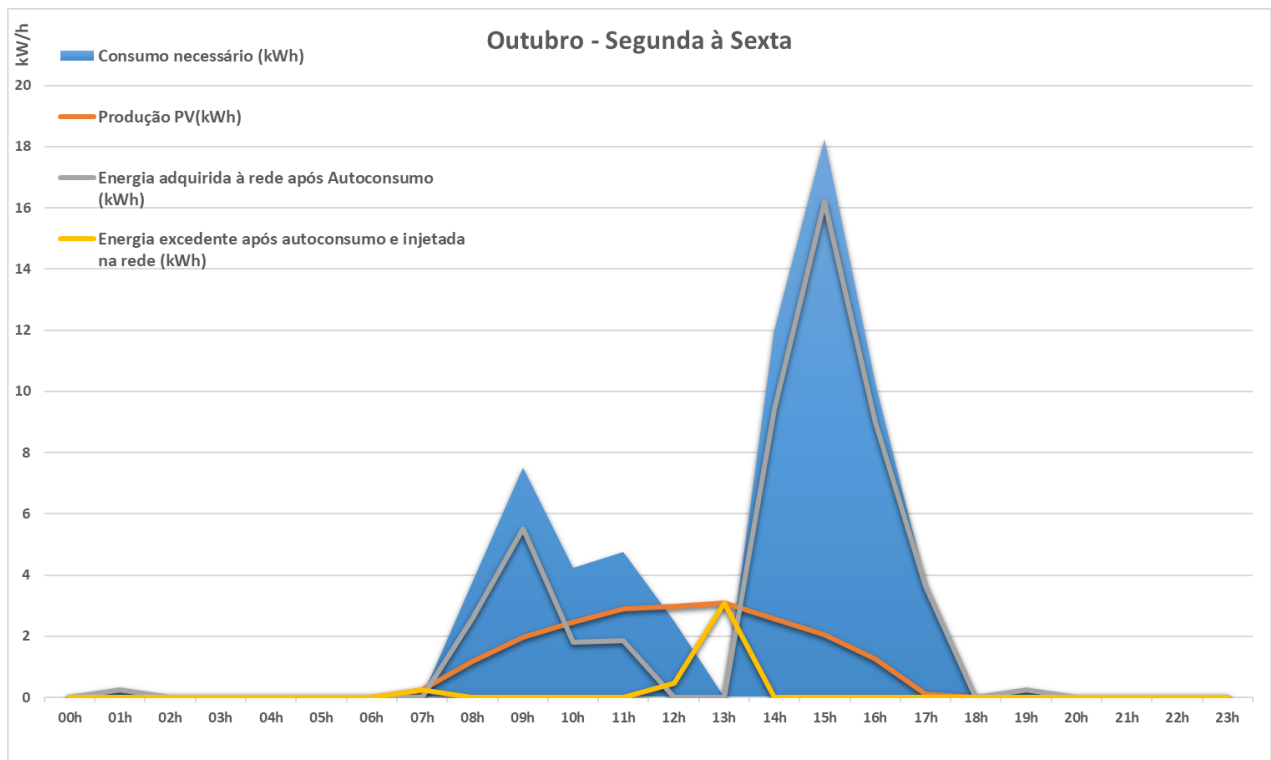


Figura 134 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Outubro – Segunda à Sexta

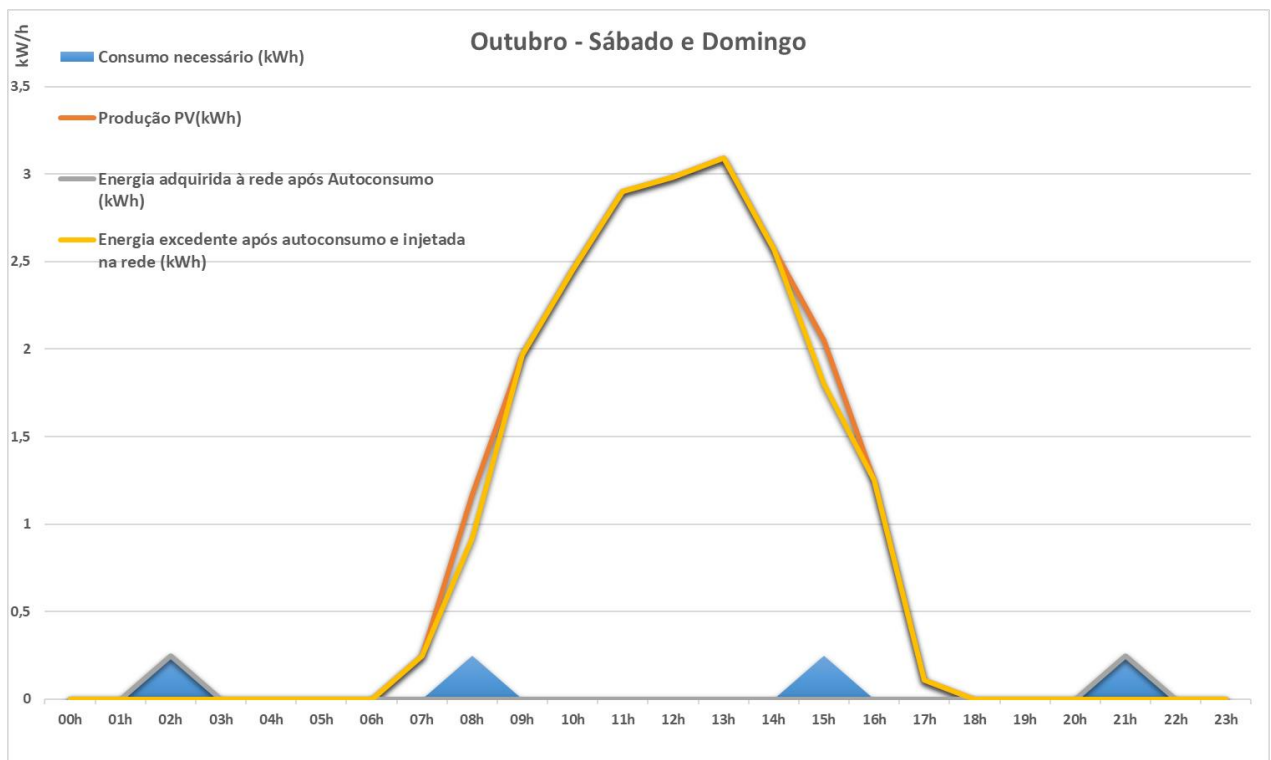


Figura 135 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Outubro – Sábado e Domingo

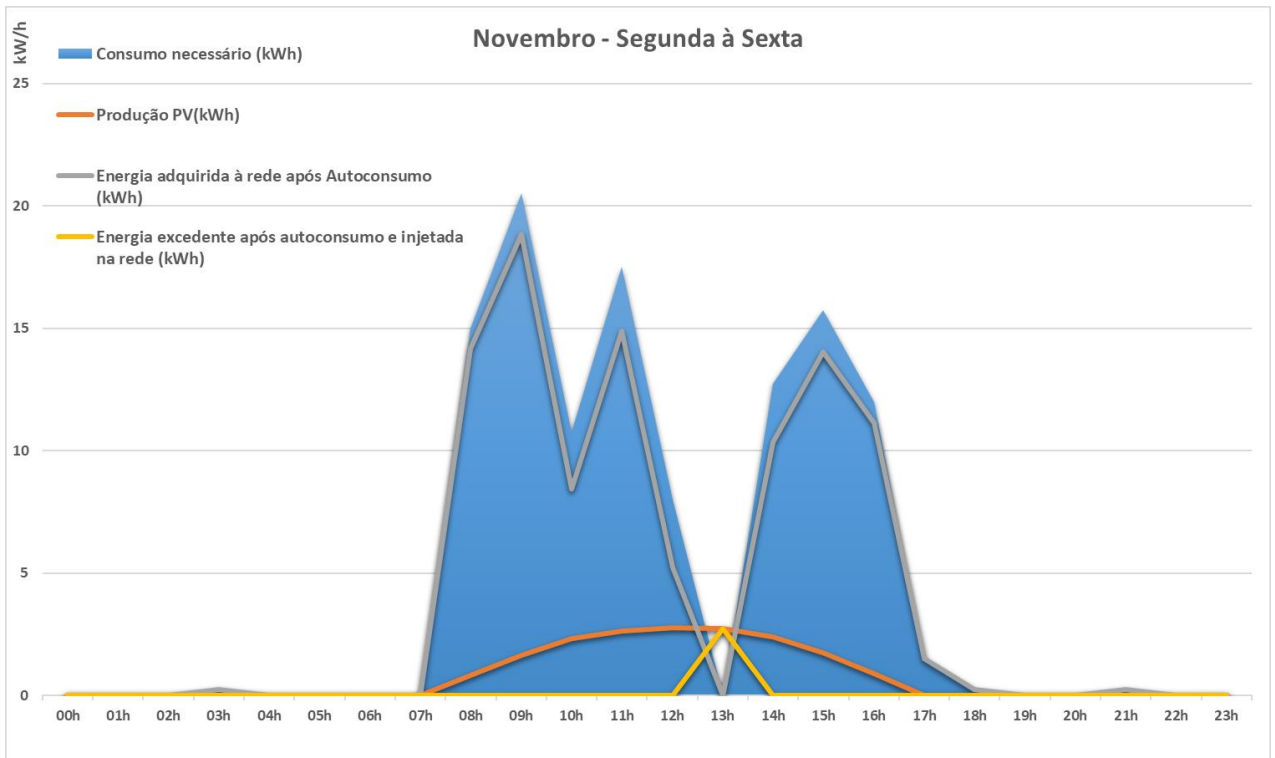


Figura 136 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Novembro – Segunda à Sexta

