



**João António Veríssimo Pereira**

Licenciado em Engenharia do Ambiente

**Otimização do *Mix* de Produção Renovável em  
Estações de Tratamentos de Águas Residuais  
(ETAR):  
Análise de Cenários na ETAR do Barreiro/Moita**

Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Coorientadora: Doutora Elizabeth D'Almeida Duarte, Professora Catedrática, ISA/UL

Júri:

Presidente: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Arguente: Doutor Nuno Carlos Lapa dos Santos Nunes, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Vogal: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT/UNL





**João António Veríssimo Pereira**

Licenciado em Engenharia do Ambiente

**Otimização do *Mix* de Produção Renovável em  
Estações de Tratamentos de Águas Residuais  
(ETAR):  
Análise de Cenários na ETAR do Barreiro/Moita**

Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Coorientadora: Doutora Elizabeth D'Almeida Duarte, Professora Catedrática, ISA/UL

Júri:

Presidente: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Arguente: Doutor Nuno Carlos Lapa dos Santos Nunes, Professor Auxiliar, FCT/UNL

Vogal: Doutor João Murta Pina, Professor Auxiliar, FCT/UNL



**Otimização do *Mix* de Produção Renovável em Estações de Tratamentos de Águas Residuais (ETAR): Análise de Cenários na ETAR do Barreiro/Moita**

© Copyright em nome de João António Veríssimo Pereira, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa., 2020.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



# Resumo

Atualmente, a estação de tratamento de águas residuais (ETAR) apresenta-se como consumidor intensivo de energia, com um balanço energético consideravelmente negativo. A produção interna de bioenergia cobre apenas uma parte do consumo energético total inerente ao seu funcionamento. A integração de energias renováveis ao nível das ETAR, em que a produção energética das mesmas tem como função o suprimento das suas necessidades, poderá constituir uma solução atraente do ponto de vista económico e ambiental.

O presente estudo passa pela análise da variação do consumo da ETAR do Barreiro/Moita com o aumento de águas residuais tratadas, e para além disto, será analisado o processo de digestão anaeróbia (DA) e cogeração do biogás produzido. Posteriormente, recorrendo a diferentes cenários explorativos, serão dimensionados sistemas fotovoltaicos, quer para a obtenção de um balanço energético o mais próximo do nulo possível, quer visando a otimização económica do investimento.

Os consumos energéticos específicos da ETAR, em termos de energia consumida por carga mássica tratada, apresentaram o efeito de escala, o que se repercute no consumo elétrico total da instalação, aplicando-se uma relação positiva entre quantidade efluente tratado na ETAR e a eficiência energética da mesma.

Posteriormente à análise de consumos da ETAR e as relações verificadas no processo de DA em 2018, ao implementar uma instalação solar fotovoltaica com uma potência igual à máxima permitida de ligação à rede elétrica de serviço público (RESP), ter-se-á uma produção correspondente a 60% do consumo. Por outro lado, ao considerar-se as cargas tratadas anualmente em sólidos suspensos totais (SST), iguais aquelas para qual a ETAR foi dimensionada, os valores do parâmetro, produção face ao consumo, são de aproximadamente 85%.

O *mix* energético que melhor se adapta ao caso de estudo, a nível de retorno económico, passa pela cogeração de biogás produzido, com a cedência total de energia elétrica à RESP, e pela adoção de uma unidade produtiva fotovoltaica com a potência aproximada de 500 kWp, em regime UPAC, sendo que 99% a energia elétrica produzida por esta é utilizada para suprimir as necessidades da ETAR. Relativamente à diminuição do consumo de energia proveniente da RESP total é de 20%, sendo que, no horário de ponta, cheia, vazio e super vazio a redução é de 40%, 24%, 15% e 0, respetivamente.

**Palavras-Chave:** ETAR; Energia Renovável; Digestão anaeróbia; Sistema Fotovoltaico.





# Abstract

Currently, the wastewater treatment plant (WWTP) presents itself as an intensive energy consumer, with a considerably negative energy balance. The integration of renewable energies at the WWTP level, where the energy production from the WWTP is intended to supply their needs, could be an attractive solution from an economic and environmental point of view.

This study will analyse the variation in the consumption of the WWTP with the increase in treated wastewater, and in addition, the process of anaerobic digestion and cogeneration of the biogas produced will be analysed. Subsequently, using different explorative scenarios, photovoltaic systems will be dimensioned, either to obtain an energy balance as close to zero as possible, or aiming at the economic optimization of the investment.

The specific energy consumption of the WWTP, in terms of energy consumed per treated mass load, presented the scale effect, which will be reflected in the total electrical consumption of the plant, applying a positive relationship between the effluent quantity of the WWTP and its energy efficiency.

When implementing a solar photovoltaic installation with a power equal to the maximum allowed connection to the electric grid of public service, and adding to this, the production of electricity typical of the association anaerobic digestion / cogeneration, the self-sufficiency will be 60%. On the other hand, when considering the loads treated annually, for which the WWTP was sized, the values of this parameter will be 85%.

The energy mix that best adapts to the case of study, in terms of economic return, is the cogeneration of biogas produced, with total sale of energy to the grid, and the adoption of a photovoltaic production unit with the approximate power of 500 kWp, in a self-consumption regime, with 99% of the energy produced by this one being consumed by the WWTP itself.

**Keywords:** WWTP; Renewable Energy; Anaerobic digestion; Photovoltaic system.



# Índice

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1.	Motivação	1
1.2.	Problema a abordar	2
1.3.	Objetivos e carácter inovador da presente dissertação	2
<b>2.</b>	<b>ESTADO DA ARTE</b>	<b>3</b>
2.1.	Estação de Tratamento de Águas Residuais	3
2.1.1.	Tratamentos Efetuados	3
2.1.2.	Valorização de lamas geradas	5
2.2.	Consumos energéticos em ETAR	6
2.2.1.	Consumo elétrico específico	7
2.2.1.1.	Efeito de Escala	7
2.3.	Digestão Anaeróbia	8
2.3.1.	Etapas da Digestão Anaeróbia	9
2.3.2.	Fatores que influenciam a DA	11
2.3.3.	Codigestão	14
2.3.4.	Processo de DA dividido em estágios	14
2.3.5.	Vantagens e desvantagens da digestão anaeróbia	14
2.4.	Tecnologia Solar Fotovoltaica	16
2.4.1.	Legislação nacional relativa a unidades produção de energia fotovoltaica	16
<b>3.</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA ETAR BARREIRO/MOITA</b>	<b>19</b>
3.1.	Dimensionamento	19
3.2.	Sistema de Drenagem	19
3.3.	Caracterização geral da ETAR	19
<b>4.</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>21</b>
4.1.	Recolha e análise de dados de exploração da ETAR do Barreiro/Moita	22
4.1.1.	Efluentes Tratados	22
4.1.2.	Tratamento de AR	31
4.1.3.	Processo de DA	33
4.1.3.1.	Problemas Operacionais	34
4.1.3.2.	Relação SSV/SST nas lamas de alimentação da DA	35
4.1.3.3.	Parâmetros Operacionais	35
4.1.3.4.	Remoção de SSV durante a DA	40

4.1.3.5.	Biogás.....	43
4.1.4.	Sistema de cogeração.....	49
4.1.4.1.	Alimentação do sistema de cogeração.....	49
	Quantidade de biogás utilizada na cogeração.....	49
4.1.4.2.	Produção de energia elétrica.....	52
4.1.4.3.	Eficiência de produção de energia elétrica.....	52
4.1.4.4.	Aquecimento do digestor.....	53
4.1.4.5.	Energia elétrica fornecida à RESP.....	55
4.1.5.	Consumo de Energia Elétrica.....	56
<b>4.2.</b>	<b>Modelo de cálculo das tarifas a aplicar aos consumos e produção elétrica.....</b>	<b>58</b>
4.2.1.	Remuneração económica da energia elétrica proveniente da cogeração.....	58
4.2.1.1.	Influência do horário de venda na remuneração.....	65
4.2.1.2.	Metodologia de cálculo remuneratório da DA para os cenários analisados.....	66
4.2.2.	Remuneração económica da produção fotovoltaica.....	70
4.2.2.1.	Regime de UPAC.....	70
4.2.2.2.	Regime de UPP.....	72
4.2.3.	Custos associados ao consumo de energia elétrica.....	73
<b>4.3.</b>	<b>Metodologia de elaboração dos cenários.....</b>	<b>76</b>
4.3.1.	Carga de entrada.....	76
4.3.2.	Digestão Anaeróbia.....	80
4.3.3.	Cogeração.....	84
4.3.4.	Consumo de energia elétrica na ETAR.....	85
4.3.5.	Dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	86
4.3.5.1.	Modelo de cálculo de produção elétrica através do aproveitamento solar.....	86
4.3.5.2.	Características dos equipamentos considerados de produção fotovoltaica.....	89
4.3.5.3.	Custos associados à instalação fotovoltaica.....	91
4.3.5.4.	Características da instalação fotovoltaica.....	92
<b>4.4.</b>	<b>Indicadores de desempenho de unidades de produção fotovoltaica.....</b>	<b>99</b>
4.4.1.	Autoconsumo e Autossuficiência.....	99
4.4.2.	Indicadores Económicos.....	99
4.4.2.1.	Valor Atual Líquido (VAL).....	99
4.4.2.2.	Taxa Interna de Rendibilidade (TIR).....	100
4.4.2.4.	Custo Normalizado da Energia (LCOE).....	101
<b>4.5.</b>	<b>Elaboração de 5 cenários/modelos energéticos para a ETAR.....</b>	<b>102</b>
4.5.1.	Referência.....	102
4.5.2.	NZE aplicado a ETAR.....	102
4.5.2.1.	Instalação fotovoltaica em regime UPP.....	102
4.5.2.2.	Instalação fotovoltaica em regime UPAC.....	102
4.5.3.	Otimização Económica.....	102
4.5.4.	Valores de projeto da ETAR do Barreiro/Moira.....	102
<b>4.6.</b>	<b>Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.....</b>	<b>103</b>
4.6.1.	NZE aplicado a ETAR.....	105
4.6.1.1.	Instalação fotovoltaica em regime UPP.....	106
4.6.1.2.	Instalação fotovoltaica em regime UPAC.....	108
4.6.2.	Otimização Económica.....	110
4.6.3.	Valores de projeto da ETAR do Barreiro/Moira.....	113

<b>5.</b>	<b>ANÁLISE/DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....</b>	<b>117</b>
<b>5.1.</b>	<b>Consumo de energia elétrica na ETAR do Barreiro/Moita.....</b>	<b>117</b>
<b>5.2.</b>	<b>Produção de biogás e de energia elétrica através da cogeração .....</b>	<b>120</b>
<b>5.3.</b>	<b>Unidades de produção fotovoltaica.....</b>	<b>122</b>
5.3.1.	Produção de energia elétrica.....	122
5.3.2.	Análise de desempenho .....	123
5.3.3.	Análise económica .....	125
5.3.3.1.	Custos .....	125
5.3.3.2.	VAL.....	125
5.3.3.3.	TIR .....	127
5.3.3.4.	PRI.....	128
5.3.3.5.	LCOE.....	129
<b>5.4.</b>	<b>Avaliação integrada.....</b>	<b>130</b>
5.4.1.	Obtenção do NZE aplicado à ETAR .....	130
5.4.2.	Otimização económica do sistema fotovoltaico.....	132
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>135</b>
<b>6.1.</b>	<b>Conclusão.....</b>	<b>135</b>
<b>6.2.</b>	<b>Trabalhos futuros .....</b>	<b>136</b>
<b>7.</b>	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>137</b>
<b>8.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>141</b>



# Índice de Figuras

Figura 2.1: Etapas da Digestão anaeróbia (Horan et al., 2018). .....	9
Figura 2.2: Representação esquemática de UPAC .....	16
Figura 2.3: Representação esquemática de UPP .....	17
Figura 4.1: Fluxograma da metodologia desenvolvida na presente dissertação.....	21
Figura 4.2: Precipitação total mensal (IPMA, 2019; SNIRH, 2019) .....	23
Figura 4.3: Precipitação normal mensal e ocorrida para o período analisado (IPMA, 2019) .....	24
Figura 4.4: Variação do caudal de AR tratada e precipitação .....	26
Figura 4.5: Variação da concentração de SST nas AR e precipitação.....	27
Figura 4.6: Precipitação média diária nos dias de amostragem (IPMA, 2019).....	28
Figura 4.7: Carga mensal tratada em SST .....	29
Figura 4.8: Cargas de entrada consideradas representativas no ano 2018.....	31
Figura 4.9: Remoção de SST durante o tratamento .....	32
Figura 4.10: Relação da remoção de SST com o afluente tratado.....	33
Figura 4.11: Concentração de SST e SSV nas lamas mistas que alimentam o digestor anaeróbio .....	35
Figura 4.12: Variação das temperaturas médias mensais no interior do digestor anaeróbio e no exterior.....	37
Figura 4.13: Influência da temperatura externa na temperatura de operação da DA .....	38
Figura 4.14: Variação do pH com a temperatura de operação da DA.....	39
Figura 4.15: Concentração média mensal de SSV das lamas digeridas ETAR recorrendo a DA e eficiência de remoção alcançada no processo. ....	40
Figura 4.16: Relação entre a concentração de SSV nas lamas fornecidas ao digestor anaeróbio e a remoção de SSV ocorrida durante o processo. ....	41
Figura 4.17: Remoção de SSV e temperatura de operação da DA.....	42
Figura 4.18: Influência da temperatura de operação da DA na remoção de SSV.....	43
Figura 4.19: Produção de biogás na ETAR do Barreiro/Moita no ano 2018 .....	43
Figura 4.20: Produção de biogás e remoção de SSV.....	44
Figura 4.21: Correlação entre a produção de biogás e quantidade de SSV removidos. ....	45
Figura 4.22: Produção de biogás e temperatura de operação da DA .....	45
Figura 4.23: Constituição do biogás produzido na ETAR do Barreiro/Moita no ano 2018 .....	46
Figura 4.24: Influência da temperatura de operação da DA na composição do biogás .....	47
Figura 4.25: Influência do pH de operação da DA na composição do biogás.....	48
Figura 4.26: Biogás produzido pela DA e utilizado no sistema de cogeração na ETAR do Barreiro/Moita no ano 2018.....	49
Figura 4.27: Energia fornecida à cogeração .....	50
Figura 4.28: Tempo de operação do sistema de cogeração .....	50

Figura 4.29: Influência da qualidade do biogás na alimentação do sistema de cogeração .....	51
Figura 4.30: Produção de energia elétrica pela unidade de cogeração .....	52
Figura 4.31: Eficiência da cogeração na produção de energia elétrica .....	53
Figura 4.32: Influência da energia térmica na temperatura de operação da DA .....	54
Figura 4.33: Energia elétrica produzida pela cogeração e fornecida à RESP .....	55
Figura 4.34: Consumo de Energia Elétrica na ETAR do Barreiro/Moita no ano de 2018 .....	56
Figura 4.35: Influência do caudal de AR tratado no consumo de energia elétrica na ETAR. ....	56
Figura 4.36: Influência da carga tratada em SST no consumo específico de energia elétrica na ETAR .....	57
Figura 4.37: Correção da remuneração proveniente da cogeração de biogás .....	65
Figura 4.38: Variação da remuneração da cogeração de biogás na ETAR do Barreiro/Moita com o horário de produção energético .....	66
Figura 4.39: Variação do parâmetro $IPC_{m-1}$ de 2014 a 2018 (INE, 2019) .....	67
Figura 4.40: Variação do parâmetro $IPC_{m-1}$ anual de 2014 a 2018 (INE, 2019) .....	67
Figura 4.41: Ciclo diário tetra-horário aplicado ao consumo de energia elétrica na ETAR do Barreiro/ Moita .....	74
Figura 4.42: Cenários de aumento linear da carga de efluente até 2035 .....	78
Figura 4.43: Cenários de aumento exponencial da carga de efluente até 2035 .....	78
Figura 4.44: Cenários de aumento logarítmico da carga de efluente até 2035 .....	79
Figura 4.45: Esquema ilustrativo da distância entre módulos. ....	92
Figura 4.46: Zonas passíveis a instalação de módulos fotovoltaicos. ....	94
Figura 4.47: Ilustração da instalação fotovoltaica com 242 kWp .....	106
Figura 4.48: Ilustração da instalação fotovoltaica com 920 kWp .....	108
Figura 4.49: Influência da potência fotovoltaica instalada na variação da TIR e VAL .....	110
Figura 4.50: Variação da TIR e VAL com a inclinação do módulo fotovoltaico, para a potência instalada de 500 kWp .....	110
Figura 4.51: Ilustração da instalação fotovoltaica com 492 kWp .....	111
Figura 4.52: Variação da TIR para diferentes potências instaladas para os cenários de aumento linear de carga mássica tratada na ETAR .....	113
Figura 4.53: Variação da TIR para diferentes potências instaladas para os cenários de aumento logarítmico de carga mássica tratada na ETAR .....	114
Figura 4.54: Variação da TIR para diferentes potências instaladas para os cenários de aumento exponencial de carga mássica tratada na ETAR .....	114
Figura 4.55: Ilustração da instalação fotovoltaica com 600 kWp .....	115
Figura 5.1: Consumo de energia elétrica na ETAR do Barreiro/Moita em 2018 .....	117
Figura 5.2: Variação da produção das instalações fotovoltaicas ao longo do ano 0 .....	122
Figura 5.3: Energia elétrica produzida face à consumida, considerando a carga de entrada constante para o período de análise e, a adoção de um sistema fotovoltaico de 920 kWp .....	130
Figura 5.4: Energia elétrica produzida face á consumida, considerando um aumento de carga de entrada linear para o período de análise até a obtenção dos valores do HP em 2035 e, a adoção de um sistema fotovoltaico de 920 kWp. ....	131



Figura 5.5:Representação gráfica dos CashFlows anuais e acumulado,.....	133
Figura 5.6:Representação gráfica das remunerações anuais provenientes da energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração e produção fotovoltaica de 492 kWp.....	133