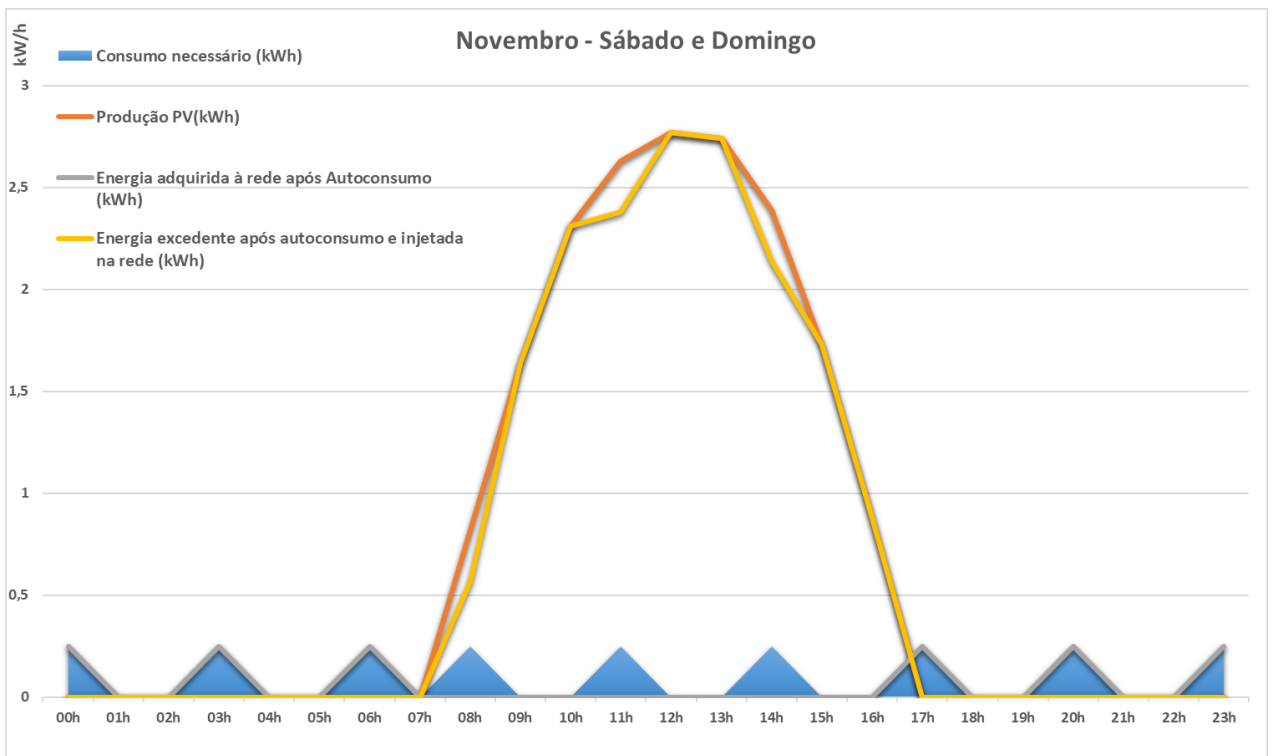


Figura 137 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Novembro – Sábado e Domingo

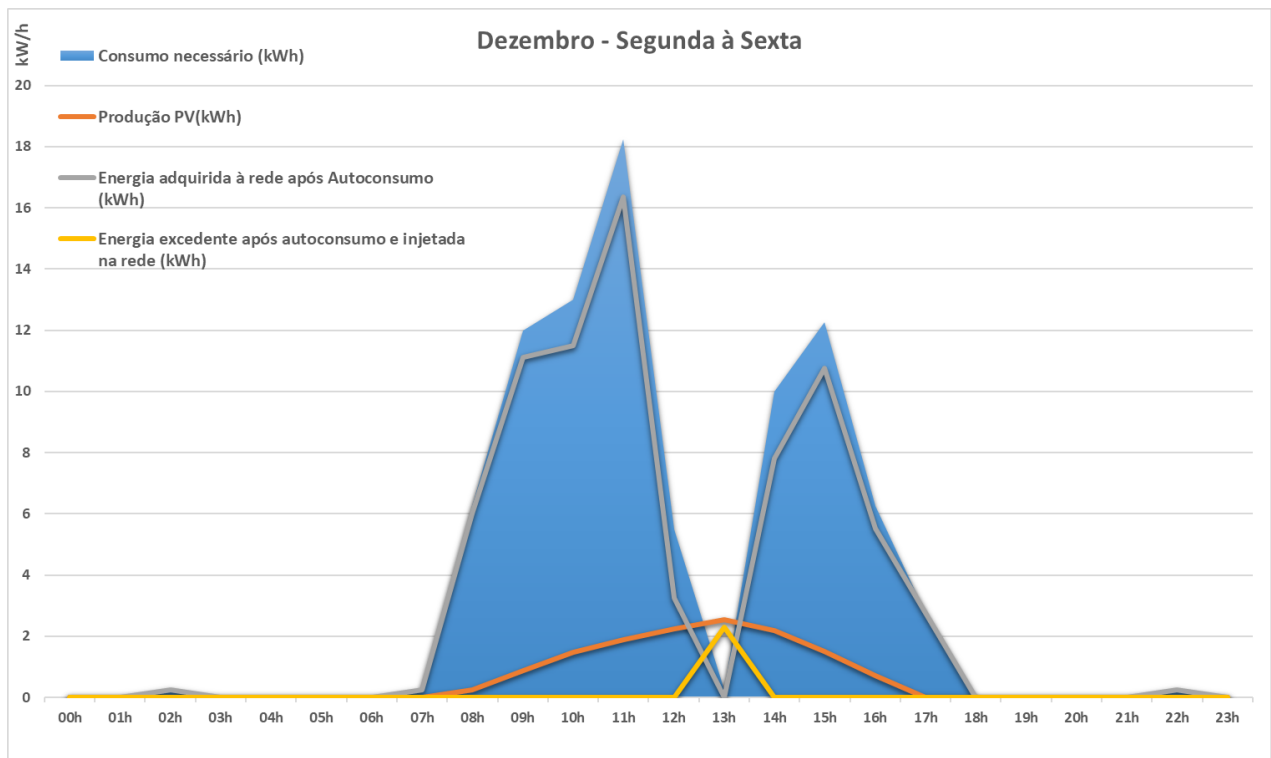


Figura 138 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Dezembro – Segunda à Sexta

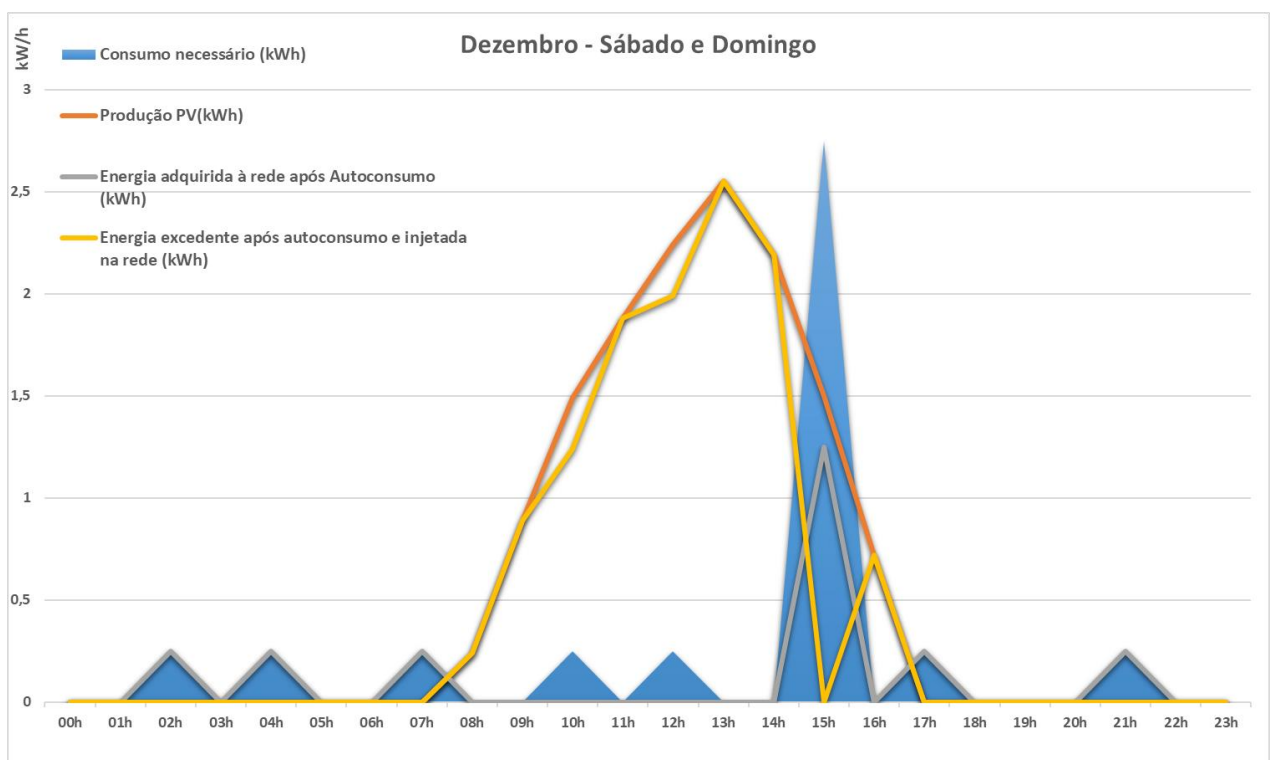


Figura 139 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Dezembro – Sábado e Domingo