# Índice de Tabelas

Tabela 2.1: Etapas de Tratamento em ETAR, objetivos e processos associados (Ferreira, 2018; Gouveia, 2018).....	4
Tabela 2.2: Consumo de energia elétrica por volume de AR tratada (Silva & Rosa, 2015; Rego, 2012) .....	7
Tabela 2.3: Classificação de desempenho energético (Silva & Rosa, 2015).....	7
2.4: Vantagens e desvantagens da digestão anaeróbia (Samer, 2015).....	15
<i>Tabela 2.5: Percentagens da tarifa de referência para as diferentes fontes renováveis.</i> .....	18
<i>Tabela 2.6: Comparação entre UPAC e UPP</i> .....	18
Tabela 2.7: Taxas de registo praticadas a unidades de produção .....	18
Tabela 4.1: Problemas operacionais na ETAR do Barreiro/Moita em 2018 .....	34
Tabela 4.2: Parâmetros operacionais da DA e temperatura média do ar .....	36
Tabela 4.3: Horário remuneratório da produção de energia elétrica através da cogeração. ....	59
Tabela 4.4: Coeficientes Z aplicados às diferentes fontes de gás energético.....	61
Tabela 4.5: Parâmetros remuneratórios da cogeração constantes .....	61
Tabela 4.6: Parâmetros remuneratórios da cogeração variáveis, no ano 2018 .....	62
Tabela 4.7: Remuneração da cogeração, utilizando a metodologia estabelecida pelo Decreto-Lei 225/2007 .....	62
Tabela 4.8: Comparação da remuneração via Decreto-Lei 225/2007 com a efetivamente faturada .....	63
Tabela 4.9: Remuneração corrigida com a introdução do fator $\alpha$ por via da parcela variável... ..	64
Tabela 4.10: Variação média mensal do IPCm-1 de 2014 a 2018 .....	68
Tabela 4.11: Preço médio diário do operador do mercado ibérico de energia (OMIE, 2019) .....	71
Tabela 4.12: Termos das Faturas Elétricas Considerados.....	73
Tabela 4.13: Cargas tratadas na ETAR mensalmente nos cenários desenvolvidos.....	77
Tabela 4.14: Características do efluente consideradas para o HP da ETAR .....	77
Tabela 4.15: Carga tratada na ETAR em 2018 e no HP da ETAR.....	77
Tabela 4.16: Parâmetros considerados e respetivos valores associados para os cálculos relativos a elaboração de cenários de DA. ....	80
Tabela 4.17: Características elétricas do módulo fotovoltaico JAP60S01-270/SC em condições STC .....	89
Tabela 4.18: Características de temperatura do módulo fotovoltaico JAP60S01-270/SC em condições STC .....	89
Tabela 4.19: Características mecânicas do módulo fotovoltaico JAP60S01-270/SC .....	89
Tabela 4.20: Custo dos inversores em estudo (Merkasol, 2019) .....	91
Tabela 4.21: Custos associados à instalação fotovoltaica .....	91
Tabela 4.22: Distância mínima entre fileiras de módulos .....	93
Tabela 4.23: Horários de auto-sombreamento .....	94

Tabela 4.24: Distancia entre fileiras de módulos e potência fotovoltaica máxima instalada .....	95
Tabela 4.25: Características elétricas do módulo fotovoltaico utilizadas para o dimensionamento do número de módulos por string e destas ligadas em paralelo .....	97
Tabela 4.26: Características elétricas dos inversores DC/AC utilizadas para o dimensionamento do número de módulos por string e destas ligadas em paralelo .....	97
Tabela 4.27: Limite máximo e mínimo de módulos por strings, e máximo destas ligadas em paralelo.....	98
Tabela 4.28: Produção específica em função da inclinação do módulo fotovoltaico.....	105
Tabela 4.29: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 242 kWp.....	107
Tabela 4.30: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 920 kWp.....	109
Tabela 4.31: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 492 kWp.....	112
Tabela 4.32: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 600 kWp.....	116
Tabela 5.1: Consumos elétricos previstos para a ETAR .....	118
Tabela 5.2: Custos associados aos consumos elétricos previstos para a ETAR.....	119
Tabela 5.3: Previsão de parâmetros produtivos associados ao sistema integrado de DA/cogeração.....	120
Tabela 5.4: Produção elétrica e remuneração previstas para o sistema de cogeração de biogás .....	121
Tabela 5.5: Produção das instalações fotovoltaicas .....	123
Tabela 5.6: Índice de autoconsumo para as diferentes instalações fotovoltaicas .....	123
Tabela 5.7: Índice de autossuficiência para as diferentes instalações fotovoltaicas .....	124
Tabela 5.8: Custos associados às instalações fotovoltaicas projetadas .....	125
Tabela 5.9: VAL das instalações fotovoltaicas projetadas.....	126
Tabela 5.10: TIR das instalações fotovoltaicas projetadas.....	127
Tabela 5.11: PRI das instalações fotovoltaicas projetadas .....	128
Tabela 5.12: LCOE das instalações fotovoltaicas projetadas.....	129
Tabela 5.13: Comparação do dimensionamento fotovoltaico que maximiza o retorno económico com o realizado pelo grupo FINERTEC.....	132



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Motivação

A elaboração da presente dissertação é motivada pelo potencial que as estações de tratamento de águas residuais (ETAR) possuem para a produção energética renovável, sendo estas dotadas de uma grande capacidade para a produção de bioenergia.

No âmbito do Roteiro das Energias Renováveis 2020, da União Europeia (EU), estão definidos objetivos no que se refere à redução da dependência das importações de combustíveis fósseis e de se incentivar a utilização de novas tecnologias energéticas. Deste modo, a bioenergia é uma das fontes de energia renovável que poderá desempenhar um papel crucial para alcançar os objetivos elencados pela política energética da EU, através, por exemplo, da produção de biogás por digestão anaeróbia (DA). A produção de biogás em ETAR resulta do processo de DA, no qual as lamas produzidas pelos processos de tratamento de águas residuais (AR) sofrem uma degradação adicional da matéria orgânica biodegradável, originando um composto gasoso (biogás) rico em metano ( $\text{CH}_4$ ) e dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). Este biocombustível tem vindo a ser utilizado como fonte de energia para operar as ETAR, maioritariamente como fonte de energia térmica, para fins de autoconsumo, sendo a energia elétrica produzida através da cogeração do mesmo cedida a RESP, apresentando-se como uma fonte de rendimento (Panepinto, Fiore, Zappone, Genon, & Meucci, 2016).

A energia consumida pelas ETAR apresenta uma grande carga ao nível da fatura energética mundial, sobretudo sobre a forma de energia elétrica, facto que se deve às quantidades de energia empregues nos processos de tratamento das AR. A esta circunstância adiciona-se o facto de os consumos superarem as produções na maioria das infraestruturas deste tipo, apresentando deste modo, balanços energéticos negativos. A energia empregue nas ETAR apresenta um peso significativo nos seus custos monetários operacionais, que podem ser variáveis, dependendo da fonte energética (Panepinto et al., 2016; Schopf, Judex, Schmid, & Kienberger, 2018).

As tecnologias renováveis, isto é, tecnologias que extraem energia de fontes naturais e com capacidade de renovação superior à sua utilização, têm vindo a ser aperfeiçoadas. Atualmente, a energia renovável apresenta-se, em alguns casos, como uma alternativa à energia fóssil, não só numa perspetiva ambiental, como também económica. Assim, a integração de energias renováveis ao nível das ETAR, em que a produção energética das mesmas tem como função o suprimento das suas necessidades, poderá constituir uma solução atraente do ponto de vista económico e ambiental (Kollmann et al., 2017).

## 1.2. Problema a abordar

À semelhança dos elevados consumos energéticos inerentes às ETAR, a ETAR do Barreiro/Moita, propriedade da Simarsul, do Grupo Águas de Portugal, SA, não é exceção, uma vez que tem tecnologia implementada para produção de energia renovável (biogás), assim como potencialidades para a adoção de outras, com é o caso da fotovoltaica. Esta ETAR tem apresentado um balanço energético negativo, sendo a geração de energia inferior ao seu consumo.

O Grupo Águas de Portugal (AdP) desenvolveu o PEPE (Plano de Eficiência e de Produção de Energia) com objetivo de diminuir a fatura elétrica do grupo, visto este se encontrar entre as cinco maiores consumidoras empresariais do país (4% do total nacional). Os objetivos do plano passam pela redução dos consumos e ajustamento dos horários dos mesmos, aumento da produção própria de energia elétrica e melhoria das condições de aquisição de energia (AdP, 2019).

A entidade gestora da ETAR em estudo demonstrou proatividade na busca de novas soluções que visem a otimização das tecnologias já implementadas, nomeadamente relativamente aos equipamentos de digestão anaeróbia. A entidade gestora demonstrou-se ainda disponível a acolher novas tecnologias de produção energética, sendo o aproveitamento solar uma das tecnologias de mais fácil adaptação, devido ao espaço disponível. Relativamente aos objetivos para a produção energética, o principal passa, então, por atingir condições que permitam que, numa base anual, o balanço energético da instalação se torne nulo, ou seja, que a sua produção iguale o seu consumo.

## 1.3. Objetivos e carácter inovador da presente dissertação

A presente dissertação teve como objetivo estudar a integração de produção de energia renovável numa ETAR, com vista ao dimensionamento destas tecnologias em distintos cenários de exploração. Estes dimensionamentos, serão submetidos, para o caso de estudo, a diferentes critérios económicos, para a sua avaliação e otimização. Sendo assim, procurou-se estudar e comparar os efeitos dos diferentes cenários na implementação de um conceito de *Net Zero Energy* (NZE) aplicado à ETAR, nomeadamente:

- Minimização, do balanço energético da instalação, ou seja, pretende-se aproximar de zero a diferença entre o seu consumo e produção de energia elétrica, numa base anual, através de diferentes cenários do *mix* de fontes de energia renováveis.
- Otimização do *mix* de fontes renováveis numa perspetiva exclusivamente económica, isto é, de otimização da rentabilidade do investimento.

O carácter inovador prende-se com o estudo de um caso real, onde é analisada a variação do consumo da ETAR com o aumento de águas residuais tratadas, e para além disto, são analisadas as fontes de energia renováveis já implementadas, e a adoção de aproveitamento solar fotovoltaico, recorrendo entre outros, a previsões económicas.

## 2. ESTADO DA ARTE

### 2.1. Estação de Tratamento de Águas Residuais

As ETAR são estruturas destinadas à redução da carga poluente das AR, de modo a que a descarga do efluente tratado não cause danos nos ecossistemas envolventes (Qiao & Zhang, 2018).

A composição das AR dependem da sua origem, podendo ser águas residuais domésticas, industriais e urbanas (Decreto-Lei n.º 152/97, 1997). As AR são geralmente constituídas por 99,9% de água em peso, onde os 0,1% restantes constituem substâncias suspensas ou dissolvidas (Samer, 2015). Este material sólido é composto por uma mistura de detritos, gorduras, óleos, nutrientes, entre outros componentes (Kollmann et al., 2017).

#### 2.1.1. Tratamentos Efetuados

Aquando da chegada das AR à ETAR, estas sofrem, primeiramente, um pré-tratamento que tem como principal objetivo a remoção de sólidos grosseiros, areias e gorduras, que podem causar problemas operacionais nos equipamentos a jusante (Samer, 2015).

O tratamento primário tem como objetivo clarificar o afluente e remover os sólidos em suspensão e matéria orgânica suspensa, assegurando uma redução mínima de 20% da carência bioquímica de oxigénio (CBO<sub>5</sub>) e de 50% dos sólidos suspensos totais (SST) presentes nas AR, sendo este um processo físico/químico (decantação). Este processo unitário tem como objetivo a separação das partículas em suspensão, através da sedimentação por ação da gravidade. Resultam lamas primárias, compostas por quantidades consideráveis de matéria orgânica, formadas por sólidos inorgânicos e orgânicos que não ficaram retidos no tratamento preliminar, geralmente, estas lamas são escuras com elevada viscosidade, apresentando um odor intenso (Samer, 2015).

O tratamento secundário é geralmente assegurado por processos biológicos, consiste na remoção de matéria orgânica através de processos aeróbios e anaeróbios. Podem existir diversos processos de tratamento, por via aeróbia, ou seja, a degradação da matéria orgânica dá-se na presença de oxigénio, podendo ser realizada em sistemas de biomassa suspensa, como lamas ativadas, ou biomassa fixa, como leitos percoladores ou discos biológicos. O procedimento recorre a microrganismos como algas, fungos ou bactérias, sobre condições aeróbias ou anaeróbias, onde a matéria orgânica contida nas águas residuais é oxidada ou incorporada no tecido celular destes, para que seja possível a sua eliminação por processo de remoção ou sedimentação (Samer, 2015).

O tratamento terciário, é geralmente realizado através de processos químicos, recorrendo a reagentes que combinados com os contaminantes ainda presentes nas AR, nomeadamente os metais pesados, permitem a sua eliminação parcial ou total (Samer, 2015).

Após esta sequência de tratamentos, a água tratada, que cumpre os requisitos impostos pela lei para a descarga, é reincorporada no seu ciclo (Qiao & Zhang, 2018). As lamas resultantes dos diferentes tratamentos, que são uma mistura líquido/sólido, requerendo processos de remoção de água (desidratação por centrifugação, prensagem de placas ou secagem em leitos, etc.) para que possam ser transportadas e manuseadas de forma mais eficiente. A matéria seca (sólidos totais) destas lamas varia entre 0,25% e 12% em peso dependendo da tecnologia utilizada (Payá, Monzó, Borrachero, & Soriano, 2019). Na Tabela 2.1 encontram-se as diferentes etapas de tratamentos utilizados nas ETAR, assim como os respetivos objetivos a alcançar e, os respetivos processos associados (Ferreira, 2018; Gouveia, 2018).



Tabela 2.1: Etapas de Tratamento em ETAR, objetivos e processos associados (Ferreira, 2018; Gouveia, 2018).

Etapas de Tratamento		Objetivo	Processos
Fase Líquida	<b>Pré-tratamento</b>	Remoção de materiais volumosos	Equalização; Pré-arejamento; Gradagem; Tamisação; Desarenação; Desengorduração;
	<b>Primário</b>	Remoção de sólidos suspensos e matéria orgânica (sedimentável)	Tratamento químico: Neutralização; Adição de reagentes químicos e coagulantes; Tratamento físico: Flotação; Decantação;
	<b>Secundário</b>	Remoção da maior parte da matéria orgânica da água residual (até 90%)	Lamas ativadas; Lagoas; Leitões percoladores; Discos biológicos; Biofiltros;
	<b>Terciário</b>	Visa complementar o tratamento a montante, pela exigência de qualidade do meio receptor	Floculação; Adsorção através de carvão ativado; Troca iônica; Osmose inversa; Desinfecção (cloro, radiação UV, ozonização);
Fase Sólida		Estabilização das lamas e redução do volume das mesmas através de processos de espessamento e desidratação	Espessamento; Digestão anaeróbia; Digestão aeróbia; Esterilização química; Esterilização térmica; Compostagem; Desidratação;
Fase Gasosa		Tratamento de odores produzidos durante o processo de tratamento e possível produção de biogás.	Desodorização; Biogás.

## 2.1.2. Valorização de lamas geradas

As lamas geradas em ETAR contêm, além de água, uma grande percentagem de diversos materiais orgânicos, inorgânicos e patogénicos, incluindo, até mesmo, as que são digeridas anaerobiamente e sofrem mudanças na sua composição. Numa fase inicial, as lamas eram aplicadas, direta ou indiretamente, no solo para atividades agrícolas e florestais, ou, alternativamente, descartadas em aterros sanitários. No entanto, têm vindo a ser impostas restrições devido à possível presença de metais pesados e agentes patogénicos que as lamas possam conter, pelo que a sua aplicação como aditivo ou adubo do solo tem sofrido uma diminuição. Além disso, ocorreu o surgimento de diversos regulamentos numa tentativa de redução da quantidade de lamas que são encaminhadas para aterro (Payá et al., 2019).

Os tratamentos térmicos como a incineração, pirólise e gaseificação, alternativas viáveis de aplicação das lamas, adquirirão elevada importância no futuro, uma vez que se tratam de técnicas em que o produto final fica esterilizado e inodoro podendo, em muitos casos, ser considerado um resíduo inerte. O processamento térmico de lamas visa a valorização do seu conteúdo energético, sendo, portanto, importante o conteúdo de humidade nas lamas, tornando-se relevante a energia gasta nos processos de desidratação/secagem empregues, que pode influenciar o balanço energético do processo, assim como a sua viabilidade económica (Payá et al., 2019).

### Pirólise

O processo pirolítico consiste na decomposição térmica da fração orgânica em atmosfera inerte, ou seja, na ausência de oxigénio. Os produtos resultantes do processo baseiam-se numa fração gasosa e líquida, com conteúdo energético potencial, sendo também obtido um resíduo sólido (carvão), considerado como subproduto. A pirólise pode ser considerada um processo com desperdício nulo, uma vez que o carvão obtido pode ser utilizado como adsorvente de ácido sulfídrico ( $H_2S$ ) ou dos óxidos de azoto ( $NO_x$ ) em correntes gasosas (Payá et al., 2019).

### Gasificação

O processo da gasificação, contrariamente à pirólise, consiste num tratamento térmico na presença de uma atmosfera reativa limitada, ou seja, mediante quantidades de oxigénio inferiores às necessárias para a ocorrência do processo de oxidação total. Assim, a partir deste processo é obtido um gás combustível designado por gás de síntese ou *syngas*, que consiste numa mistura de monóxido de carbono (CO), hidrogénio ( $H_2$ ) e, de outros gases vestigiais. Comparativamente ao processo de incineração simples, a gasificação possui diversas vantagens, nomeadamente, o facto de não ser necessário nenhum combustível suplementar e, existe também uma produção reduzida de dioxinas e de furanos clorados (Payá et al., 2019).

### Incineração

O processo de incineração, realizado num reator de leito fluidizado, é o processo de conversão térmica mais utilizado nas lamas de ETAR. Nalguns casos, é necessário combustível adicional, especialmente quando se tratam de lamas com elevado teor de humidade, sendo importante realçar que lamas desidratadas apresentam um valor energético elevado, variando entre 12-20 MJ/kg. Durante o tratamento térmico são, geralmente, produzidas partículas de cinza volante, um material sólido em pó, e que em algumas situações pode mesmo ser caracterizado como um resíduo sólido perigoso (Payá et al., 2019).

## 2.2. Consumos energéticos em ETAR

As ETAR podem ser consideradas consumidoras intensivas de energia, apresentando, contudo, geralmente, elevado potencial para economia energética. Na Europa, o consumo de energia elétrica das ETAR é de aproximadamente 27 TWh/ano, representando até 20% da energia total consumida por um município. Todavia, existem perspectivas de que estes valores poderiam decrescer em cerca de 25% (Schopf et al., 2018; Torregrossa, Castellet-Viciano, & Hernández-Sancho, 2019). Sabe-se, através de dados referidos na bibliografia, que numa ETAR convencional cerca de 25-40% dos custos operacionais é atribuível ao consumo de energia (Panepinto et al., 2016).

Na comunidade científica, existe um acordo geral acerca da importância do aumento da eficiência energética nas ETAR, tendo vindo a ser realizado um esforço no sentido de reduzir o consumo de energia das mesmas. Uma das causas dos elevados consumos destas unidades de tratamento prende-se com o nível de utilização das instalações de tratamento. Uma ETAR, ao operar perto da sua capacidade de projeto, funciona de forma mais eficiente do que outra, análoga, que funcione abaixo dessa capacitação. No entanto, a imprecisão relativa ao dimensionamento de uma instalação deste tipo é comum, sendo que, este se baseia, geralmente, em previsões sobre as necessidades da população e dos fluxos das águas residuais e indústrias, conectadas à ETAR durante a vida útil da instalação. Estas variáveis conduzem a que os parâmetros utilizados para a elaboração do projeto sejam caracterizados por um elevado grau de incerteza. É de referir, também, que, no projeto da instalação da unidade de tratamento, o principal foco passa pela redução do risco de falhas. Assim, as unidades de tratamento são projetadas para condições operacionais extremas, sendo utilizados coeficientes de segurança para tratar a incerteza associada ao efluente recebido, o que leva, em conjunto com o referido anteriormente, ao sobredimensionamento (Torregrossa et al., 2019).

Atualmente, são aplicados novos conceitos, de modo a considerar as águas residuais como um transportador de energia. São já estudadas formas de otimizar o balanço energético das ETAR, até ao ponto de autossuficiência energético, ou mesmo até ao balanço energético positivo. Assim, as investigações relacionadas com águas residuais, atualmente, centram-se maioritariamente em questões energéticas (Kollmann et al., 2017).

Em ETAR, o arejamento necessário ao tratamento biológico é o principal contribuinte para o consumo de energia, sendo responsável por cerca de 30% a 50% desta parcela (Molinos-Senante, Sala-Garrido, & Iftimi, 2018). As decantações primária e secundária, assim como as operações de bombagem de lamas, apresentam-se como o segundo grande consumidor energético, na ordem dos de 15%. Já a desidratação de lamas, por sua vez, destaca-se como o terceiro maior consumidor de energia, com um valor de aproximadamente 7% (Panepinto et al., 2016).

Apesar do alto consumo de energia dos processos de tratamento realizados nas ETAR, destes resultam subprodutos com potencial energético, como é o caso do biogás e das lamas. O biogás é já uma fonte amplamente usada para cobrir parte do consumo interno de energia elétrica e calorífica das ETAR, devendo estas, porém, ser dotadas de tecnologias de DA e cogeração. As lamas, por sua vez, são já produzidas em qualquer ETAR, e, mediante as diferentes características das mesmas, existem diferentes técnicas para a sua valorização (Schopf et al., 2018).

A partir do estudo de Longo et al. (2016) foi possível retirar determinadas ilações e recomendações acerca do modo de condução da análise energética de ETAR. Os métodos devem ser escolhidos com base no objetivo e extensão da análise, sendo que o intervalo de validade e a aplicabilidade dos mesmos é diferente. As abordagens de normalização devem ser baseadas em indicadores, como é o caso do consumo específico de energia por quantidade volume de AR tratada, estas podem ser adequadas para ETARs com tecnologias ou processos similares, não podendo, no entanto, ser aplicadas em avaliações globais de infraestruturas complexas. Por outro lado, métodos baseados em regressões lineares, possibilitam o controlo

do efeito de variáveis como o volume tratado ou a concentração do efluente, o que estende a taxa de validade da análise. Desde que um conjunto representativo de amostras esteja disponível aquando da construção de regressões lineares, as equações resultantes podem ser usadas para a avaliação do sistema.

## 2.2.1. Consumo elétrico específico

Com base no estudo de Silva & Rosa (2015), o indicador mais utilizado na avaliação da energia gasta é o consumo específico, sendo, neste caso, por volume de AR tratada, expresso em kWh/m<sup>3</sup>. Esta seleção é justificável pela falta de dados robustos relativos aos consumos nas ETAR, sendo comum a existência de valores correspondentes a, apenas, consumos globais (Silva & Rosa, 2015).

Na Tabela 2.2 estão representados os consumos específicos de diferentes ETARs implementadas em Portugal, com sistemas de tratamento similares aos da ETAR do Barreiro/Moita, o que torna os valores comparáveis entre si e com o caso de estudo.

Tabela 2.2: Consumo de energia elétrica por volume de AR tratada (Silva & Rosa, 2015; Rego, 2012)

ETAR	Consumo específico de eletricidade (kWh/m <sup>3</sup> )	Referência
Vilamoura	0,68	(Rego, 2012)
Loulé	0,78	(Rego, 2012)
Olhão Nascente	0,72	(Rego, 2012)
Quinta do Lago	0,98	(Rego, 2012)
Outras*	0,31 – 0,84	(Silva & Rosa, 2015)

\*O número da amostra é de N=17

### 2.2.1.1. Efeito de Escala

O efeito de escala é um fator relevante, que deve ser considerado no cálculo do consumo energético específico. Numa pesquisa efetuada a um conjunto de ETAR localizadas na China, foi demonstrado que o consumo de energia específico, expresso em kWh/m<sup>3</sup>, diminui com o aumento do volume de AR tratadas. A partir deste dado foi possível concluir que, com o aumento dos caudais dos afluentes às ETAR os equipamentos e dispositivos operados durante o processo podem trabalhar com maior eficiência. Associado a este facto, as condições operacionais de tratamento são relativamente mais estáveis, apresentando uma menor variação nas características físico-químicas da AR tratada. Assim, são proporcionadas melhores condições para o crescimento dos microrganismos presentes nas lamas, beneficiando a capacidade de tratamento (Tao & Chengwen, 2012). Convém ainda, realçar um estudo realizado a um conjunto de 17 ETAR em Portugal onde foi verificado este efeito de escala, sendo que neste, também foi desenvolvido um indicador de desempenho do consumo específico, com as classificações de desempenho representadas na Tabela 2.3 (Silva & Rosa, 2015).

Tabela 2.3: Classificação de desempenho energético (Silva & Rosa, 2015)

Nível Classificativo	Intervalo de Classificação
Bom	$\text{Consumo} \left( \frac{kWh}{m^3} \right) \leq 0,280 + 1192 \div AR \left( \frac{m^3}{dia} \right)$
Aceitável	$0,280 + 1192 \div AR \left( \frac{m^3}{dia} \right) > \text{Consumo} \left( \frac{kWh}{m^3} \right) < 0,350 + 1490 \div AR \left( \frac{m^3}{dia} \right)$
Insatisfatório	$\text{Consumo} \left( \frac{kWh}{m^3} \right) \geq 0,350 + 1490 \div AR \left( \frac{m^3}{dia} \right)$

## 2.3. Digestão Anaeróbia

A digestão anaeróbia (DA) é considerada o método mais atrativo para o tratamento e reciclagem de lamas de ETAR, devido, não só à produção de um gás rico em energia, como também, ao facto de possibilitar uma redução do volume de resíduos (P. Wang, Wang, Qiu, Ren, & Jiang, 2018).

O setor das águas residuais apresenta-se como um dos maiores utilizadores de DA, uma vez que este processo é comum na gestão de lamas produzidas durante as diferentes fases de tratamentos das AR. A tecnologia de DA ocorre posteriormente à decantação das lamas geradas ao logo do processo de tratamento da fração líquida das AR, constituindo o fluxo de alimentação do digestor anaeróbio, onde ocorre um processo fermentativo da matéria orgânica na ausência de oxigénio ( $O_2$ ). Os produtos resultantes da DA são: o biogás, constituído maioritariamente por  $CH_4$ ,  $CO_2$  e outros gases com percentagens inferiores e um efluente (digerido), rico em nutrientes que podem ser utilizado como biofertilizante (McLeod, Othman, & Parthasarathy, 2019; Vasco-Correa, Khanal, Manandhar, & Shah, 2018)

Atualmente, devido à dificuldade em alcançar financiamentos para o tratamento de águas, este setor recorre, cada vez mais, à intensificação dos processos, numa tentativa de utilização mais eficiente das infraestruturas existentes. No processo de DA, devido à necessidade de longos tempos de retenção, a maioria das medidas de intensificação projetadas para expansão da capacidade de tratamento, centra-se no aumento caudal de alimentação ao digestor. No entanto, terá de se tomar em conta o teor de sólidos no interior do digestor, uma vez que se poderá alterar as propriedades físicas das lamas, apresentando estas um comportamento de um fluido não newtoniano, quando a concentração de sólidos for superior a 2,5% (em massa). A mudança reológica do estado físico das lamas representa um problema significativo para a operação de agitação da mistura no interior do digestor, aumentando a resistência ao movimento do fluido. Apesar dos desafios colocados para a implementação de novas abordagens à gestão das lamas de ETAR, a indústria da águas residuais apresenta alguma relutância na adoção de tecnologias inovadoras e à realização de ensaios experimentais nas suas instalações, preferindo adotar sistemas já comprovados (McLeod et al., 2019).

O biogás produzido é uma fonte de energia renovável que pode ser utilizado para a produção de energia térmica, elétrica e como combustível para automóveis, quando sofre um processo de melhoria para biometano ( $CH_4 > 97\%$  v/v) (Achinas, Achinas, & Euverink, 2017).

O processo de DA é complexo e são vários os parâmetros que influenciam o seu desempenho e a composição química do biogás, tais como: pH, temperatura, presença de inibidores (azoto e ácidos gordos voláteis), carga orgânica e o tempo de retenção hidráulico (TRH).

### 2.3.1. Etapas da Digestão Anaeróbia

O processo de DA recorre a uma diversa gama de espécies de microrganismos anaeróbios, com diferentes funções, que formam um ecossistema microbiano complexo, no interior do digestor. Estes têm como função decompor os resíduos orgânicos, através de processos de hidrólise, acidogénese, acetogénese e metanogénese (Wang et al., 2019).

#### Microrganismos Responsáveis pela DA

A DA é um processo biológico, ou seja, são os microrganismos os grandes responsáveis pela biodegradação da matéria orgânica, desenvolvendo-se esta biomassa microbiana no interior dos digestores anaeróbios. Devido a DA recorrer a diversos microrganismos como forma de assegurar as suas diferentes etapas, torna-se um processo complexo. As etapas de hidrólise e acidogénese, por exemplo, são alcançadas por cerca de 50 espécies de bactérias, como *Clostridium*, *Bacteroides*, *Bifidobacterium*, *Butirivibrio*, *Proteobacteria*, *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Streptococcus*, *Eubacterium* and, entre outras. Já os microrganismos responsáveis pela metanogénese designam-se por *Archaea*, sendo que, até ao momento foram encontradas 65 espécies diferentes, pertencentes a 3 ordens, 7 famílias e 19 géneros. Os principais microrganismos responsáveis pela produção de metano são, então, *Methanobacterium*, *Methanococcus*, *Methanobrevibacter*, *Metha-nomicrobium*, *Methanosarcina* e *Methanosaeta*. (P. Wang et al., 2018).

#### Etapas da DA

A Figura 2.1 representa um esquema das reações que ocorrem na DA de lamas de ETAR, encontrando-se representadas as diferentes etapas do processo e respetivos produtos das mesmas.

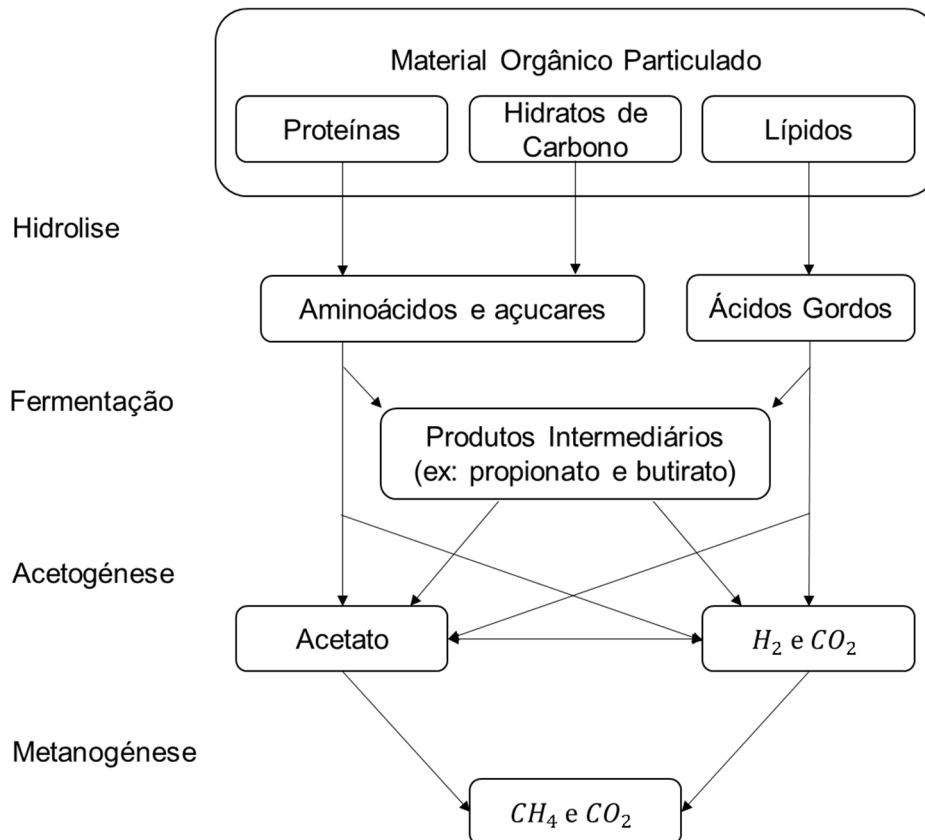


Figura 2.1: Etapas da Digestão anaeróbia (Horan et al., 2018).

O processo da DA ocorre em quatro fases: hidrólise, fermentação(acidogénese), acetogénese e metanogénese, durante as quais ocorre a transformação da matéria orgânica biodegradável em biogás.

A **hidrólise** é a primeira etapa da DA, **com duração de cerca de dois dias**, os compostos complexos, tais como as proteínas, lípidos e glúcidos são convertidos em compostos mais simples como aminoácidos, ácidos gordos voláteis de cadeia longa, açúcares e glicerol (Horan, Yaser, & Wid, 2018).

A hidrólise é realizada por enzimas extracelulares (hidrolases), tornando-se o passo limitante quando a matéria orgânica é constituída por lenhina, celulose e hemicelulose. Estes compostos insolúveis dificultam o processo das bactérias hidrolíticas, tornando o processo mais lento.

A compreensão da redução do grau de polimerização de macromoléculas, como os glúcidos ou proteínas, apresenta-se como uma tarefa de um grau de complexidade elevado. A utilização de um indicador para avaliar a extensão de solubilização dos materiais resultantes do processo de hidrólise parece ser promissor. Isto porque, com moléculas de menores dimensões, as enzimas podem aceder mais facilmente ao substrato, aumentando assim a taxa de reação, favorecendo uma produção mais rápida de metano nas etapas seguintes, como a metanogénese (Buffière, Doms, Hattou, & Benbelkacem, 2018). Na **fermentação (acidogénese)**, os compostos provenientes da hidrólise sofrem um processo de fermentação por parte das bactérias acidogénicas/fermentativas, originando  $H_2$ ,  $CO_2$  e ácidos gordos voláteis (AOVs), tais como o ácido acético, propiónico, butírico e fórmico. No processo de fermentação são quebradas as ligações de materiais solúveis produzidos pela hidrólise. Esta etapa é, também, conhecida como acidogénese, uma vez que os principais produtos resultantes da mesma, são ácidos gordos voláteis (AGV), convertidos por bactérias. Estes ácidos orgânicos tornam-se o substrato para as fases de acetogénese e metanogénese. Os materiais solúveis resultantes, como o ácido acético, ou produtos intermediários, como propionato e butirato, serão, por sua vez, fermentados, numa fase posterior, dando origem a acetato. É importante salientar que, no caso de sobrecarga de ácidos orgânicos no reator, ocorrerá uma queda no pH, situação de poderá resultar numa falha do digestor (Horan et al., 2018).

Na **acetogénese**, os compostos provenientes da fase da hidrólise e acidogénese são convertidos a ácido acético,  $H_2$  e  $CO_2$  substratos essenciais para a produção de  $CH_4$ , por ação de bactérias sintróficas e homoacetogénicas. Nesta fase, as conversões biológicas dos diferentes grupos de microrganismos dependem da concentração parcial de  $H_2$  que se deve manter baixa, e também serão beneficiadas, na presença de um meio ácido.(Horan et al., 2018).

Na última fase da digestão anaeróbia, **a metanogénese**, os microrganismos metanogénicos, estritamente anaeróbios, são responsáveis pela produção de  $CH_4$ , a partir dos produtos  $H_2$ ,  $CO_2$  e acetato. Os microrganismos metanogénicos dividem-se em três grupos tróficos principais (Horan et al., 2018):

- (i) as bactérias acetoclásticas, convertem o acetato em  $CH_4$  e  $CO_2$ ;
- (ii) as bactérias hidrogenotróficas, convertem  $H_2$  e  $CO_2$  em  $CH_4$ ;
- (iii) as bactérias metilotróficas convertem o metanol em  $CH_4$  e água ( $H_2O$ ).

A extensão da produção de metano ocorre de acordo com o substrato passível de ser utilizado pelos microrganismos, sendo o acetato o principal substrato usado pelas bactérias metanogénicas (Horan et al., 2018).

### **2.3.2. Fatores que influenciam a DA**

A estabilidade do processo da DA não depende apenas da interação entre a comunidade microbológica presente no digestor anaeróbio, mas também de outros fatores ambientais tais como mistura de alimentação, temperatura, pH, TRH, razão carbono-nitrogénio-fósforo, taxa de carga orgânica, e compostos inibidores.

#### **Mistura de Alimentação**

A mistura de alimentação é um parâmetro bastante importante para que seja possível garantir a eficácia do processo, permanecendo, no entanto pouco compreendida, devido ao facto de não se encontrar definida a mistura adequada para os diferentes tipos de substratos. Vários estudos realizados revelam a falta de padronização no trabalho experimental, fator que limita a compreensão detalhada acerca da influência que a mistura poderá representar no processo de DA. Esta situação conduz a um grande desfasamento entre os resultados do trabalho experimental desenvolvido à escala laboratorial, em condições controladas e, à escala real (McLeod et al., 2019). Existem, também, alguns componentes, como a celulose em resíduos de plantas, e medicamentos nas fezes humanas e animais, que poderão afetar negativamente a eficiência da digestão anaeróbia, representando, nalguns casos, toxicidade para os microrganismos (Wang et al., 2019).