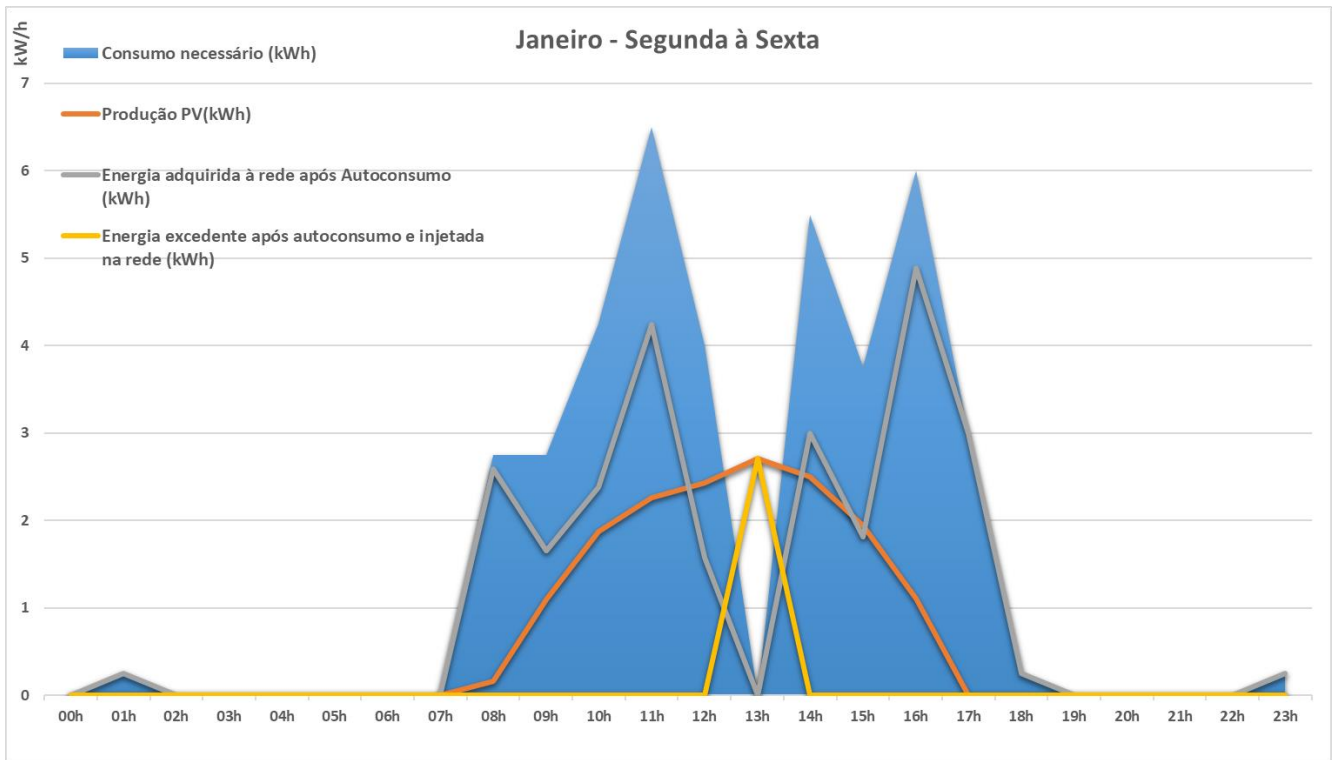


Figura 140 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Janeiro – Segunda à Sexta

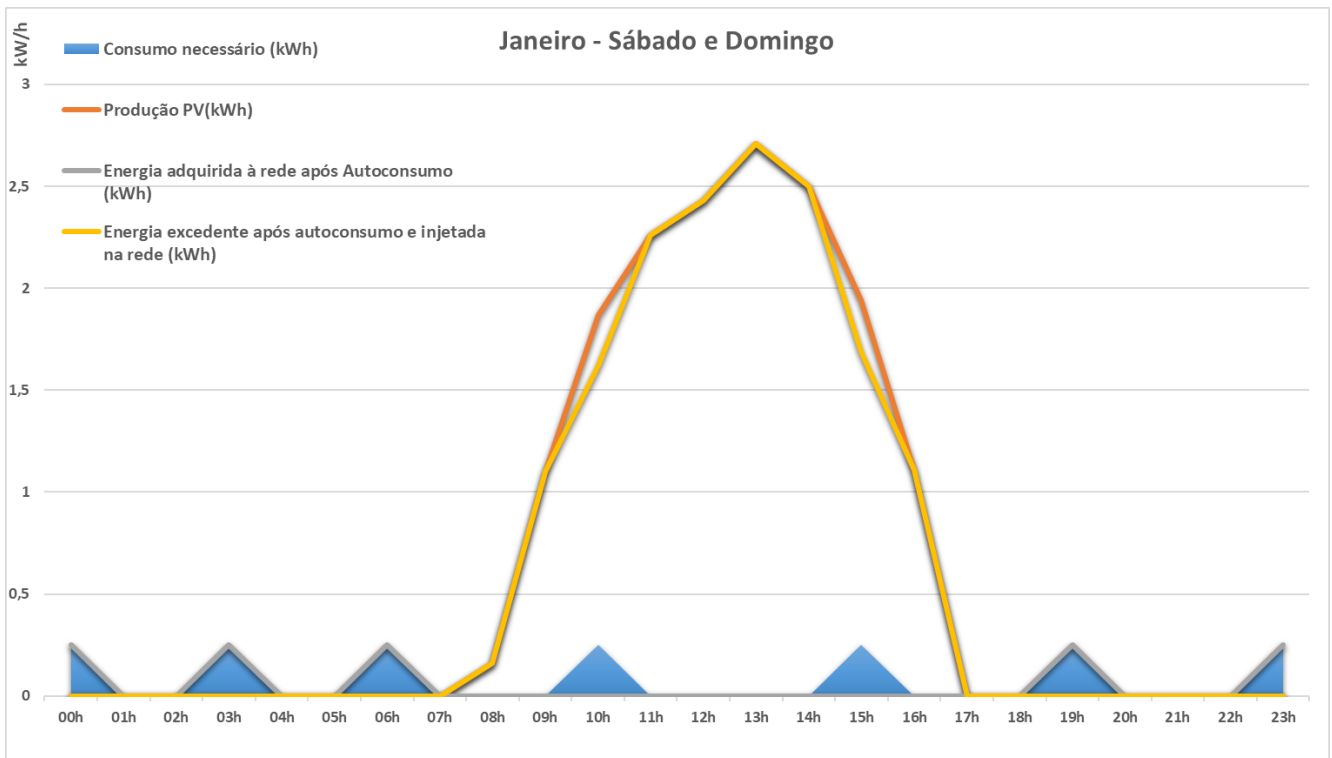


Figura 141 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Janeiro – Sábado e Domingo

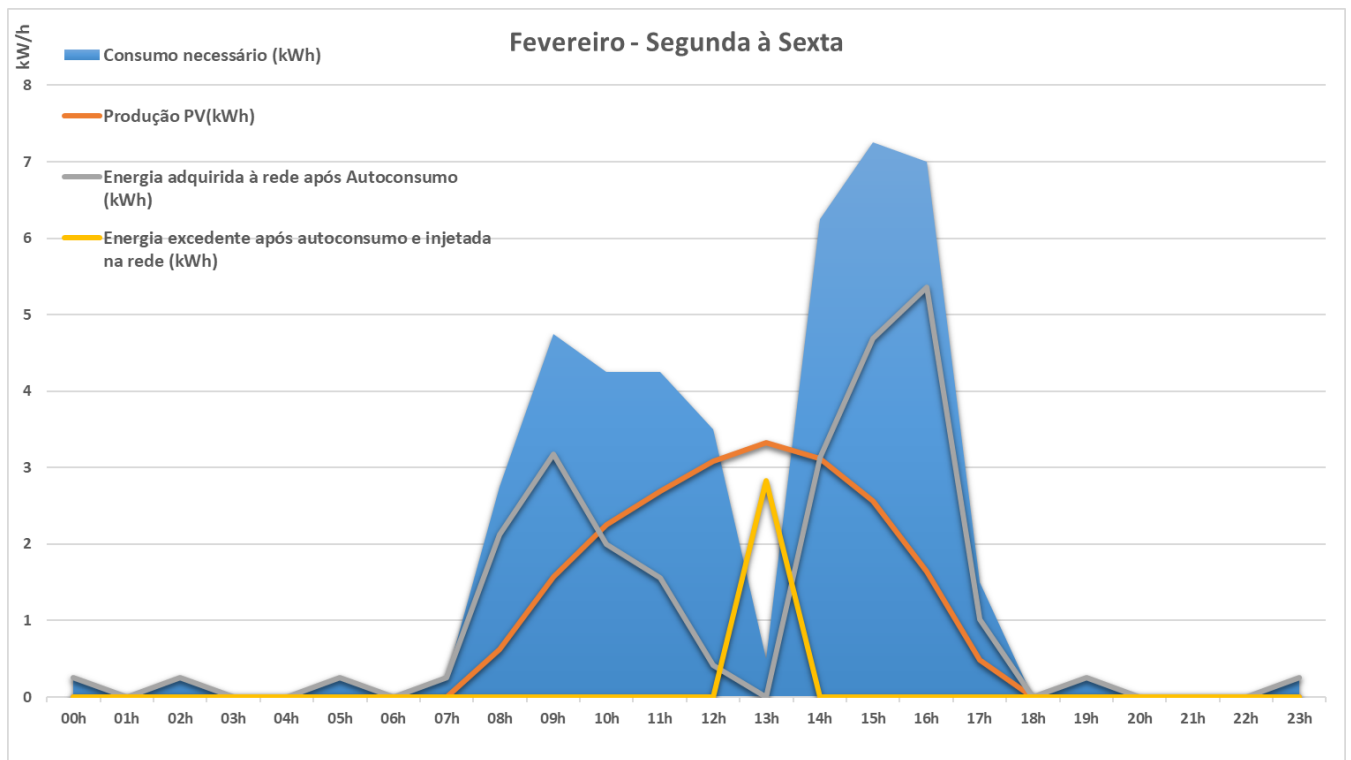


Figura 142 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Fevereiro – Segunda à Sexta

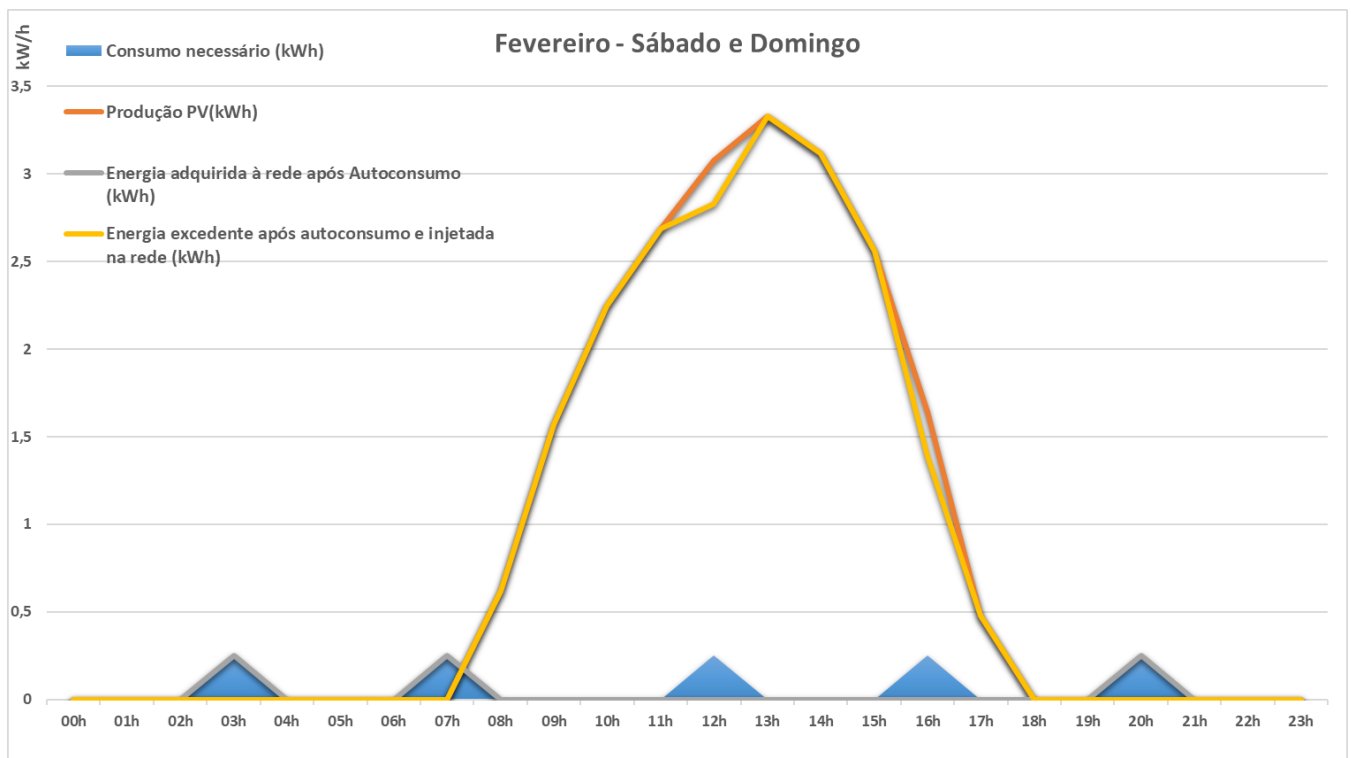


Figura 143 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Fevereiro – Sábado e Domingo

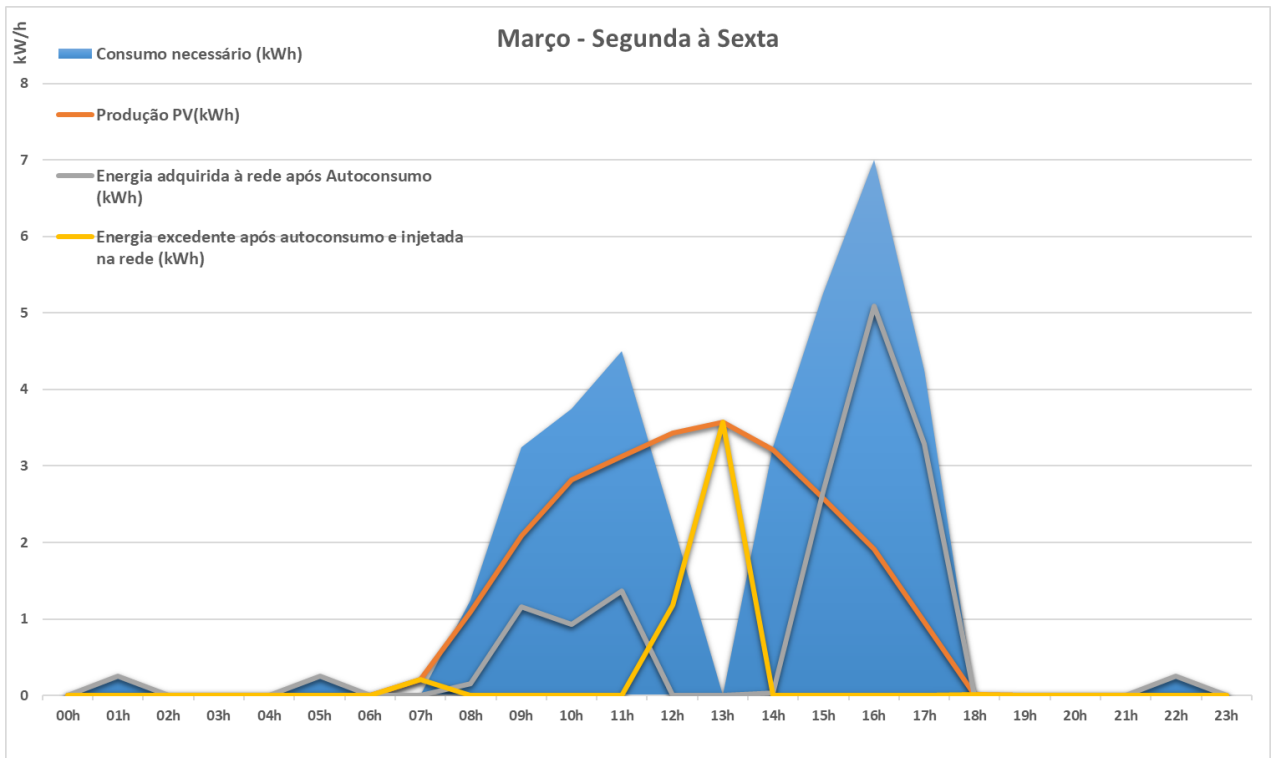


Figura 144 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Março – Segunda à Sexta

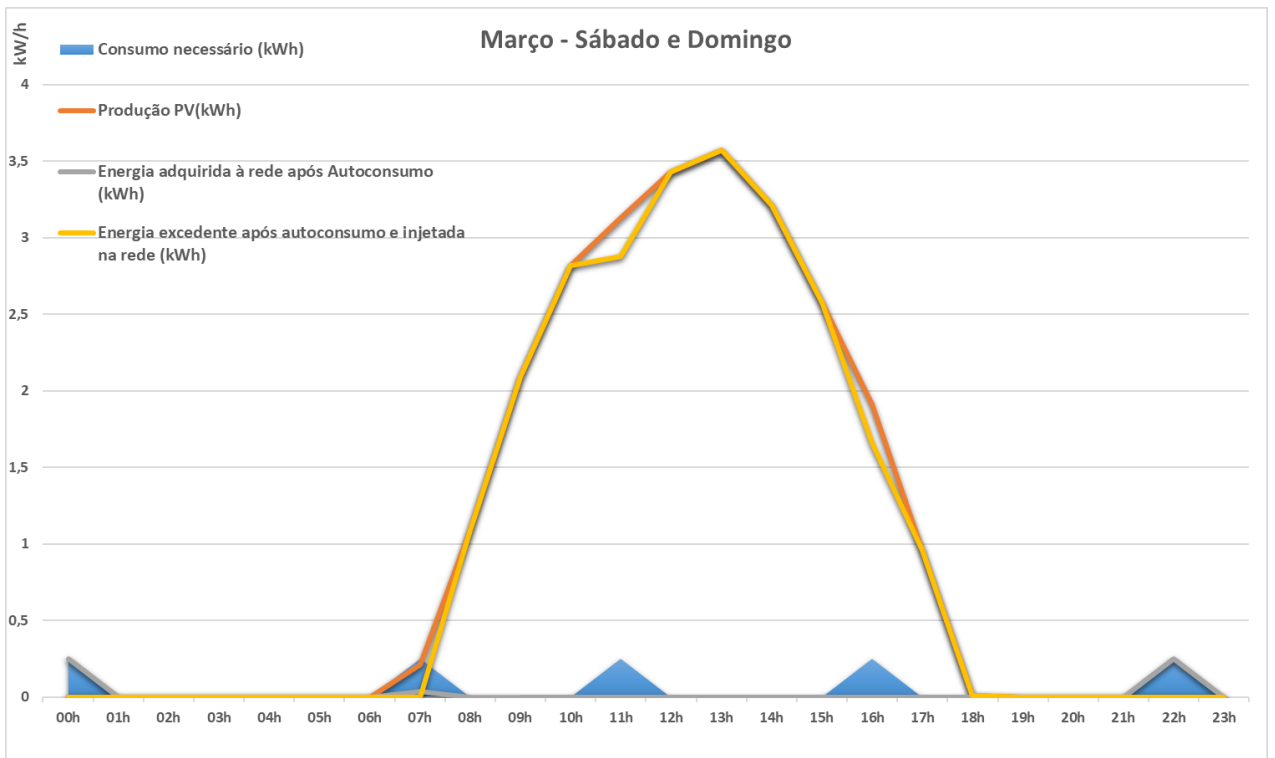


Figura 145 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Março – Sábado e Domingo