#### **Temperatura**

A temperatura é um dos parâmetros que mais influencia a estabilidade e o desempenho do processo da DA, uma vez que os microrganismos são bastante sensíveis às variações de temperatura (Neshat, Rashidi Mehrabadi, Alighardashi, & Tajrobehkar, 2017)

É conhecida a veracidade de que a temperaturas mais elevadas, ocorre um aumento da taxa de hidrólise, sendo, portanto, interessante, operar este estágio a uma temperatura mais alta. Além disso, alguns autores relatam que uma hidrólise a elevadas temperaturas: gama termófila (45-65°C) poderá reduzir a quantidade de agentes patogénicos, existindo, também, algumas investigações centradas no efeito de pré-tratamento térmico antes da digestão anaeróbia. Neste caso, o efeito da temperatura na matéria orgânica conduzirá a uma desintegração térmica, especialmente acima de 80 ° C (Buffière et al., 2018). Por outro lado, a baixas temperaturas: gama mesófila (25-45°C), oferecem uma operação estável para a produção de metano, durante a DA. Assim sendo, gamas de temperaturas mais elevadas favorecem a hidrólise e solubilização, enquanto que as mais reduzidas permitem que as fases da acetogénese e metanogénese possam ocorrer em condições mais suaves, beneficiando-as (Buffière et al., 2018). O processo de DA nas gamas mesófila e termófila é sensível à flutuação de temperatura, devendo ser controlado dentro de um intervalo de 3°C. Caso contrário, a produção de biogás pode diminuir ou, até mesmo, cessar se existir uma variação brusca na ordem dos 5°C (Wang et al., 2019).

#### **pH**

O pH está relacionado com o carácter ácido e alcalino do meio em que o consórcio bacteriano funciona. Sendo assim, para se conseguir um processo estável na produção de biogás, é necessário manter-se o pH global num intervalo ótimo entre 7 e 8. A etapa da acidogénese prevalece quando o valor de pH se encontra abaixo do intervalo ótimo, contribuindo assim com uma maior produção de AOVs e conseqüente inibição da fase metanogénese. A DA apresenta diferentes valores ótimos para as diferentes etapas. As bactérias hidrolíticas e acidogénicas apresentam um pH ótimo entre 5,5 e 6,5 (Samer, 2015).

As etapas da acetogénese e da metanogénese, apresentam, por sua vez, diferentes pH ótimos, sendo estes na gama de pH de 5,5 a 6,5 para os microrganismos produtores de hidrogénio, e de



um pH de 7,0 para os microrganismos metanogénicos.(Zahedi, Solera, Micolucci, Cavinato, & Bolzonella, 2016).

### Tempo de Retenção Hidráulico (TRH)

O TRH consiste no tempo médio em que a matéria orgânica fica retida no interior do digestor anaeróbio. O TRH a ser selecionado no funcionamento de um digestor anaeróbio é influenciado por fatores tais como: (i) temperatura selecionada, (ii) tipo de substrato e (iii) tipo de sistema utilizado no processo da DA. Para o regime mesófilo, o TRH varia habitualmente entre 15-40 dias, enquanto para o regime termófilo, o TRH varia entre 12-14 dias (Matheri et al. 2017). Por sua vez, à medida que o TRH aumenta, a taxa de produção de biogás diminui, bem como a velocidade das reações metabólicas. O TRH é um dos parâmetros mais importante na operação de um digestor anaeróbio, porque afeta a taxa de produção de CH<sub>4</sub> e a conversão de sólidos voláteis em produtos gasosos. O TRH pode ser calculado recorrendo a Equação 1 (McLeod et al., 2019):

$$TRH_m = \frac{VDA}{Q_{A,m}} \times D_m \quad (1)$$

Onde:

- $TRH_m$  : Tempo de Retenção Hidráulico correspondente ao mês  $m$ , em dias (d);
- $VDA$  : Volume do digestor anaeróbio, em metros cúbicos (m<sup>3</sup>);
- $Q_{A,m}$  : Caudal de alimentação ao digestor no mês  $m$ , em metros cúbicos (m<sup>3</sup>/mês);
- $D_m$  : Número de dias correspondentes ao mês  $m$  (d).

### Macro e Micronutrientes

A matéria orgânica utilizada no processo da DA, deve conter os nutrientes, macro e micronutrientes, necessários para satisfazer o desenvolvimento dos microrganismos anaeróbios. Os macronutrientes de maior importância no processo da DA são o carbono (C), azoto (N), fósforo (P) e enxofre (S). O azoto é essencial para a síntese de proteínas, enquanto o carbono funciona como fonte de energia e como elemento para a síntese inúmeras estruturas celulares. Note-se que, tanto o N como o P e o S, são nutrientes essenciais para a síntese e crescimento de células microbianas, bem como para a estabilização do pH em condições alcalinas, contudo estes são necessários em pequenas quantidades, devido ao facto de não se produzir biomassa em grandes proporções. O S, é aquele, de entre os macronutrientes, que deve ter a sua quantidade presente no substrato mais limitada, para se evitar um desenvolvimento acentuado das bactérias redutoras de sulfato e, conseqüentemente, a formação do sulfureto de hidrogénio. Por outro lado, os micronutrientes, como Fe, Ni, Mo, Co, Se e Cu também são essenciais para o seu desenvolvimento porque são necessárias para a atividade enzimática (Wang et al., 2019).

A razão C/N é um parâmetro de estabilidade muito importante, porque permite avaliar se algum destes macronutrientes é limitante durante o processo da DA. Quando a relação C/N é baixa, ocorre um excesso de azoto amoniacal, o que é prejudicial ao processo de metanogénese. Este excesso provoca a inativação das atividades enzimáticas dos organismos metanogénicos, assim como o desequilíbrio de protões e a falta de iões potássio (K<sup>+</sup>) nas células com abundância de N amoniacal. Por outro lado, as bactérias anaeróbias não têm capacidade de sintetizar o P orgânico, necessitando de fontes externas para este fim. Sabe-se também que a produção de AGV na etapa da acidogénese é dependente da relação C/P, sendo esta ótima para valores próximos de 100. A revisão bibliográfica efetuada aponta para que a razão C/N/P mais adequada a DA seja de 200 a 300/5/1 (Wang et al., 2019).

## **Taxa de Carga Orgânica (TCO)**

A taxa de carga orgânica está relacionada com a quantidade de sólidos voláteis alimentados a um digestor, por unidade de volume, por unidade de tempo. Uma elevada carga orgânica pode prejudicar a estabilidade do processo da DA, uma vez que existe uma maior atividade das bactérias hidrolíticas e acidogénicas, resultando uma maior produção de AOVs e, conseqüentemente, na acidificação do meio, inibindo a metanogénese. A quantidade de TCO utilizada varia consoante os diferentes digestores, sendo que se de situar entre 2,4 -2,5 kgSV/m<sup>3</sup>.d para garantir a estabilidade do digestor (Neshat et al., 2017; Wang et al., 2019).

## **Agitação**

A agitação do digestor anaeróbio deve ser realizada de forma lenta e suave, de modo a permitir uma homogeneização da temperatura e melhorar o contacto entre os microrganismos e a matéria orgânica no interior digestor. Uma agitação demasiada rápida provoca distúrbios no meio bacteriano, conseqüentemente uma redução da produção de biogás. Para além disso, a agitação é essencial para evitar a formação de lamas no fundo do reator, que diminuem o volume útil do digestor, e camadas de espuma superficiais, que dificultam a libertação do biogás (Appels, Baeyens, Degreève, & Dewil, 2008).

## **Tóxicos orgânicos**

Alguns tóxicos orgânicos podem provocar a inibição dos processos de DA, sendo especialmente tóxicas para os organismos responsáveis pela metanogénese. Os ácidos gordos de cadeia longa podem prejudicar estes organismos devido à permeabilidade da membrana celular microbiana e redução da tensão superficial. Os fármacos podem causar, também, problemas ao processo de DA, sendo estes provenientes de dejetos humanos e animais. Componentes como a carbamazepina, o sulfametoxazol e o cloridrato de propranolol, poderão ser prejudiciais para os organismos metanogénicos acetoclásticos, sendo estes seres consumidores de acetatos. Os fármacos referidos podem reduzir as atividades enzimáticas dos metanogénicos ou inibir diretamente o seu crescimento e produção, sendo passíveis de causar falhas no sistema de DA (Wang et al., 2019).

## **Pré-tratamentos**

No processo de DA, alguns substratos, como a lenhina e a celulose, presentes em resíduos de plantas, e designadas por matérias recalcitrantes, não são facilmente decompostos por micróbios anaeróbios, devido às suas complexas estruturas moleculares. Estas estruturas podem conduzir, no processo, a uma maior morosidade e ineficácia da hidrólise, reduzindo a eficiência da acidogénese e conversão de biogás. Assim sendo, este tipo de substratos requerem diferentes abordagens de pré-tratamento, por forma a que as possíveis implicações no processo, associadas aos mesmos, sejam minimizadas (Wang et al., 2019).

- Pré-tratamento físico

O pré-tratamento físico é referente à quebra de estruturas da matéria-prima por processamento mecânico, como moagem, trituração e cozedura a alta pressão ou temperatura. Estes métodos visam o aumento do contato entre as áreas superficiais do material a degradar e os micróbios, amplificando, assim, as taxas de reação (Wang et al., 2019).

- Pré-tratamento químico

Nos pré-tratamentos químicos, os substratos são embebidos em soluções de hidróxido de sódio (NaOH), hidróxido de potássio (KOH) ou amónia, com o fim de aumentar a eficiência da digestão. A amónia pode surgir como uma possibilidade de fonte externa para o crescimento microbiano, assim como ter a função de um ácido neutralizante gerado por bactérias fermentativas (Wang et al., 2019).

- Pré-tratamento biológico

O pré-tratamento biológico diz respeito ao processo com capacidade para melhorar a biodegradação de alguns substratos recalcitrantes. As bactérias utilizadas nestes tratamentos contêm enzimas modificadoras da lenhina ou celulose, entre outras, aptas para destruir as estruturas dos substratos (Wang et al., 2019).

### **2.3.3. Codigestão**

A codigestão anaeróbia é uma boa solução para se equilibrar a razão C/N, quando os substratos orgânicos, a serem submetidos à DA, não apresentam os valores recomendados pela literatura. As lamas de ETAR são um substrato que se caracteriza por um razão C/N baixa, assim, a codigestão anaeróbia de lamas com resíduos com teores altos de carbono apresenta vantagens, tais como: (i) estabilização da razão C/N, (ii) aumento da produção de CH<sub>4</sub>, (iii) diminuição da concentração de compostos inibidores. A co-digestão possibilita o aumento da produção de biogás de 25 a 400% relativamente à monodigestão, na qual é utilizado apenas um substrato. A co-digestão é uma tecnologia bastante promissora para otimizar o processo da DA através da mistura de bioresíduos, permitindo o estabelecimento de efeitos sinérgicos no interior do digestor (Hagos, Zong, Li, Liu, & Lu, 2017).

### **2.3.4. Processo de DA dividido em estágios**

O processo de DA pode ser atualmente, separado por fases num processo de dois estágios, este método tem sido amplamente utilizado em toda a Europa para o tratamento de resíduos biológicos. O sistema é geralmente composto por uma etapa de hidrólise em meio ácido, realizada na primeira fase (fermentação escura), e por outra onde ocorre a acetogénese e metanogénese, efetuada numa segunda fase. As diferentes taxas de crescimento dos microrganismos, e pH ótimo das etapas de conversão, levaram ao desenvolvimento global do processo de DA dividido em dois estágios. Esta abordagem tem sido utilizada para a produção de hidrogénio num reator durante a primeira fase, e a produção de biogás num reator durante a segunda fase, com o objetivo final de misturar os dois gases para se obter biometano (50-55%) de CH<sub>4</sub>, (5.-10%) de H<sub>2</sub> e (35-40%) de CO<sub>2</sub> (Zahedi et al., 2016).

### **2.3.5. Vantagens e desvantagens da digestão anaeróbia**

#### **Vantagens**

Além da incineração, o aterro é o principal destino dos resíduos em todo o mundo, sendo que esta última alternativa requer a utilização de grandes áreas, com capacidade de geração de potenciais problemas de saúde pública associados à emissão de odores. O recurso à incineração associa, problemas de controlo e prevenção de alguns poluentes, nomeadamente, gases ácidos, poeiras, lixiviados, dioxinas e odores fétidos. A digestão anaeróbia surge como uma alternativa com potencial para, efetivamente, tratar determinadas quantidades de resíduos sólidos urbanos (RSU), através das suas etapas de conversão. Esta possibilidade permitirá uma redução dos impactos ambientais e de saúde pública associados a este tipo de resíduos (Wang et al., 2019; Xin-Gang, Gui-Wu, Ang, & Yun, 2016).

Um dos principais produtos obtido a partir de DA é o biogás, sendo que, além de a sua produção ser efetuada através de uma fonte considerada renovável, o potencial energético deste gás poderá ter diversas utilidades benéficas. O biogás apresenta, ainda, características menos poluentes para o ambiente, em comparação com as fontes de energias fósseis, tornando-o uma alternativa viável às mesmas (Xin-Gang et al., 2016).

## Desvantagens

Uma das desvantagens relacionadas com o processo de DA prende-se com o facto de o biogás, ou seja, biocombustível produzido pela DA, integrar na sua composição gases de efeito estufa (GEE), entre os quais, CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, contribuintes para o processo de aquecimento global. O aumento da aplicação de tecnologias de DA tem conduzido a um aumento do peso das mesmas nas emissões GEE a nível mundial, o que é um ponto desfavorável deste processo. Por outro lado, o CH<sub>4</sub> é um gás inflamável e explosivo, pelo que poderá representar um potencial risco relativamente à segurança do processo, especialmente quando este atinge altas concentrações. Além disso, alguns componentes do biogás, como sulfureto de hidrogénio (H<sub>2</sub>S) e amoníaco (NH<sub>3</sub>) podem causar problemas a nível de odor e toxicidade (Wang et al., 2019).

São apresentadas na 2.4 algumas das vantagens e desvantagens da digestão anaeróbia:

### 2.4: Vantagens e desvantagens da digestão anaeróbia (Samer. 2015).

Vantagens	Desvantagens
Custos operacionais baixos;	Alto investimento inicial, requerendo, geralmente, aquecimento;
Redução da quantidade de lamas;	Tempos de retenção altos (> 24h);
Processo realizado em digestores isolados (reatores selados sem odor ou aerossóis);	Compostos corrosivos e fétidos produzidos durante anaerobiose;
As lamas resultantes do processo são estabilizadas;	Menos eficaz do que a estabilização aeróbia para destruição de agentes patogénicos;
Gás metano produzido como produto final;	Produção de sulfureto de hidrogénio;
Baixa exigência de nutrientes devido à menor taxa de crescimento de microrganismos anaeróbios;	Os reatores podem exigir alcalinidade adicional;
Pode ser operado com sazonalidade;	A lenta taxa de crescimento de microrganismos anaeróbios pode resultar num longo período inicial adaptação e necessidade de fases de recuperação;
Arranque rápido após a adaptação dos microrganismos.	Usado apenas como pré-tratamento para resíduos líquidos.

## 2.4. Tecnologia Solar Fotovoltaica

A energia solar é a fonte de energia renovável mais abundante na terra, sendo considerada como uma das poucas soluções potenciais para o consumo energético global e resolução de problemas ambientais. Com o rápido desenvolvimento de tecnologias solares, nomeadamente a energia solar fotovoltaica (FV) e a energia solar térmica, estas podem ser responsáveis por 27% do fornecimento de energia mundial até 2050 (Campana et al., 2018).

As tecnologias de aproveitamento solar fotovoltaico têm como função o aproveitamento de parte da energia proveniente do sol, transformando-a em elétrica, por forma a poder ser possível a sua utilização para diversos fins. O módulo fotovoltaico recebe o fluxo solar, compreendendo esta radiação direta (feixe que atravessa a atmosfera em linha reta até ao coletor), radiação difusa (fração que foi espalhada por moléculas e aerossóis na atmosfera) e radiação refletida no solo ou em outra superfície. Ao incidir no coletor, dá-se a conversão do fluxo solar em energia elétrica, por efeito fotovoltaico (Masters, 2013).

### 2.4.1. Legislação nacional relativa a unidades produção de energia fotovoltaica

A legislação relativa a unidades descentralizadas de produção de energia renovável em vigor à data de realização do presente estudo, é regulada pelo Decreto-Lei 153/2014. Esta lei divide as unidades produtivas em dois tipos: Unidades de Produção em Autoconsumo (UPAC) e Unidades de Pequena Produção (UPP).

#### Unidade de Produção em Autoconsumo (UPAC)

**Características:** A energia é injetada preferencialmente no local de consumo, o que significa que estas unidades privilegiam o autoconsumo. Nas UPAC é minimizada a injeção de energia na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), sendo que, os excedentes podem, no entanto, ser injetados na mesma, apresentando os fluxos simplificados representados na Figura 2.2.

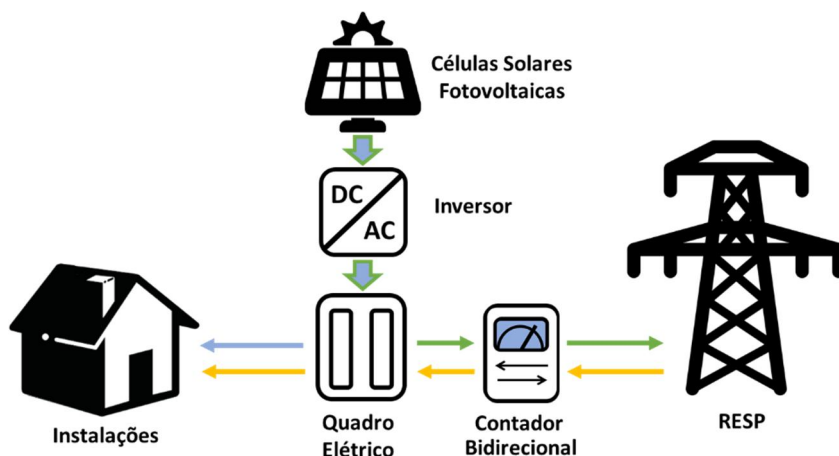


Figura 2.2: Representação esquemática de UPAC

**Remuneração:** A remuneração, ou ganhos monetários, poderá ser calculada através da Equação 2.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$ : A remuneração, ou ganhos monetários, da energia cedida a RESP, no mês 'm' (€)
- $E_{fornecida}$ : Energia fornecida no mês 'm' (MWh);
- $OMIE_m$ : Preço médio diário do Operador do Mercado Ibérico de Energia, para Portugal, no mês 'm' (€/MWh);
- "m": Mês referente à contagem da eletricidade fornecida à RESP.