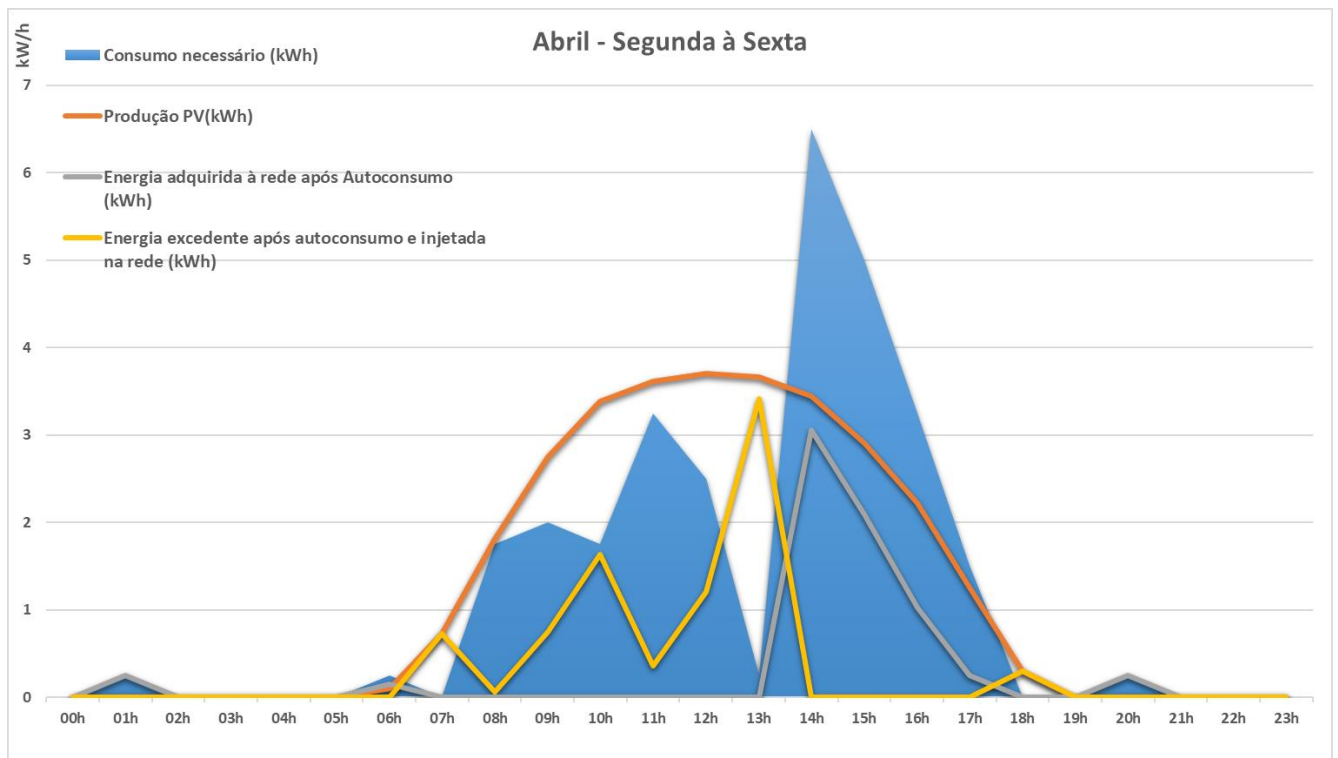


Figura 146 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Abril – Segunda à Sexta

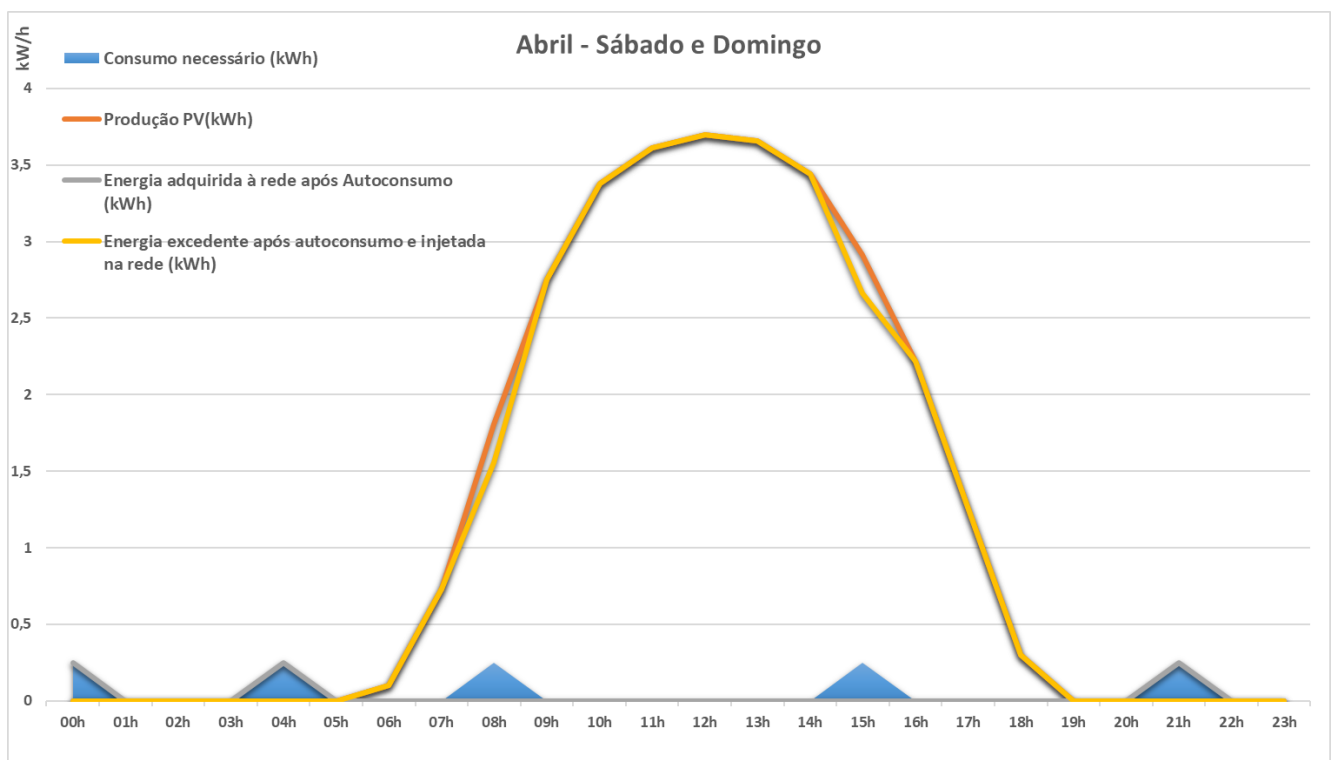


Figura 147 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Abril – Sábado e Domingo

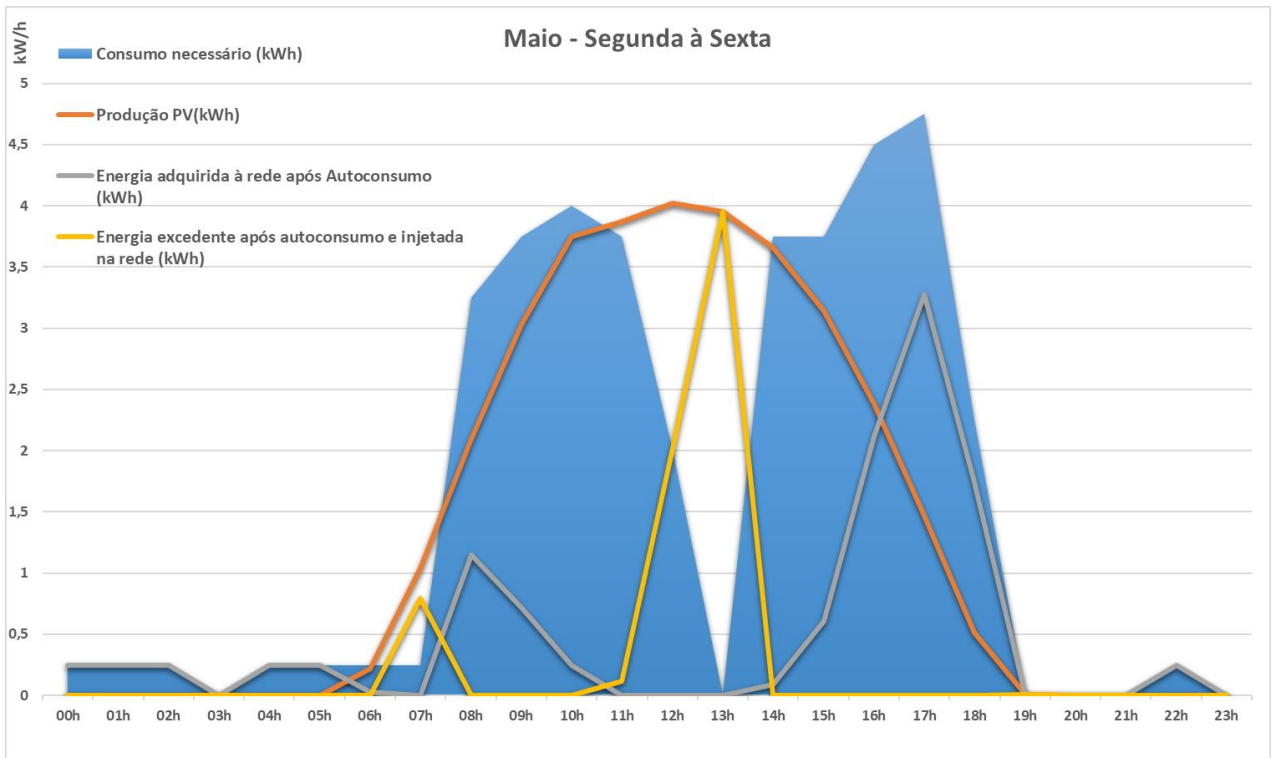


Figura 148 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Maio – Segunda à Sexta