### Unidade de Pequena Produção (UPP)

**Características:** estas unidades têm como principal característica a venda total de energia produzida à RESP. Tipicamente uma UPP apresenta os fluxos representados na Figura 2.3.

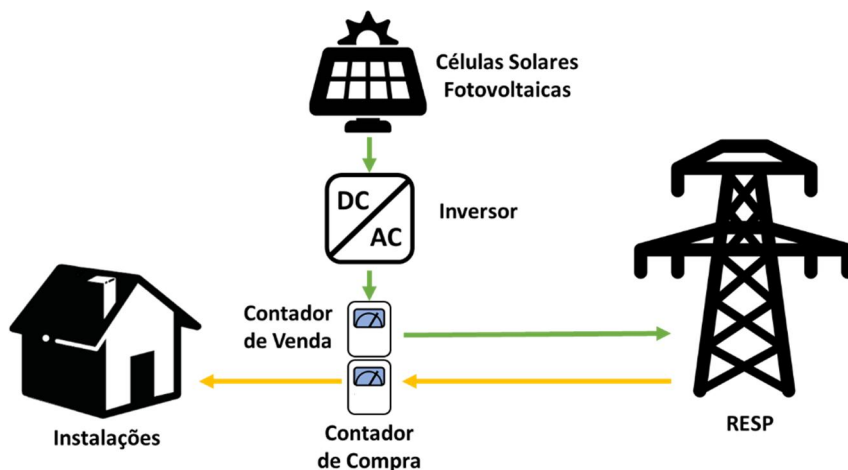


Figura 2.3: Representação esquemática de UPP

#### Acesso ao regime remuneratório:

- Categoria I: instalação de uma UPP;
- Categoria II: instalação de uma UPP, mais uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III: instalação de uma UPP, mais coletores solares térmicos com mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou caldeira a biomassa com produção anual térmica equivalente.

#### Remuneração:

- Os produtores oferecem descontos à tarifa de referência;
- Tarifa de referência estabelecida pelo Governo anualmente, vigorando durante 15 anos. Esta tarifa terá diferentes pesos para as diversas fontes renováveis, como pode ser observado na Tabela 2.5.
- Portaria nº 15/2015, 23 de janeiro:
  - Tarifa de referência: 95 €/MWh (+10 €/MWh na categoria II ou +5 €/MWh na categoria III);
  - Limite de venda de 2,6 MWh/ano (solar e eólica) ou 5 MWh/ano (biomassa, biogás e hídrica), por cada kW instalado.

Tabela 2.5: Percentagens da tarifa de referência para as diferentes fontes renováveis.

Tecnologia Renovável	Solar	Biomassa	Biogás	Eólica	Hídrica
<b>Pesos da tarifa referência</b>	100%	90%	90%	70%	60%

### Unidades de produção (UPP e UPAC)

Na Tabela 2.6 encontram-se representadas algumas diferenças entre as unidades de produção, UPAC e UPP, como síntese.

Tabela 2.6: Comparação entre UPAC e UPP

Parâmetro	UPAC	UPP
<b>Fonte</b>	Renovável e não renovável.	Renovável.
<b>Limite de Potência</b>	Menor que a potência contratada.	Menor que a potência contratada, até 250 kW.
<b>Requisitos de Produção</b>	Produção menor que o consumo, numa base anual; Venda do excedente instantâneo ao CUR (Comercializador de Último Recurso)	A energia consumida na respetiva instalação de utilização seja igual ou superior a 50 % da energia produzida; Venda da totalidade da energia ao CUR;
<b>Licenciamento</b>	< 200 W: isenta de controlo prévio; 200 W a 1,5 kW: mera comunicação prévia; 1,5 kW a 1 MW: registo + certificado de exploração; > 1 MW: licença de produção + exploração.	Registo e certificado de exploração Inspeções obrigatórias;
<b>Quota de atribuição</b>	Sem Quota de atribuição	Com quota de atribuição 20 MW, por ano;
<b>Registo</b>	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP).	

Conforme o nº1 do artigo nº19, portaria nº14/2015 de 23 janeiro, as unidades de produção de energia elétrica estarão sujeitas as taxas de registo expostas na Tabela 2.7, estando estas dependentes da potência instalada e da existência de ligação a RESP.

Tabela 2.7: Taxas de registo praticadas a unidades de produção

Potência instalada ( $P_{Inst}$ )	Taxa aplicada a unidades com ligação à RESP (€)	Taxa aplicada a unidades sem ligação à RESP (€)
$P_{Inst} \leq 1,5 \text{ kW}$	30	0
$1,5 \text{ kW} < P_{Inst} \leq 5 \text{ kW}$	100	70
$5 \text{ kW} < P_{Inst} \leq 100 \text{ kW}$	250	175
$100 \text{ kW} < P_{Inst} \leq 250 \text{ kW}$	500	300
$P_{Inst} > 250 \text{ kW}$	750	500

## **3. CARACTERIZAÇÃO DA ETAR BARREIRO/MOITA**

### **3.1. Dimensionamento**

A presente ETAR foi projetada para iniciar a sua atividade em 2005, para suprimir as necessidades de cerca de 150 000 habitantes equivalente (HE), correspondendo os valores previstos para esta população ao horizonte de projeto zero (HP 0). Tendo sido projetada para um tempo de vida útil de 30 anos, o dimensionamento teve em conta a população servida no ano de 2035, designando-se o horizonte de projeto um (HP 1), com 290 000 HE.

### **3.2. Sistema de Drenagem**

A gestão da rede de drenagem em baixa da ETAR do Barreiro/Moita, é assegurada pelas Câmaras Municipais do Barreiro e da Moita. A gestão em alta da rede é da responsabilidade da SIMARSUL – Saneamento da Península de Setúbal, S.A. A SIMARSUL, S.A., sociedade anónima de capitais públicos ao abrigo do Decreto-Lei 34/2017, de 24 de março, sendo a concessão dada por um período de 30 anos.

### **3.3. Caracterização geral da ETAR**

A ETAR do Barreiro/Moita está concebida para tratar a água residual de uma população de 290 000 HE no ano horizonte de projeto de 2035. É constituída por uma linha líquida principal com pré-tratamento, tratamento primário, secundário e terciário. Possui ainda, uma linha líquida paralela para dar resposta a caudais afluentes maiores com origem pluvial. Existe ainda uma linha sólida para tratamento e estabilização das lamas geradas e uma linha de gases para tratamento de odores.

#### **Caracterização da linha líquida principal**

A linha líquida principal é caracterizada pelos processos seguintes, ordenados sequencialmente por ordem no diagrama do processo de tratamento:

- Gradagem grosseira manual;
- Elevação inicial de caudal afluente e escorrências, recorrendo a um grupo de bombas submersíveis;
- Gradagem fina automática, com transporte, compactação e lavagem dos gradados. Existe ainda uma linha de gradagem fina manual de reserva, para ativação no caso de necessidade;
- Desarenamento/Desengorduramento com arejamento por bolha média.
- Tratamento primário com 4 decantadores com estrutura lamelar;
- Tanques de contacto (seletores) a montante dos tanques de arejamento.
- Tratamento biológico em 4 tanques de arejamento retangulares em regime convencional (média carga). O dimensionamento dos tanques foi realizado para operar no intervalo [1 000 a 4 000] mg SST.L<sup>-1</sup> de matéria em suspensão e, com uma carga mássica (F/M) [0,20 – 0,40] kg CBO<sub>5</sub>.kg SSV<sup>-1</sup>d<sup>-1</sup>. O arejamento é realizado por difusores de bolha fina;
- Decantação secundária em 4 decantadores retangulares com um sistema de recirculação de lamas biológicas para manutenção de biomassa nos tanques de arejamento.
- Desinfeção final do efluente, por UV;
- Reutilização do efluente tratado;



### **Caracterização da linha líquida paralela**

A linha líquida paralela, é caracterizada pelos processos seguintes, ordenados sequencialmente por ordem no diagrama do processo de tratamento:

- Gradagem grossa,
- Elevação de caudal,
- Gradagem fina, e tratamento dos gradados,
- Desarenamento / desengorduramento, classificação de areias e tratamento de gorduras, comuns à linha principal;
- Tratamento primário avançado com coagulação em câmara de mistura rápida com recurso a cloreto férrico, existe floculação em 4 câmaras em série de mistura lenta e 4 decantadores lamelares;
- Desinfecção final comum com a linha principal.

### **Caracterização da linha sólida**

A linha líquida sólida, é caracterizada pelos processos seguintes, ordenados sequencialmente por ordem no diagrama do processo de tratamento:

- Espessamento gravítico das lamas primárias provenientes das linhas principal e paralela;
- Espessamento de lamas biológicas em excesso em tambores rotativos;
- Mistura dos dois tipos de lamas originando lamas mistas, num tanque de equalização;
- Estabilização lamas mistas espessadas em digestor anaeróbio funcionando na gama mesófila, em regime de alta carga;
- Sistema de cogeração;
- Transferência das lamas digeridas para um tanque de equalização;
- Desidratação mecânica de lamas digeridas por centrífugas;
- Higienização por via química com recurso a cal viva (CaO) para emergências;
- Armazenamento de lamas desidratadas em silos.

### **Caracterização da linha de gases**

A linha gasosa, é caracterizada pelos processos seguintes, ordenados sequencialmente por no diagrama do processo de tratamento, para o caso do biogás:

- Passagem por recipientes de purga de condensados;
- Passagem por dispositivos corta chamas;
- Armazenamento de biogás num gasómetro;
- Fornecimento do biogás á tocha ou início do processo de conversão de biogás a energia elétrica:
  - Tratamento do biogás por lavagem em hidróxido de sódio (NaOH);
  - Compressão de biogás, através da utilização de um compressor.
  - Entrada no sistema de cogeração.

## 4. METODOLOGIA

Na Figura 4.1 está representado o fluxograma representativo da metodologia utilizada na presente dissertação.

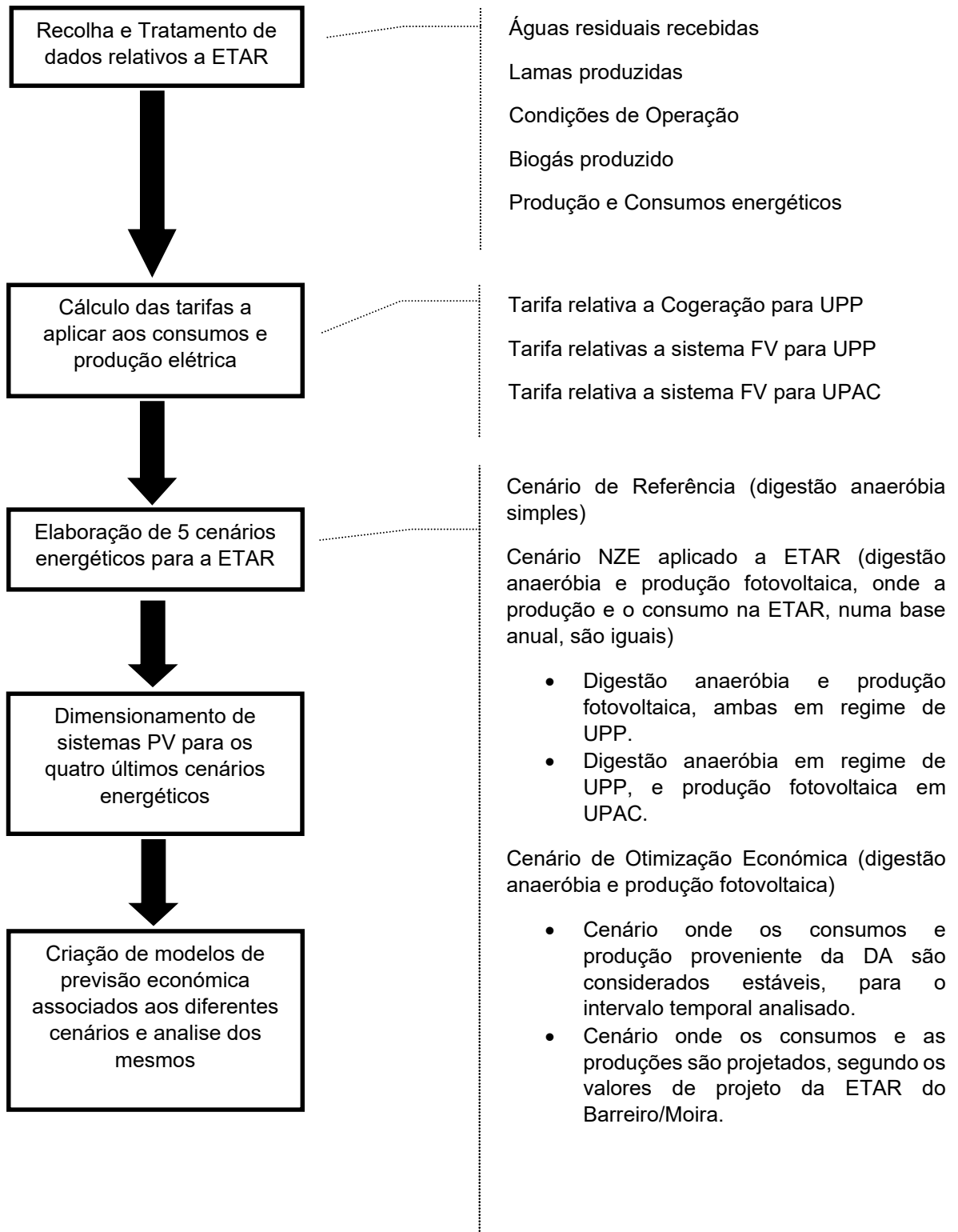


Figura 4.1: Fluxograma da metodologia desenvolvida na presente dissertação.

## **4.1. Recolha e análise de dados de exploração da ETAR do Barreiro/Moita**

Na ETAR do Barreiro/Moita existem problemas no sistema de automação relativos ao armazenamento de dados de exploração em formato digital, o que faz com que partes dos dados fornecidos estejam nesse formato, estando presentes nos registos diários preenchidos pela equipa de operação. O que fez, com que fosse necessário, numa primeira fase, transpô-los para uma base de dados digital em folha de EXCEL.

A recolha de dados e, respetiva sistematização foi executada durante a primeira etapa da presente dissertação. Esta etapa inclui quatro grupos de compilação de informação referente a: (i) efluentes tratados; (ii) sistema de tratamento; (iii) processo de DA; (iv) processo de cogeração e consumo elétrico. A recolha de dados foi realizada para o ano de exploração de 2018, excetuando-se o caso dos efluentes tratados, onde foi compilada para os três anos de exploração, por forma a testar a representatividade das amostragens, sendo estas as que poderiam trazer mais problemas deste foro.

### **4.1.1. Efluentes Tratados**

Relativamente aos efluentes tratados pela ETAR, opou-se por recolher dados relativos ao: caudal (monitorização contínua), concentração média em SST (monitorização semanal) e também a precipitação ocorrida, mensalmente. Este último surge na sequência da influência que poderá ter sobre as características dos efluentes e caudais recebidos, com o objetivo de analisar a representatividade dos dados. Esta abordagem permite harmonizar com os dados das análises da concentração de SST no efluente cujas amostragens tiveram uma periodicidade semanal. A probabilidade de falta de representatividade, diminui com o aumento número de análises.

A variação de carga mássica de entrada nas ETAR, ao longo do ano, tem características únicas, pois está intimamente correlacionada com as necessidades da zona servida. Sendo essencial na análise de dados deste tipo, e a comparação com outros anos de exploração, para a identificação de dados anómalos.

De forma a serem minimizados os erros de análise, foram analisados os dados relativos a efluente recebido e precipitação, dos meses de setembro de 2016 até agosto de 2019, totalizando um período de três anos. Esta análise teve início na data enunciada acima, visto ter existido uma mudança do efluente recebido, devido à adição de um novo caudal de afluente industrial, contribuindo para cerca 10% da carga tratada na ETAR anualmente. Por esta razão, os dados de entrada serão comparados apenas com os meses subsequentes à entrada deste fluxo. Assim sendo o 1º, 2º e 3º ano, contemplam os dados de setembro de 2016 a agosto de 2017, de setembro de 2017 a agosto de 2018, de setembro de 2018 a agosto de 2019, respetivamente.

#### **Caudal**

O caudal do efluente tratado mensalmente, foi obtido através da medição num caudalímetro instalado no canal de entrada, que mede o caudal instantâneo ( $m^3/h$ ), assim como o total do caudal tratado ( $m^3$ ).

#### **Concentração em SST**

A concentração mensal do teor de SST no efluente, foi obtida através dos dados fornecidos pelo gestor da ETAR, sendo expressa pela média aritmética das análises realizadas ao efluente. As amostragens foram executadas semanalmente, às quintas-feiras.

## Precipitação

Em relação a precipitação, optou-se por recolher dados relativamente aos valores totais mensais, sendo estes passíveis de comparação com as cargas de entrada. Numa primeira instância recorreu-se à plataforma do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH), para a recolha da informação registada nas estações meteorológicas mais próximas da área abrangente do sistema de saneamento da ETAR, sendo estas: Lisboa (21C/02G); Monte Da Caparica (22B/01C); Alcochete (21D/01UG); Vila Nogueira De Azeitão (22C/02UG). Posteriormente os valores da precipitação mensais foram comparados, com a precipitação observada na estação nº 535 localizada em Lisboa, nas coordenadas 38°43'N; 9°8' W, para o mesmo período analisado, disponibilizada pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), na sua plataforma. Na Figura 4.2, estão representadas as precipitações mensais, de acordo com as diferentes fontes consultadas.

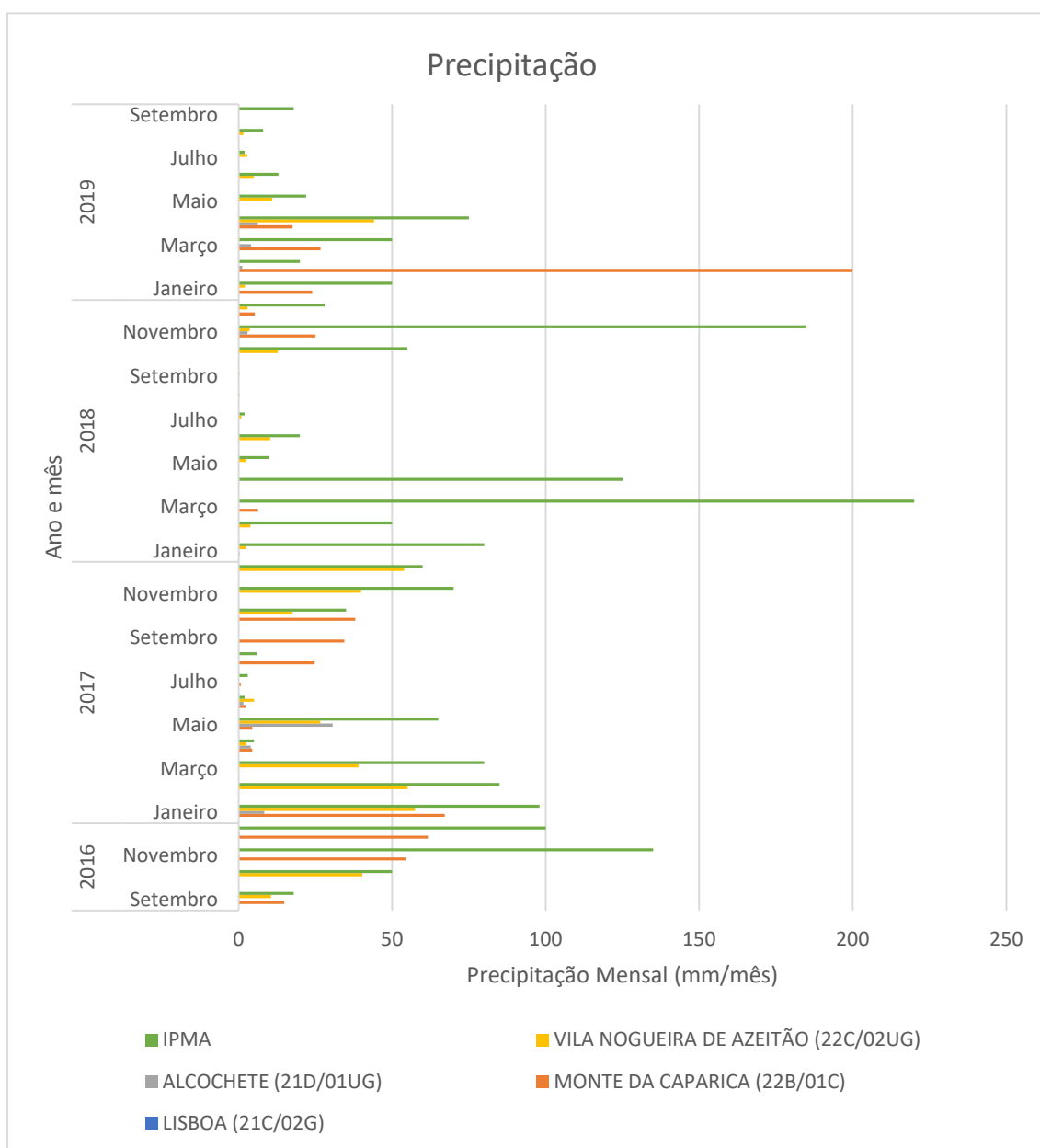


Figura 4.2: Precipitação total mensal (IPMA, 2019; SNIRH, 2019)

Relativamente aos dados obtidos através do SNIRH, existem lacunas, não sendo registadas parte das medições para as diferentes estações meteorológicas, destacando-se neste âmbito, a de Lisboa (21C/02G), não existindo registos relativos ao intervalo temporal analisado. Ao compararmos as duas fontes, não existe correlação entre ambas, principalmente no ano de 2018. Optou-se então por considerar as medições fornecidas pelo IPMA, devido a fiabilidade de dados, visto a relativa proximidade do local de amostragem com área objeto de estudo.

Optou-se também por tratar os dados relativos ao típico ocorrido no local em estudo, através da sua «normal climatologia». Este termo associado a um elemento climático em um local, é o seu valor médio, tendo em conta que terá de ser garantido que neste contem dados ponderados, com o número de anos suficiente, para que se possa admitir que o valor é representativo daquele elemento no local considerado. A Organização Meteorológica Mundial (OMM), fixou que para o cálculo desta média, seriam necessários dados de 30 anos (IPMA, 2019).

Nesta fase será feita uma análise comparativa da precipitação ocorrida, tendo como valor referencia a «normal climatológica», com o fim de identificar tendências e ocorrências atípicas.

As faixas de valores classificativos da intensidade da precipitação, foram estabelecidas através da «normal climatológica». Tendo numa primeira fase, sido determinado o valor central da faixa onde o nível de precipitação considerado como médio, correspondendo este à precipitação média mensal da normal climatológica que é de aproximadamente 60 mm. Posteriormente, de forma as faixas de avaliação da intensidade de precipitação, incidirem sobre uma gama igual de valores, optou-se por definir como nível de precipitação baixo, aquelas que tenham um valor mensal inferior aos 40 mm, média, quando toma valores entre os 40 e 80 mm, e alta, quando os valores são superiores aos 80mm.

Na Figura 4.3 apresenta-se um gráfico da precipitação normal mensal e a ocorrida para os três anos analisados, assim como as gamas de valores utilizadas para a discussão da informação compilada.

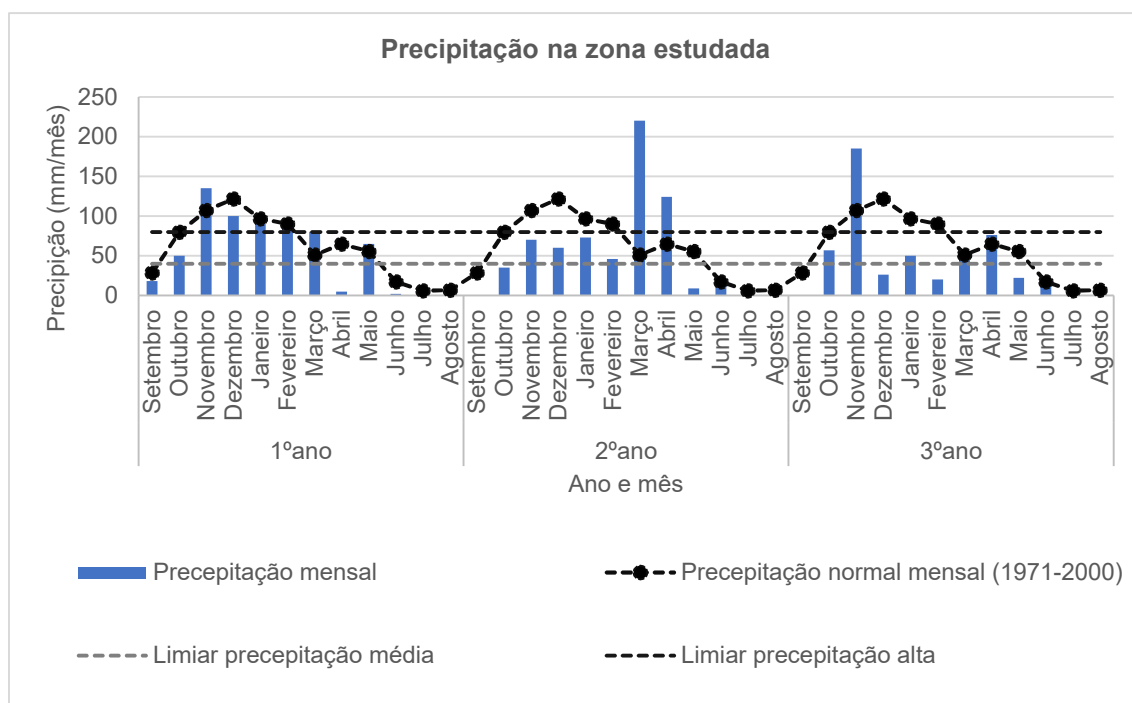


Figura 4.3: Precipitação normal mensal e ocorrida para o período analisado (IPMA, 2019)

A variação da precipitação mensal ao longo do ano, segundo os valores médios mensais de 1971 a 2000, correspondendo este conjunto à normal climatológica, apresentam uma variação em conformidade com as estações do ano. Correspondendo os meses com o nível de precipitação mais elevada aos meses de outono e inverno, excetuando-se os meses de outubro e março, onde os níveis de precipitação são médios, o que ocorre de modo similar nos meses de abril e maio. Já as precipitações mais baixas, são características do mês referente ao final da primavera e, nos meses de verão: junho, julho agosto e setembro, respetivamente. Conclui-se assim, que os valores médios mensais de precipitação de 1971 a 2000, são divididos uniformemente pelos níveis ao longo do ano, enquadram-se em cada, quatro meses.

No primeiro ano analisado, as precipitações mensais enquadraram-se nos mesmos níveis que a normal climatológica, existindo apenas uma exceção, o mês de abril, onde ocorreu uma precipitação baixa. Desta forma, este ano (de setembro de 2016 a agosto de 2017) foi caracterizado, por apresentar quatro precipitações mensais altas, três médias, e cinco baixas.

O segundo ano (de setembro de 2017 a agosto de 2018), apresentou desvios em comparação com a normal climatológica e com primeiro ano, evidenciado pelas diferenças ao nível das precipitações mensais. Neste ano, ocorreram precipitações mensais elevadas para os meses de março e abril, onde os valores registados foram de 220 mm e 124 mm, respetivamente. As restantes precipitações mensais, foram inferiores ao previsto pela normal climatológica (valores altos e médios), contribuindo para a descida de um nível classificativo para o segundo ano, passando a ser classificadas de média e baixa, o que resultou que o ano analisado apresentasse duas precipitações mensais altas, quatro médias, e seis baixas.

No terceiro ano (de setembro de 2018 a agosto de 2019), verificou-se uma menor precipitação anual em relação à normal climatológica, sendo que em praticamente todos meses se verificaram valores inferiores aos esperados, com exceção do mês de novembro, onde ocorreu um caso singular, em que a precipitação foi elevada, quando comparada com os restantes. Relativamente ao padrão de precipitação, constata-se que os meses de outubro, março, abril obtiveram uma classificação média, enquanto o mês de janeiro foi classificado como um mês de precipitação alta. As precipitações baixas ocorreram nos meses de setembro, junho, julho e agosto, caracterizados por este nível de precipitação tanto para a normal como para os três anos analisados. Os meses de maio, dezembro e fevereiro, sendo que para o primeiro era esperada uma precipitação média, e para os restantes era esperada uma precipitação alta, segundo a normal climatológica, apresentaram também precipitações baixas. Assim sendo, o terceiro ano apresenta sete precipitações mensais baixas, quatro médias, e apenas uma alta.

## **Síntese**

Ao analisar genericamente as variações de precipitação ao longo dos três anos, são perceptíveis as diferenças entre os anos analisados assim como a presença de precipitações atípicas com regularidade, sendo difícil de prever o comportamento desta variável. Existe uma diferença constante entre os valores da normal climatológica e os dos três anos analisados, sendo que os únicos meses onde não existiu uma diferença classificativa, ao nível da precipitação mensal, foram os de junho, julho, agosto e setembro, onde a precipitação foi baixa (época de verão). Os restantes meses, oscilaram pelos diferentes níveis classificativos, sendo de destacar, dezembro e fevereiro do terceiro ano, onde a precipitação foi baixa, quando segundo a normal climatológica estes meses seriam típicos de precipitações mais elevadas. Relativamente às precipitações atípicas, como já foi referido anteriormente, ocorreram em diversos meses, porém estas registaram valores superiores a 60 mm em relação a normal climatológica nos meses de dezembro e março do segundo ano, e em novembro, dezembro e fevereiro do terceiro ano.

Conclui-se assim, que será esperado que a zona de abrangência da ETAR do Barreiro/Moita, não esteja sujeita a precipitações mensais superiores aos 40 mm, nos meses de junho, julho, agosto e setembro, sendo os restantes meses de difícil previsão.

## CAUDAL DE AR TRATADAS

O caudal de efluentes recebidos nas ETAR, por via das redes de drenagem, está correlacionada com a precipitação ocorrida, sendo esta uma parcela significativa do efluente total tratado (Mugume, Gomez, Fu, Farmani, & Butler, 2015). Procedeu-se à análise da influência da precipitação no caudal de efluentes recebidos. Na Figura 4.4 ilustra-se, os valores registados para ambos os parâmetros referentes aos três anos analisados.

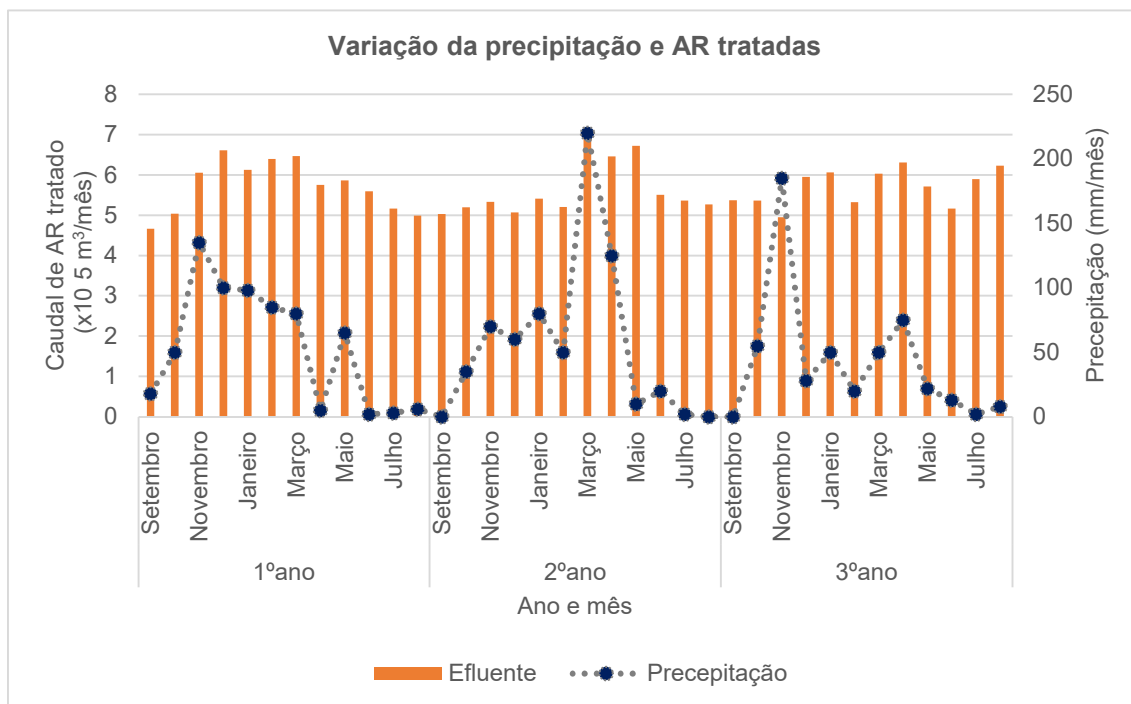


Figura 4.4: Variação do caudal de AR tratada e precipitação

Ao analisar-se os meses individualmente, podem ser feitas comparações entre os diferentes fluxos de entrada e a precipitação registada. Deste modo, é possível avaliar a influência dos efluentes de origem extra pluvial nas entradas da ETAR, especialmente quando um maior valor de precipitação não é acompanhado por um maior caudal de entrada. Sendo um exemplo desta influência o ocorrido, durante o mês de maio do segundo ano, onde a precipitação foi baixa (10 mm) quando comparada com a de abril (125mm), e a ETAR tratou mais 26 761 m<sup>3</sup> de efluente. O que é indicativo que as entradas de afluentes na ETAR, de origens industrial e doméstica, no mês de maio tiveram maior expressão do que ocorreu no mês de abril. Em oposição ao verificado, no mês de novembro do terceiro ano, em que a precipitação foi mais elevada (185mm) quando comparada com a do mês de dezembro(28mm), apresentou uma menor entrada de águas residuais, sendo esta diferença de 100 223 m<sup>3</sup>. O aumento é indicativo que as entradas de afluentes na ETAR, de origens industrial e doméstica, no mês de novembro tiveram uma menor expressão que em dezembro.

Síntese:

A dificuldade do estabelecimento de uma correlação entre os dois fluxos pode ser justificada pela entrada na ETAR de afluentes de outras origens que também apresentam flutuações anuais, sendo deste modo a influência do caudal da precipitação mascarado no caudal tratado. A fraca correlação encontrada, é indicativa da maior influência das restantes águas residuais, no efluente tratado, assim como da sua variação ao longo dos meses analisados.

## CONCENTRAÇÃO DE SST NAS AR TRATADAS

Ao adicionar um efluente proveniente das chuvas, que chega a ETAR através das redes de drenagem, este irá ter efeito concentração média mensal de SST presentes nas AR, principalmente nos meses onde a precipitação é elevada. Este indicador (concentração de SST), foi analisado tendo como base a influência da precipitação na concentração de SST dos efluentes recebidos. A análise da Figura 4.5 permite visualizar os valores dos parâmetros para os três anos analisados.

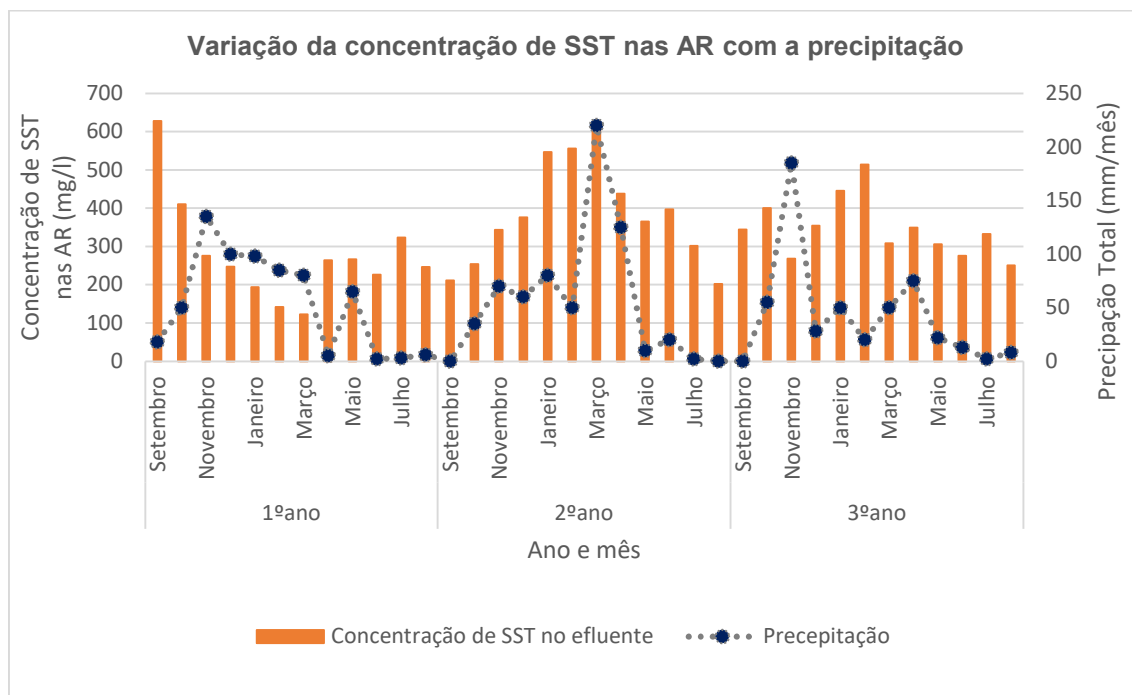


Figura 4.5: Variação da concentração de SST nas AR e precipitação

A concentração de SST no efluente no primeiro ano, apresenta um decréscimo entre setembro e março, sendo estes dois meses o máximo e mínimo anual, respectivamente. A entrada do fluxo industrial justifica a concentração elevada de SST, especialmente no primeiro mês, sendo amortecida ao longo dos meses subsequentes. Ao considerar-se o valor de SST do mês de setembro um *outlier*, o parâmetro SST, ao longo do ano apresentou valores compreendidos entre 226 e 324 mg/l.