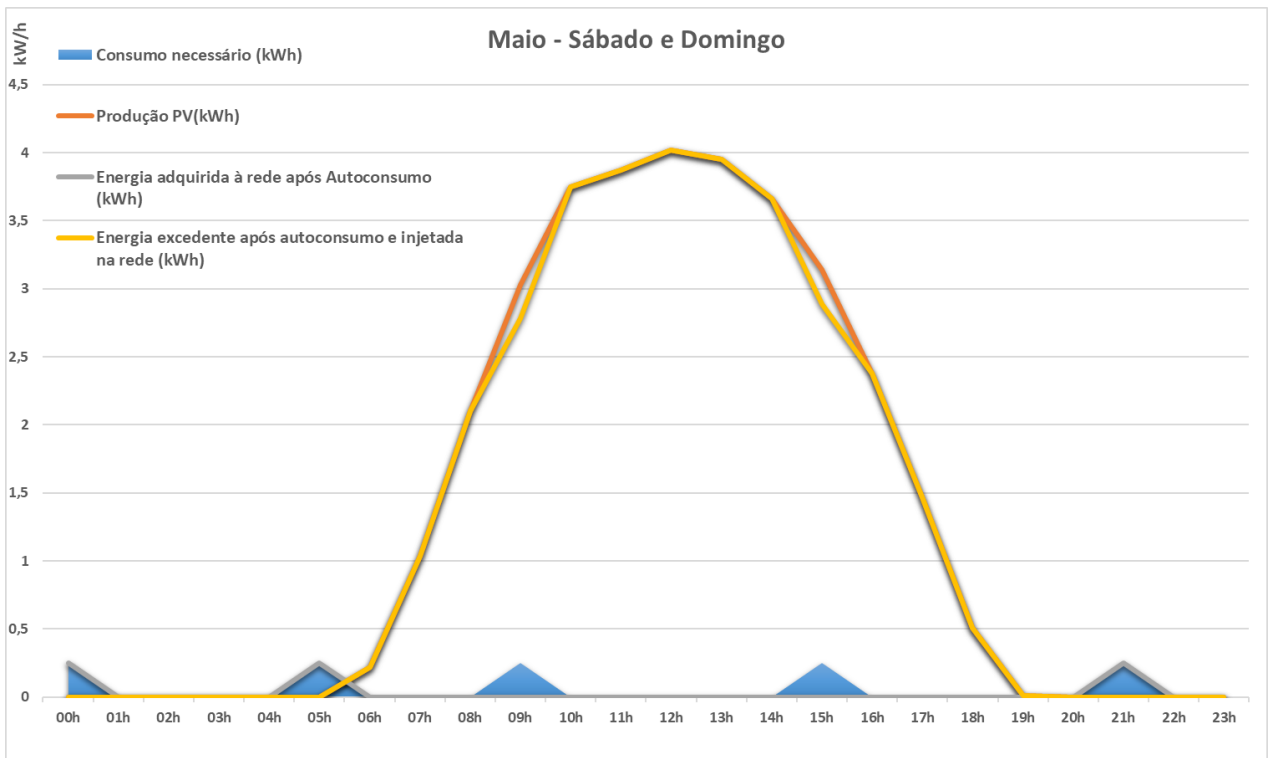


Figura 149 - Balanço energético da UPAC com a conceção do projeto: Maio – Sábado e Domingo

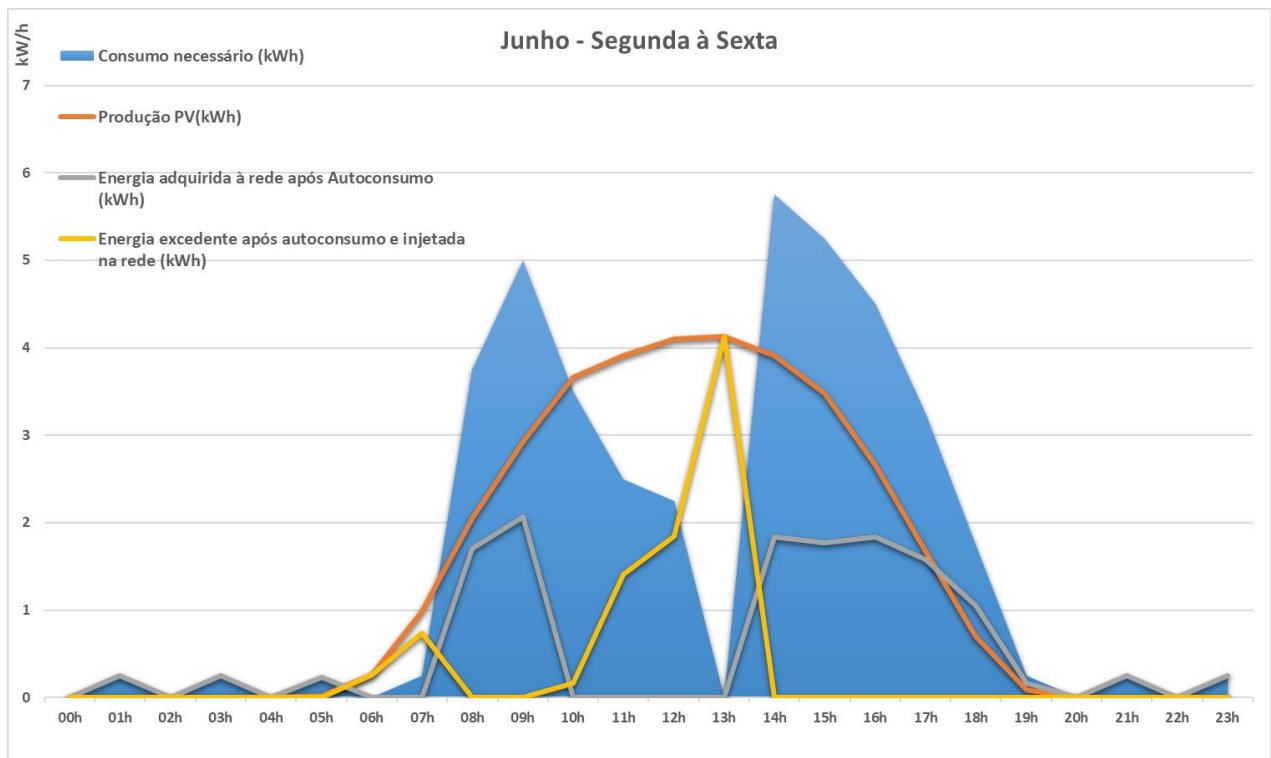


Figura 150 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Junho – Segunda à Sexta