No segundo ano, inversamente ao sucedido no primeiro, nos primeiros sete meses existe um aumento gradual da concentração de SST, atingindo o valor máximo deste parâmetro no mês de março. Posteriormente a este acontecimento, o ano é caracterizado por um decréscimo do parâmetro até ao seu final, contudo existe um único mês que não segue esta tendência, o de junho, porém os seus valores são bastante próximos do mês anterior.

O terceiro ano, poderá ser dividido em duas fases distintas ao nível da concentração de SST, a primeira correspondente aos meses de setembro a fevereiro, e a segunda de março a junho. Na primeira fase, registam-se duas subidas do parâmetro, a primeira de setembro a outubro e a segunda de novembro a dezembro, atingindo-se neste último mês a concentração máxima de SST, considerando a base anual. As duas tendências de aumento, estão divididas por a diminuição do valor da concentração de SST dos efluentes durante o mês de novembro em relação ao mês de outubro, ocorrida potencialmente pelo efeito de diluição das águas residuais recebidas, causada pela elevada precipitação registada nesse mês. Os meses posteriores a fevereiro, apesar de existirem oscilações ao nível das concentrações de SST, variaram entre os 251 e 350 mg/l, apresentando variações menores do que no resto do ano.



Relativamente ao efeito da precipitação na concentração do efluente, seria esperado que o aumento da pluviosidade significasse uma maior diluição dos SST presentes nas AR. Contudo identificam-se dois comportamentos distintos, ao serem analisados os dois meses onde ocorreram as maiores precipitações. Em março de 2018, mês correspondente ao segundo ano, tem-se a maior concentração dos SST e a maior precipitação ocorrida nos três anos, o que induz a uma associação de correlação positiva entre os dois parâmetros. Porém em novembro de 2018, mês correspondente ao terceiro ano analisado, a precipitação teve valor de 185 mm, e a concentração de SST no efluente baixou em relação aos meses de outubro e novembro, em 132 e 87 mg/l, quando nestes a quantidade de precipitação tinha apresentado os valores de 55 e 28 mm, respetivamente. Tem-se, portanto, de tomar em consideração os dias de amostragem executada ao efluente, por forma a concluir se o conjunto destes é representativo do ocorrido durante o mês, ao nível da precipitação.

### REPRESENTATIVIDADE DE AMOSTRAGEM A NÍVEL DE PRECIPITAÇÃO

Na ETAR estudada, as amostras ao efluente têm uma periodicidade semanal, sendo executadas às quintas-feiras. Este facto poderá ter efeito sobre a representatividade, da amostragem pois os dados relativos a concentração de SST média mensal no efluente, terão apenas contemplado de quatro a cinco amostras. Atendendo a este desfasamento, a precipitação média diária irá ser comparada com os respetivos dias de amostragem, com o intuito de identificar os meses onde o resultado á análise aos SST terá a maior representatividade. Este procedimento será apenas realizado para o ano de 2018, uma vez que este ano será utilizado como o ano exploratório de referência para a elaboração das diferentes correlações estudadas, sendo fundamental para o tratamento dos dados que estes sejam representativos, de modo a que suportem o estabelecimento das diferentes relações com validade.

Na Figura 4.6, estão representadas as precipitações médias diárias durante o período mensal e os dias de amostragem, assim como os desvios encontrados.

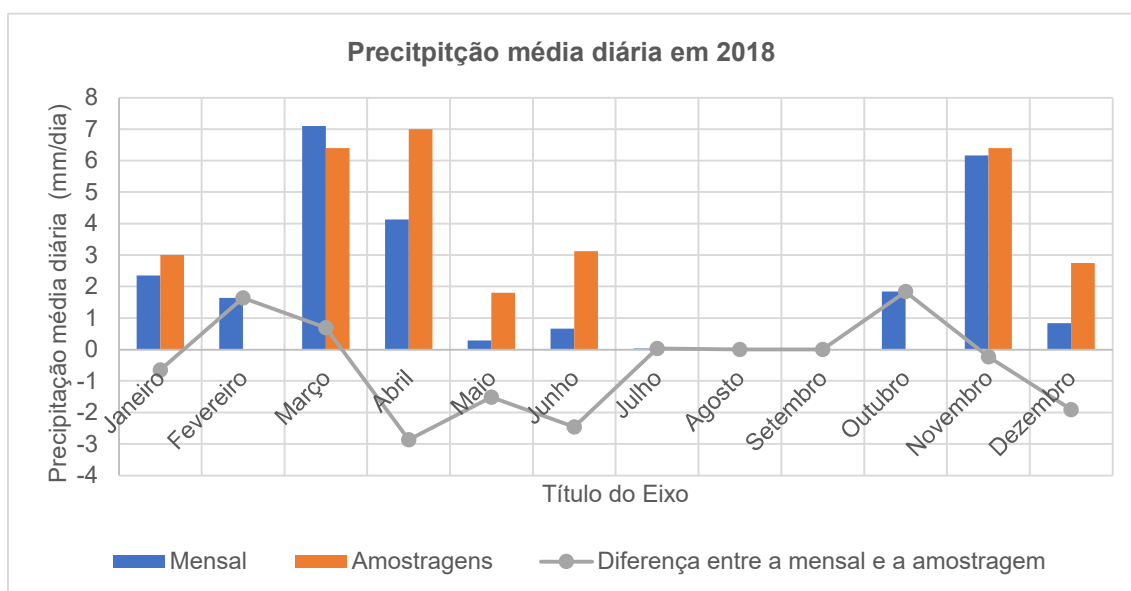


Figura 4.6: Precipitação média diária nos dias de amostragem (IPMA, 2019)

Por forma a avaliar se os dias de amostragem são representativos dos meses analisados, considerou-se como desfasamento máximo entre a precipitação média diária (durante um período mensal) e, a dos dias de amostragem, o valor de 2 mm, sendo este o valor aproximado da normal de precipitação média diária anual. Ao recorrer a esta metodologia considera-se que uma diferença superior a 60 mm/mês de precipitação, terá influência significativa nas características do efluente.

Ao analisar os valores ilustrados na Figura 4.6, apenas as amostragens realizadas em abril e junho, foram consideradas como não representativas, visto a diferença entre precipitação média diária mensal e a dos dias de amostragem registaram valores de 2,87 e 2,45 mm, respetivamente, superando os 2 mm previamente definidos.

É importante referir, que as amostragens abordadas durante o presente ponto são apenas referentes às precipitações médias diárias, não sendo testada a sua representatividade ao nível da variação diária do parâmetro e horário de recolha do efluente.

### CARGA EM SST TRATADA

A análise das cargas de entrada, contribui para a avaliação da variação das cargas tratadas na ETAR durante os três anos considerados, por forma a identificar os meses em que os dados relativos á concentração média do efluente em SST possam estar depreciados ou sobrevalorizados. A representatividade das amostragens para além da sua dependência da precipitação ocorrida durante a sua execução, é dependente também das do afluente tratado, isto porque este resulta de um fluxo complexo de águas residuais, com diferentes origens, apresentando uma variação constante das suas características ao longo do tempo.

A carga mássica de SST tratados na ETAR, é obtida através do cruzamento dos dados de caudais do efluente tratado com as respetivas concentrações de SST, sendo estes obtidos de formas distintas. O primeiro é monitorizado em tempo real, e o segundo é obtido através de análises, sendo as amostragens efetuadas com periodicidade semanal. Deste modo, a quantidade de SST tratados, recorrendo a esta metodologia, estará associada a uma elevada probabilidade de erro, devido a variação da concentração de SST nas AR ao longo do tempo, como já foi referido anteriormente.

Na Figura 4.7 ilustra-se as cargas de entrada tratadas em SST, ao longo dos três anos analisados.

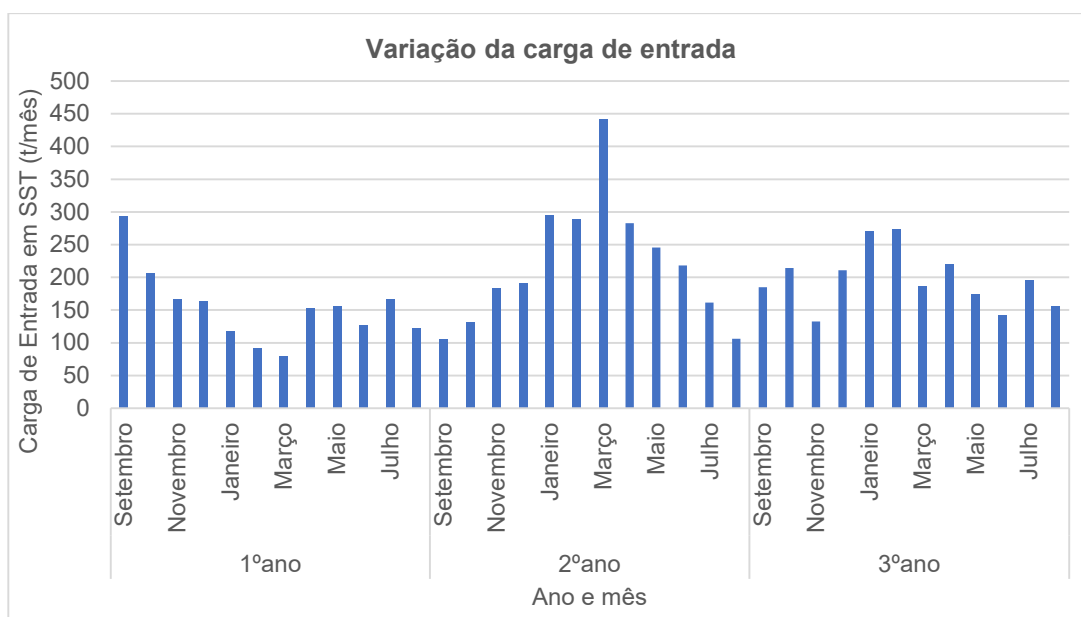


Figura 4.7: Carga mensal tratada em SST

No primeiro ano existe uma tendência de diminuição da carga de entrada de setembro até março, sendo registrado posteriormente um aumento do parâmetro em abril, nesse mês a ETAR tratou aproximadamente duas vezes mais que no mês anterior. Durante o restante ano, mesmo tendo-se verificado oscilações mensais do parâmetro, este manteve-se entre a faixa de valores de 120 e 170 toneladas por mês.

O segundo ano apresenta a maior carga de entrada anual, apresentando uma variação do parâmetro inversa à do primeiro ano, existindo um aumento na carga de entrada de setembro até março, sendo este último o mês que registra o valor mais elevado do parâmetro analisado. Posteriormente o ano explorativo, é caracterizado por um decréscimo gradual do parâmetro.

O terceiro ano apresenta uma tendência inicial similar à do anterior, sendo registrado um aumento de carga até o mês de fevereiro, com exceção para o mês de novembro onde houve uma diminuição em relação ao mês anterior, contudo no mês de dezembro, as quantidades de SST tratadas foram restabelecidas, apresentando valores bastante próximos dos de outubro. Relativamente ao segundo semestre, os valores de março, maio, julho e agosto mantiveram-se entre as 150 e 200 toneladas de SST, por outro lado nos meses de abril e junho, verificaram-se os máximos e mínimos para este período, 221 e 142 toneladas, respectivamente.

O primeiro ano analisado, apresenta um comportamento diferenciado nas variações de carga de entrada na ETAR no primeiro semestre, em relação aos seguintes, este comportamento justifica-se pelo início do tratamento das águas residuais provenientes da fonte industrial. Esta alteração operacional tem um maior impacto, no primeiro mês analisado, sendo amortecida ao longo dos meses seguintes. Por outro lado, o segundo e o terceiro anos analisados, apesar de apresentarem algumas singularidades, exibem variações idênticas ao longo do ano.

Convém realçar os valores registados nos meses de março e novembro de 2018, devido a estes apresentarem valores de cargas desfasadas com os valores referentes aos meses contíguos. O mês de março, é aquele que regista a maior carga de entrada, dos três anos analisados, superando o segundo valor máximo em aproximadamente 150t, o que é considerável tendo em conta que a carga média mensal tratada para os três anos é de 190t. Sustentando também esta discrepância, a análise às cargas tratadas nos meses de março de 2017 e 2019, verificou que em ambos os casos, apresentam valores menores que os meses contíguos, sendo março de 2018 a exceção a esta tendência. Relativamente, ao mês novembro de 2018, houve uma quebra de tendência de subida dos valores relativos as cargas tratadas, sendo esta restabelecida no mês seguinte, perdurando até fevereiro de 2019. O mês de novembro apresentou uma carga correspondente a 63% da observada em dezembro do mesmo ano, este valor é discrepante dos valores relativos a 2016 e 2017, sendo estes 102% e 97%, respectivamente. Contudo novembro de 2018, apresentou uma carga tratada de 133t, enquanto que em 2016 e 2017 no mesmo mês os valores para o parâmetro foram inferiores a 167 e 183t, respectivamente.

Conclui-se então, que o mês de março de 2018 foi o único considerado atípico em relação a carga tratada, podendo ser explicado pela representatividade das amostragens efetuadas. Atendendo ao exposto anteriormente, a carga mássica de SST referente ao mês de março de 2018 será considerado um *outlier* para o desenvolvimento das relações apresentadas nesta dissertação.

## CARGAS DE SST TRATADAS, OBTIDAS VIA CAUDAL DE AR RECEBIDAS E ANÁLISES EFECTUADAS, CONSIDERADAS REPRESENTATIVAS PARA O ANO REFERÊNCIA DE 2018

Posteriormente à análise da representatividade das amostragens executadas às AR, tomaram-se como dados representativos em termos de carga tratada mensalmente os meses de janeiro, fevereiro, maio, julho, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro. É de destacar, que apenas este conjunto de dados de 2018, irá ser tomado em consideração para as relações efetuadas durante a presente dissertação. Sendo tomados como *outliers* relativamente a carga tratada os meses de março, abril e junho, o primeiro mês, devido a carga total tratada ser desproporcional aos restantes valores analisados, e os restantes pelo facto das amostragens executadas ao afluente serem efetuadas em dias não representativos em termos de precipitações mensais.

Deste modo, os dados considerados representativos do ano de exploração de 2018, em termos de carga tratada mensalmente, estão representados na Figura 4.8.

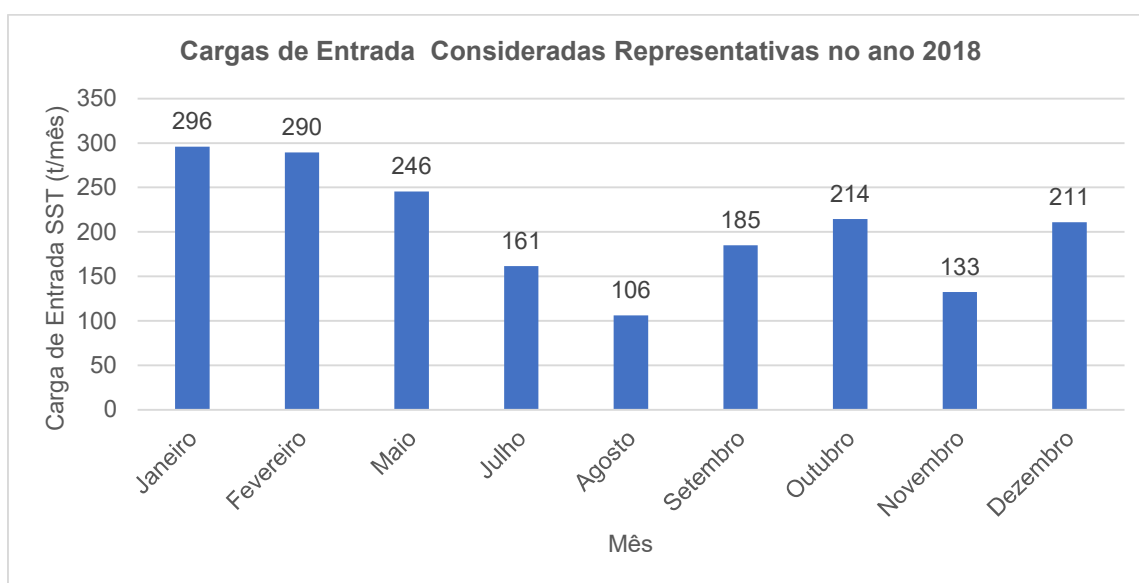


Figura 4.8: Cargas de entrada consideradas representativas no ano 2018

Ao analisar-se as variações de carga mássica em SST, verifica-se que apresentam uma tendência inicial de diminuição entre janeiro e agosto, tendo-se registado, neste último mês o valor mínimo anual deste parâmetro. Após esta ocorrência, houve um aumento da carga tratada até ao mês de outubro, sendo esta tendência quebrada em novembro, observando-se neste mês valores inferiores aos dos meses próximos. No mês de dezembro, o valor deste parâmetro foi restabelecido, apresentando valores bastante próximos dos registados no mês de outubro. Relativamente à carga média tratada mensalmente no ano 2018, esta foi de 205 t SST/mês, com um desvio padrão de 66 t.