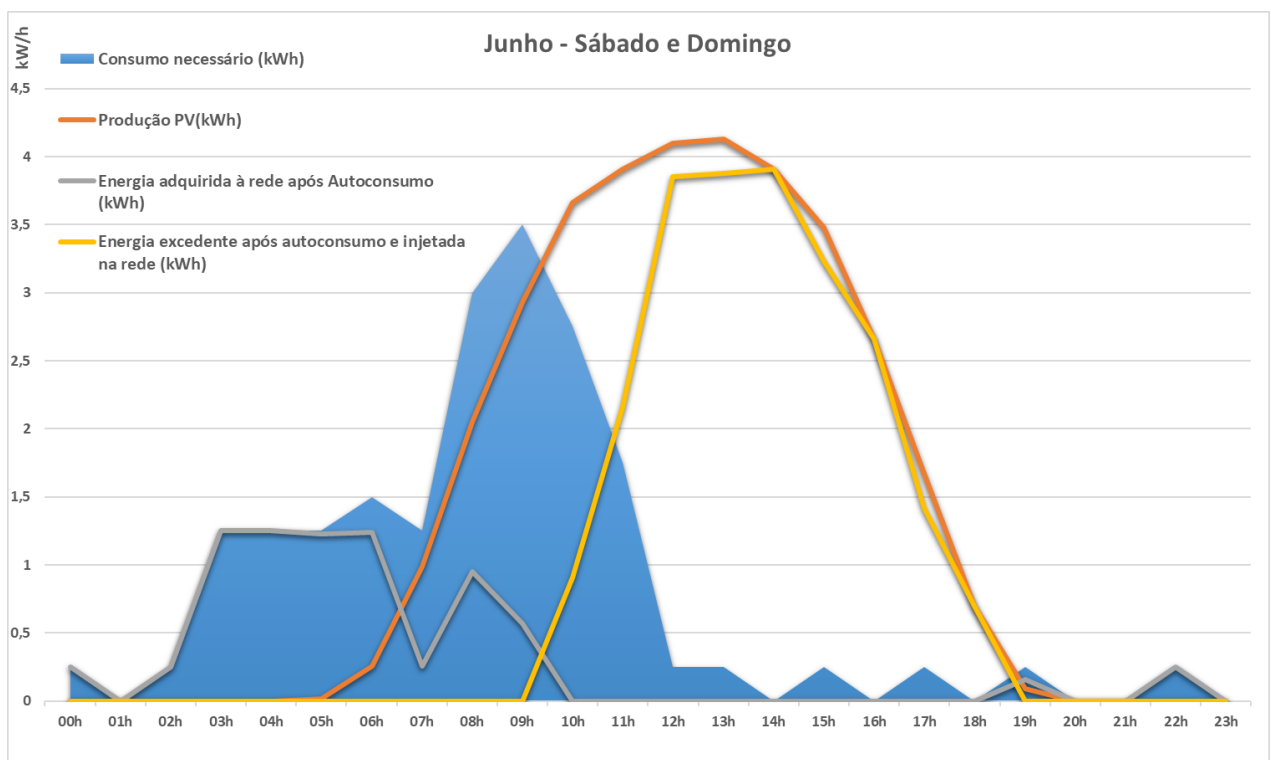


Figura 151 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Junho – Sábado e Domingo

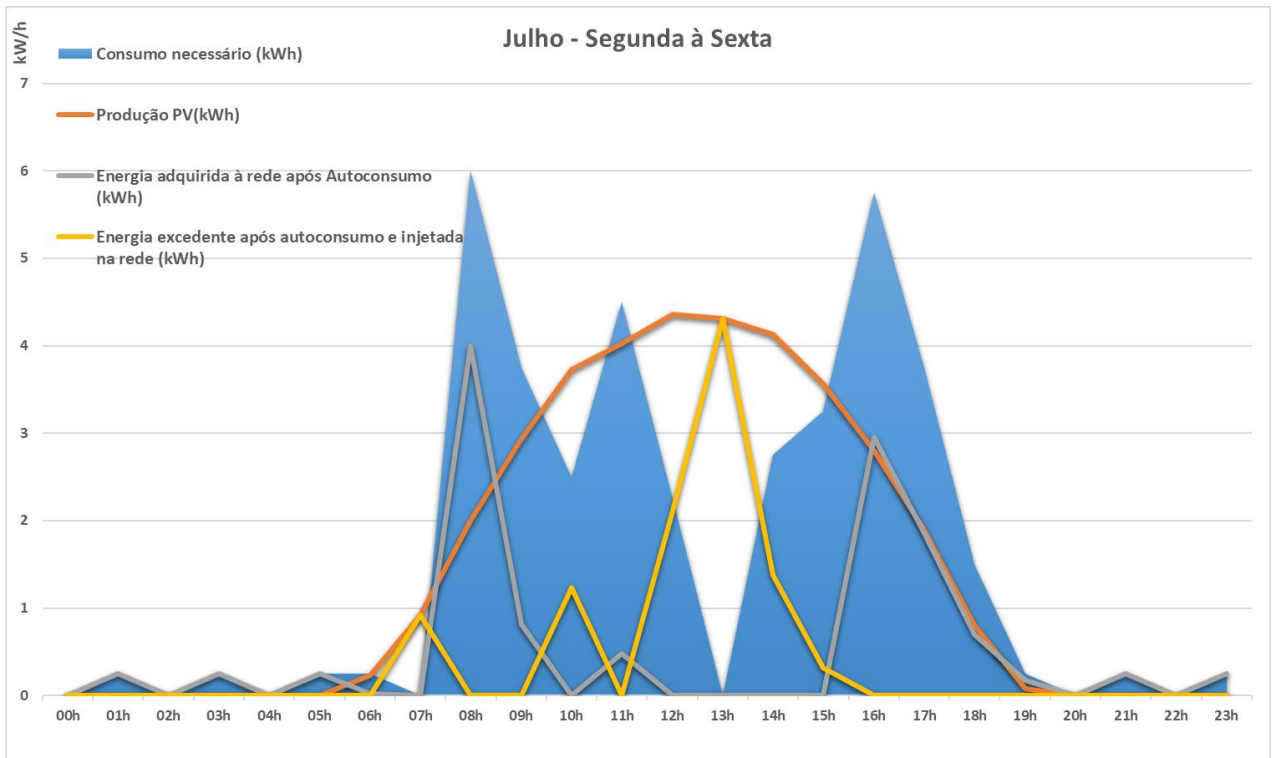


Figura 152 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Julho – Segunda à Sexta

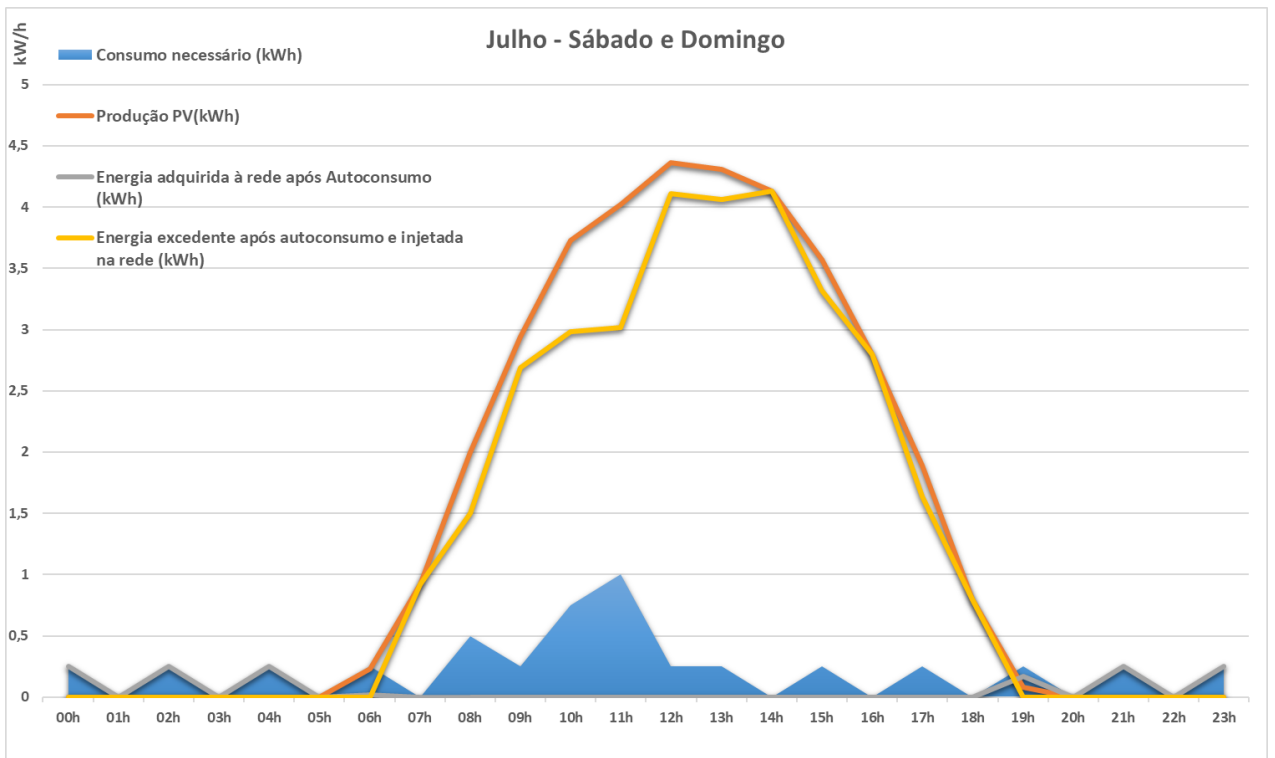


Figura 153 - Balanço energético da UPAC com a concepção do projeto: Julho – Sábado e Domingo





### Sistema acoplado à rede: Resultados principais

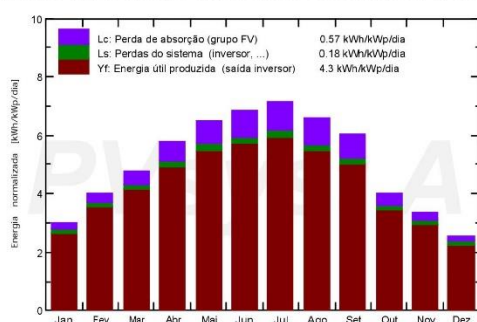
**Projeto :** Tanoaria S.Pinto Coelho & Adrego

**Variante da simulação :** Nova variante da simulação

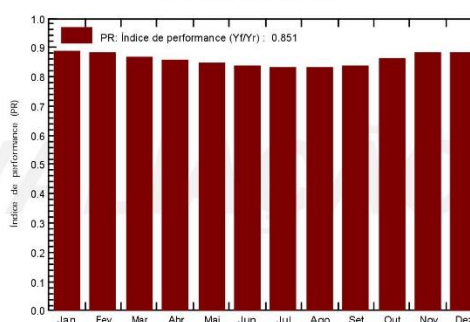
<b>Parâmetros principais do sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	26°	azimute	12°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom	300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	20	Pnom total	<b>6.00 kWp</b>
Inversor	Modelo	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-US (208V)		6.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)			

<b>Resultados principais da simulação</b>			
Produção do sistema	<b>Energia produzida</b>	<b>9.43 MWh/ano</b>	Prod. específica 1571 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	<b>85.12 %</b>	

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 6.00 kWp



Índice de performance (PR)



#### Nova variante da simulação Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>Janeiro</b>	59.0	23.60	10.03	93.1	91.0	0.519	0.495	0.887
<b>Fevereiro</b>	80.1	33.20	10.82	112.2	109.6	0.620	0.595	0.884
<b>Março</b>	122.2	50.95	12.85	148.4	145.0	0.803	0.771	0.866
<b>Abril</b>	158.9	61.23	13.63	173.7	169.2	0.927	0.890	0.854
<b>Mai</b>	201.5	79.98	16.11	201.1	195.7	1.063	1.023	0.847
<b>Junho</b>	210.7	80.30	18.84	205.5	200.1	1.072	1.031	0.836
<b>Julho</b>	223.7	71.44	19.67	221.6	216.0	1.146	1.104	0.830
<b>Agosto</b>	193.5	67.24	20.31	204.6	199.4	1.057	1.018	0.829
<b>Setembro</b>	151.5	47.10	18.83	181.0	176.9	0.941	0.908	0.836
<b>Outubro</b>	93.7	43.20	16.72	124.2	121.3	0.669	0.640	0.859
<b>Novembro</b>	67.0	28.53	12.66	101.2	98.8	0.558	0.534	0.879
<b>Dezembro</b>	48.2	21.89	10.66	79.3	77.4	0.442	0.419	0.881
<b>Ano</b>	<b>1609.9</b>	<b>608.67</b>	<b>15.12</b>	<b>1845.9</b>	<b>1800.2</b>	<b>9.817</b>	<b>9.428</b>	<b>0.851</b>

Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
	T_Amb	Temperatura ambiente	E_Grid	Energia injetada na rede
	GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	PR	Performance Ratio (Quociente de performance)

Figura 155 - Resultados principais da simulação do dimensionamento da UPAC

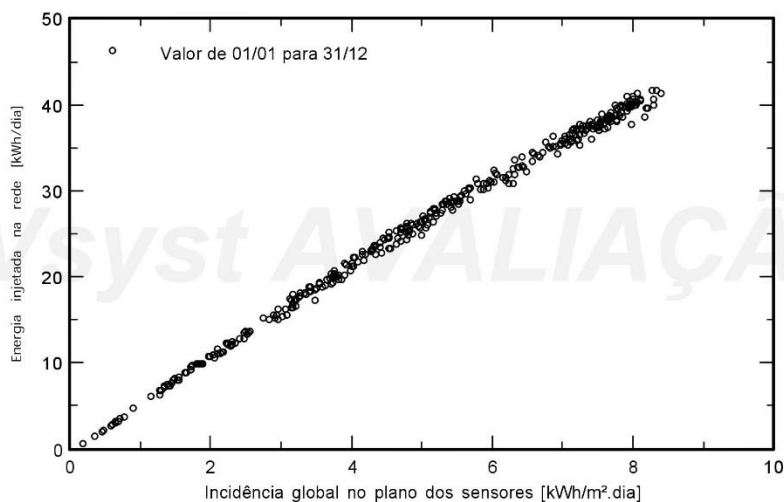
**Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais**

**Projeto :** **Tanoaria S.Pinto Coelho & Adrego**

**Variante da simulação :** **Nova variante da simulação**

<b>Parâmetros principais do sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	26°	azimute 12°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom 300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	20	Pnom total <b>6.00 kWp</b>
Inversor	Modelo	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-US (208V)	6.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

**Diagrama de entrada / saída diário**



**Distribuição da potência à saída do sistema**

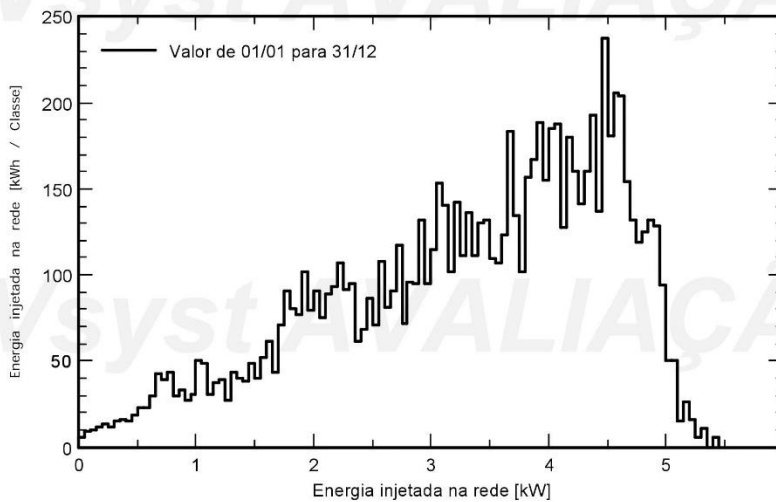


Figura 156 - Gráficos especiais da simulação do dimensionamento da UPAC

**Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas**

**Projeto :** **Tanoaria S.Pinto Coelho & Adrego**

**Variante da simulação :** **Nova variante da simulação**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined, no shadings	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	26°	azimute 12°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom 300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	20	Pnom total <b>6.00 kWp</b>
Inversor	Modelo	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-US (208V)	6.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

**Diagrama das perdas do ano inteiro**

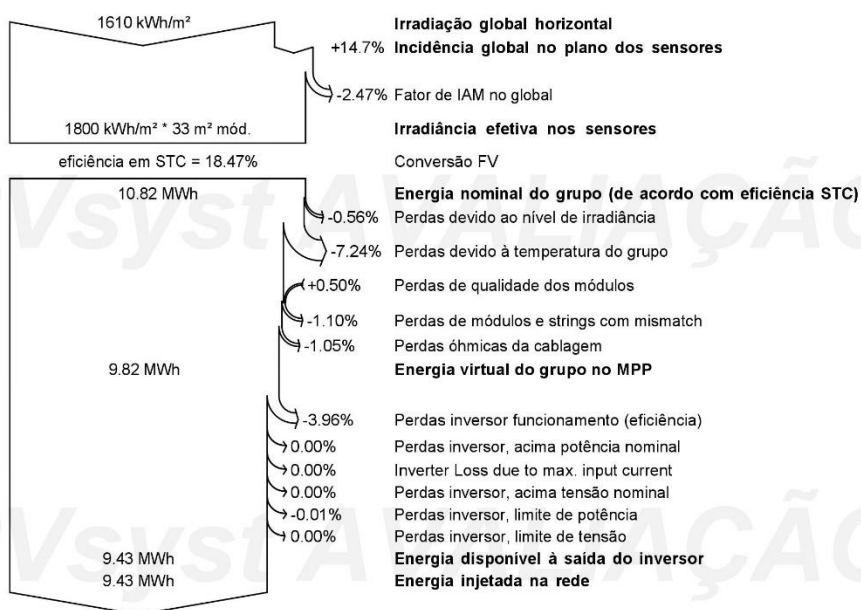


Figura 157 - Diagrama de perdas da simulação do dimensionamento da UPAC

**Sistema acoplado à rede: Avaliação P50 – P90**

**Projeto :** Tanoaria S.Pinto Coelho & Adrego

**Variante da simulação :** Nova variante da simulação

<b>Parâmetros principais do sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
Orientação do plano dos módulos	inclinação	26°	azimute 12°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom 300 Wp
Grupo FV	Número de módulos	20	Pnom total <b>6.00 kWp</b>
Inversor	Modelo	UNO-DM-6.0-TL-PLUS-US (208V)	6.00 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)		

**Avaliação da previsão de probabilidade de produção**

A distribuição de probabilidade da produção do sistema para anos diferentes depende sobretudo dos dados de meteorologia usados na simulação, e depende das escolhas seguintes:

Fontes de dados meteorológicos	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=46%		
Dados meteorológicos	Tipo	Não definido	Ano 1995
Desvio especificado	Desv. anual em relação à média	3 %	
Varição de um ano para o outro	Variância	0.5 %	

A variância da distribuição de probabilidade também depende da incerteza de certos parâmetros do sistema

Desvio especificado	Parâm./modelo do módulo FV	1.0 %	
	Incerteza eficiência do inversor	0.5 %	
	Incertezas sujidade e mismatch	1.0 %	
	Incerteza acerca da degradação	1.0 %	
Varição global (meteorologia e sistema)	Variância	1.9 %	(soma quadrática)

Probabilidade de produção anual	<b>Varição</b>	<b>0.18 MWh</b>
	<b>P50</b>	<b>9.43 MWh</b>
	<b>P90</b>	<b>9.20 MWh</b>
	<b>P95</b>	<b>9.14 MWh</b>

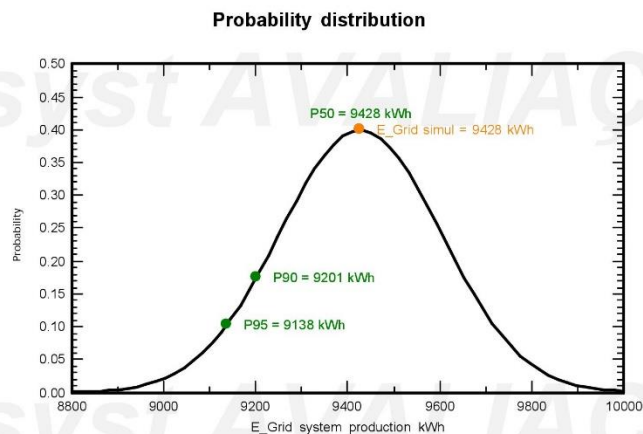


Figura 158 - Avaliação P50 – P90 do dimensionamento da UPAC