### 4.1.2. Tratamento de AR

No que se refere aos tratamentos efetuados na ETAR anteriores a DA, optou-se por uma abordagem global, de forma a simplificar, isto porque, os processos de tratamento empregues para além de deterem uma elevada complexidade, não se apresentam como objeto de estudo, em termos de remoção. Assim sendo, é apenas analisada a remoção dos SST presentes no afluente durante esta fase do processo.

Deste modo, os dados relativos ao sistema de tratamento, foram obtidos indiretamente, através do cruzamento dos dados de entrada da ETAR e os das lamas que alimentam os digestores anaeróbio.

Tal como foi referido anteriormente, os dados tratados não incluíram os valores do parâmetro carga mássica mensal de SST de março, abril e junho. Assim sendo, na Figura 4.9 ilustra-se os dados relativos a remoção de SST durante o tratamento realizado na ETAR, anteriormente ao processo da DA.

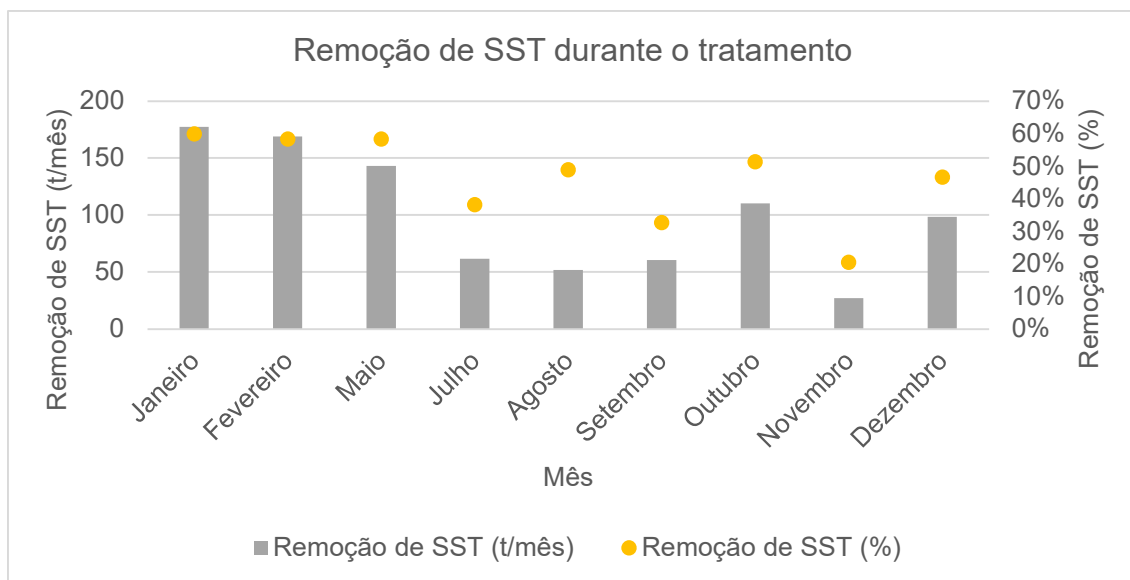


Figura 4.9: Remoção de SST durante o tratamento

A remoção de SST durante o ano exploratório, quando analisados os valores absolutos, apresenta uma variabilidade alta, sendo o máximo para o parâmetro atingido em janeiro, e o mínimo em novembro, com os valores de 177 e 27 t SST/mês, respetivamente. Contudo, ao dividir-se o ano em três fases distintas, é possível identificar maiores similaridades entre a remoções totais mensais. A primeira fase, seria de janeiro a maio, onde apesar de existir uma diminuição da remoção de carga, são registados valores mais elevados para este parâmetro a nível anual, variando entre os 177 e 143 t SST/mês. A segunda fase, de julho a setembro, contrariamente à primeira, apresenta em média os valores mais baixos para as remoções mensais, variando entre 62 e 52 t SST/mês. E por fim, na terceira fase, de outubro a dezembro, os valores de remoção média encontram-se entre os obtidos na primeira e segunda fase, correspondendo a média a 79 t SST/mês.

A eficiência de remoção da carga de SST apresenta uma variação entre os 20 e 60%. Os valores mais altos obtidos foram registados entre os meses de janeiro e maio, variando entre os 58 e 60%. Nos meses seguintes a variação da eficiência de remoção foi maior, entre os 20 e 51%, sendo o valor mínimo para o parâmetro, bem como para remoção total, verificado no mês de novembro.

### Relação da eficiência de remoção com a carga de efluente tratado

A remoção total de SST é dependente da quantidade tratada, deste modo estudou-se a relação da entrada para o sistema de tratamento com a remoção efetuada, visualizada na Figura 4.10.

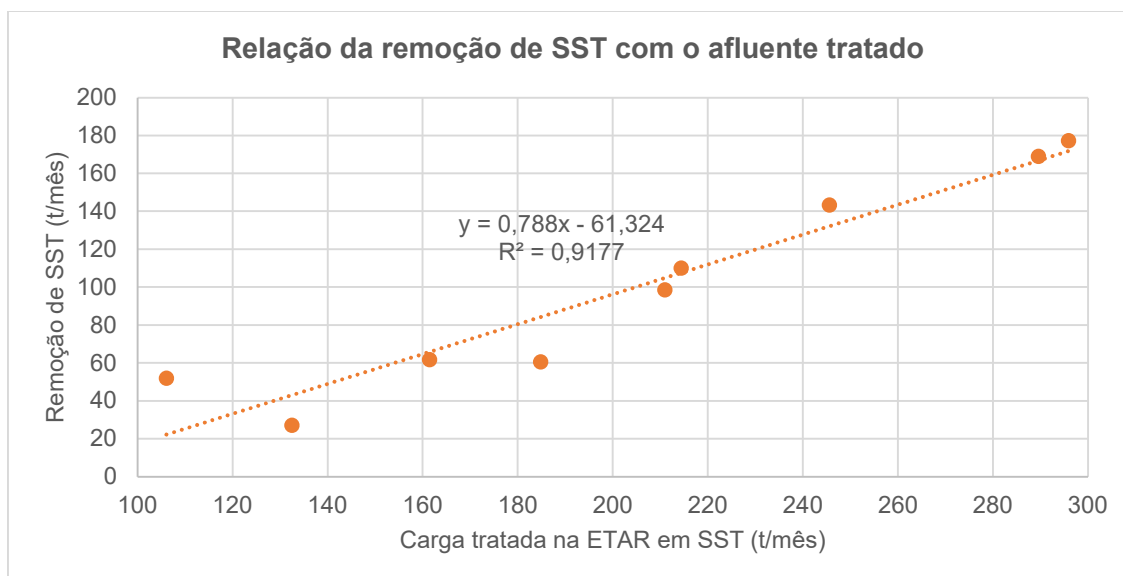


Figura 4.10: Relação da remoção de SST com o afluente tratado

A relação linear entre os parâmetros sugere que quanto maior for a carga de entrada maior será a quantidade de SST removidos. Os valores mais distantes da interpolação linear, são nos meses onde as cargas tratadas totais são mais baixas, o que pode surgir na sequência das características do efluente, que podem interferir na eficiência de remoção, estando nos meses contrários estas influências amortecidas pela quantidade de SST tratados.

#### 4.1.3. Processo de DA

O processo de DA devido a sua relevância para o presente estudo, e à dependência de inúmeros fatores, foi analisado recorrendo a uma recolha máxima de dados de acordo, com a capacidade de compilação de número muito elevado de registos por parte do gestor da ETAR. Os dados recolhidos foram apenas relativos a totais e médias mensais, sem que a estes estivessem associadas as variâncias entre as diferentes amostragens.

Numa primeira etapa de levantamento da informação foram abordados os problemas operacionais ocorridos durante o ano de exploração, visto a sua importância para o processo, e em seguida foram recolhidos os seguintes dados relativos à operação:

- Lamas mistas ou de alimentação:
  - Concentração de SST;
  - Concentração de SSV;
- Parâmetros Operacionais
  - pH;
  - Temperatura do digestor;
  - Caudal de alimentação;
- Lamas digeridas
  - Concentração de SST;
  - Concentração de SSV;
- Biogás
  - Produção;
  - Qualidade (metano, dióxido de carbono, oxigénio e sulfureto de hidrogénio).

#### 4.1.3.1. Problemas Operacionais

Na Tabela 4.1 apresentam-se os problemas operacionais ocorridos na ETAR no ano de 2018, que podem comprometer a correlação entre os parâmetros analisados durante o cenário de referência.

Tabela 4.1: Problemas operacionais na ETAR do Barreiro/Moita em 2018

Problema Operacional	Data de Inicio	Data de Termino	Total em 2018
<b>Grupo de cogeração parado por falta da manutenção preventiva</b>	22 de janeiro	6 de fevereiro	15 dias
<b>Avaria das centrífugas impediu normal alimentação do digestor</b>	14 de março	28 de março	14 dias
<b>Problemas com as bombas de aquecimento de lamas</b>	1 de junho	31 de dezembro	213 dias
<b>Avaria das centrífugas impediu normal alimentação do digestor</b>	1 de agosto	13 de agosto	12 dias
<b>Avaria das centrífugas impediu normal alimentação do digestor</b>	1 de dezembro	15 de dezembro	14 dias

Os problemas operacionais em instalações deste tipo, são comuns, e refletem a grande dificuldade de trabalhar com registos obtidos à escala real. A presente ETAR durante o ano de referência para a presente dissertação, 2018, apresentou deficiências nas infraestruturas responsáveis pelo funcionamento do processo de DA em 66% do tempo, correspondendo este valor a 242 dias.

É importante também destacar, que a digestão anaeróbia, é um processo que ao funcionar em continuo consegue maiores rendimentos de conversão, isto porque os microrganismos responsáveis pelo processo são bastante sensíveis às condições operacionais no interior dos digestores. As variações das cargas de alimentação e as condições dentro do digestor podem desestabilizar as populações microbianas, alterando o desempenho e a estabilidade do processo de digestão anaeróbia, numa primeira fase por um efeito de adaptação, e após se alcançar as condições de estado estacionário (*steady-state*) os potenciais desvios às condições ideais para o processo de DA (Appels et al., 2008).

#### 4.1.3.2. Relação SSV/SST nas lamas de alimentação da DA

As lamas mistas, são provenientes de uma mistura de lamas do tratamento primário e biológico, ou seja, contêm os SST e SSV que não foram removidos a montante. O que leva a que as características das lamas mistas, apresentem dependência do efluente tratado e da eficiência dos tratamentos realizados. Na Figura 4.11 estão representados os dados relativos a concentração de SST e SSV das lamas mistas que alimentam o digestor anaeróbio, referente ao ano de 2018.

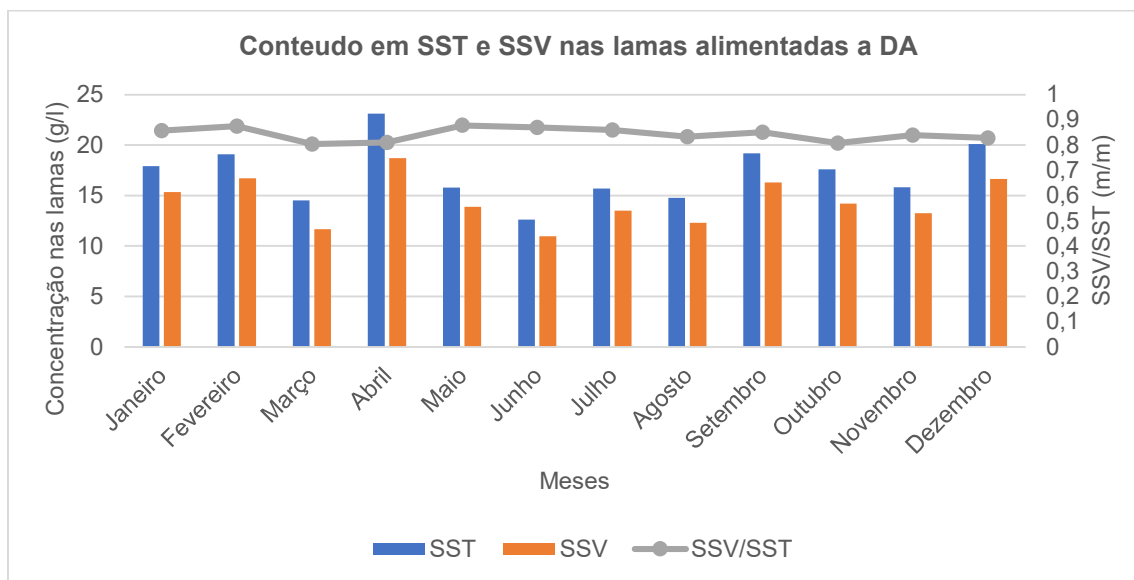


Figura 4.11: Concentração de SST e SSV nas lamas mistas que alimentam o digestor anaeróbio

Ao analisar a variação da concentração de SST e SSV nas lamas ao longo do ano exploratório, verifica-se variação dos valores dos parâmetros SST e SSV entre os meses, sendo os valores máximos registados de 23 g SST/l e 19 g SSV/l no mês de abril e, os mínimos de 13 g SST/l e 11 g SSV/l, em junho. Contudo, ao ser analisada a relação de SSV/SST, inversamente ao sucedido no estudo dos parâmetros individual, esta apresenta uma constância ao longo dos valores mensais, apresentando um desvio padrão de 0,026, sendo o que a sua média é de 0,843 (m/m),

#### 4.1.3.3. Parâmetros Operacionais

Os parâmetros operacionais estudados foram: caudal de alimentação, tempo de retenção hidráulico, temperatura e pH médios no interior do digestor. Para análise da dependência do processo de DA ao nível da temperatura da envolvente do digestor (condições externas), optou-se por recolher os dados relativos à temperatura média diária mensal para a zona em questão. Esta recolha foi executada através do SNIHR, para o período estudado. Na Tabela 4.2, estão representados os dados relativos aos parâmetros operacionais, e à temperatura média do ar.



Tabela 4.2: Parâmetros operacionais da DA e temperatura média do ar

Parâmetro	Caudal de Alimentação de Lamas	TRH	Temperatura média do digestor	Temperatura média ar	pH médio
Unidades	m <sup>3</sup> /mês	Dias	°C	°C	-
Janeiro	7734	13	29,0	11,2	7,08
Fevereiro	7229	13	26,8	10,5	7,08
Março	4610	22	28,8	12,3	7,03
Abril	7565	13	30,3	13,8	7,25
Maiο	7380	14	32,2	16,5	7,27
Junho	7428	13	33,4	19,5	7,33
Julho	7394	14	34,5	20,9	7,28
Agosto	4409	23	35,2	24,1	7,36
Setembro	7631	13	35,2	23,2	7,25
Outubro	7344	14	33,0	18	7,23
Novembro	7952	13	29,7	13,2	7,10
Dezembro	6767	15	25,6	11,3	7,01

#### Caudal de alimentação e TRH

O caudal de alimentação nos diferentes meses, foi um parâmetro fornecido pelo gestor da ETAR, já o TRH, foi obtido através da Equação 1, considerando que está apenas um digestor em operação, com um volume útil de 3 332 m<sup>3</sup>.

Nos meses de março, agosto e dezembro, ocorreu um problema ao nível do funcionamento das centrifugas, o que resultou numa redução da alimentação do digestor anaeróbio. Esta anomalia, justifica que durante estes meses o TRH apresentasse valores superiores aos registados nos outros meses. Contudo no mês de dezembro, apesar de existirem problemas operacionais similares, parece ter sido menos afetado, tendo o caudal de alimentação e TRH registado valores mais próximos dos restantes nove meses. Por outro lado, os meses caracterizados pela ausência de problemas nas centrifugas, apresentaram valores bastantes próximos para ambos os parâmetros, sendo que o caudal de alimentação se manteve na gama de valores de 7 229 e 7952 m<sup>3</sup>/mês, e que o tempo de retenção hidráulica tivesse valores entre os 13 e 14 dias, respetivamente.

#### Temperatura no Digestor

O funcionamento da DA foi projetado para operar na gama mesófila (35°C), de acordo com a gama recomendada na literatura (30 a 40°C) (Buffière et al., 2018). O sistema de aquecimento do digestor, é baseado no aproveitamento de parte da energia térmica produzida através da conversão do biogás a energia elétrica, que é utilizada no aquecimento nas lamas alimentadas.

Apesar de existir uma temperatura dimensionada para a operação da DA, esta está dependente entre outros fatores, tais como a temperatura ambiente. Na Figura 4.12 são apresentados os

dados mensais para as temperaturas médias mensais no interior do digestor anaeróbio e no exterior deste.

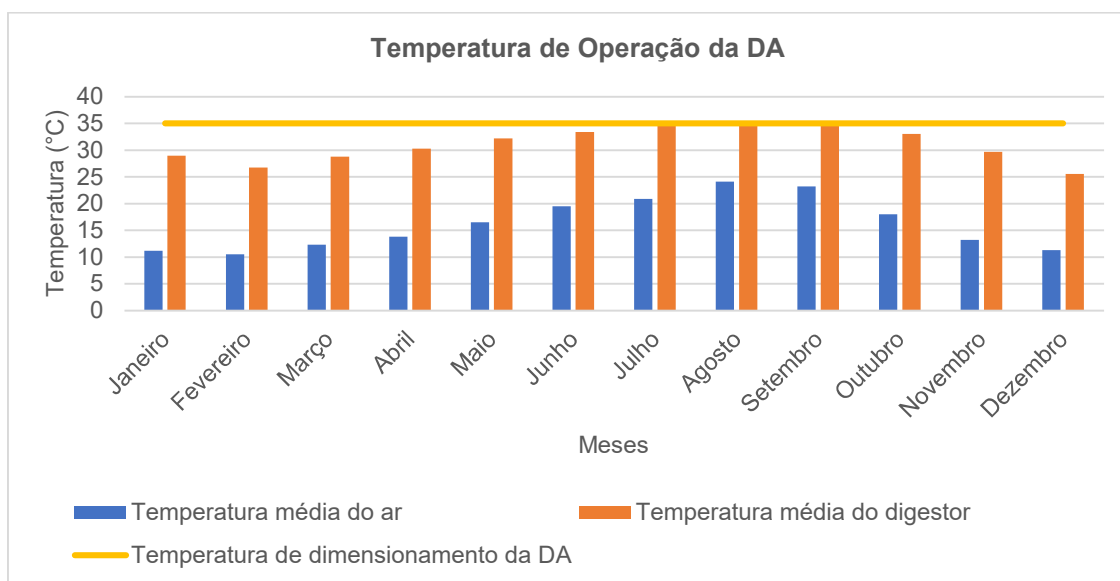
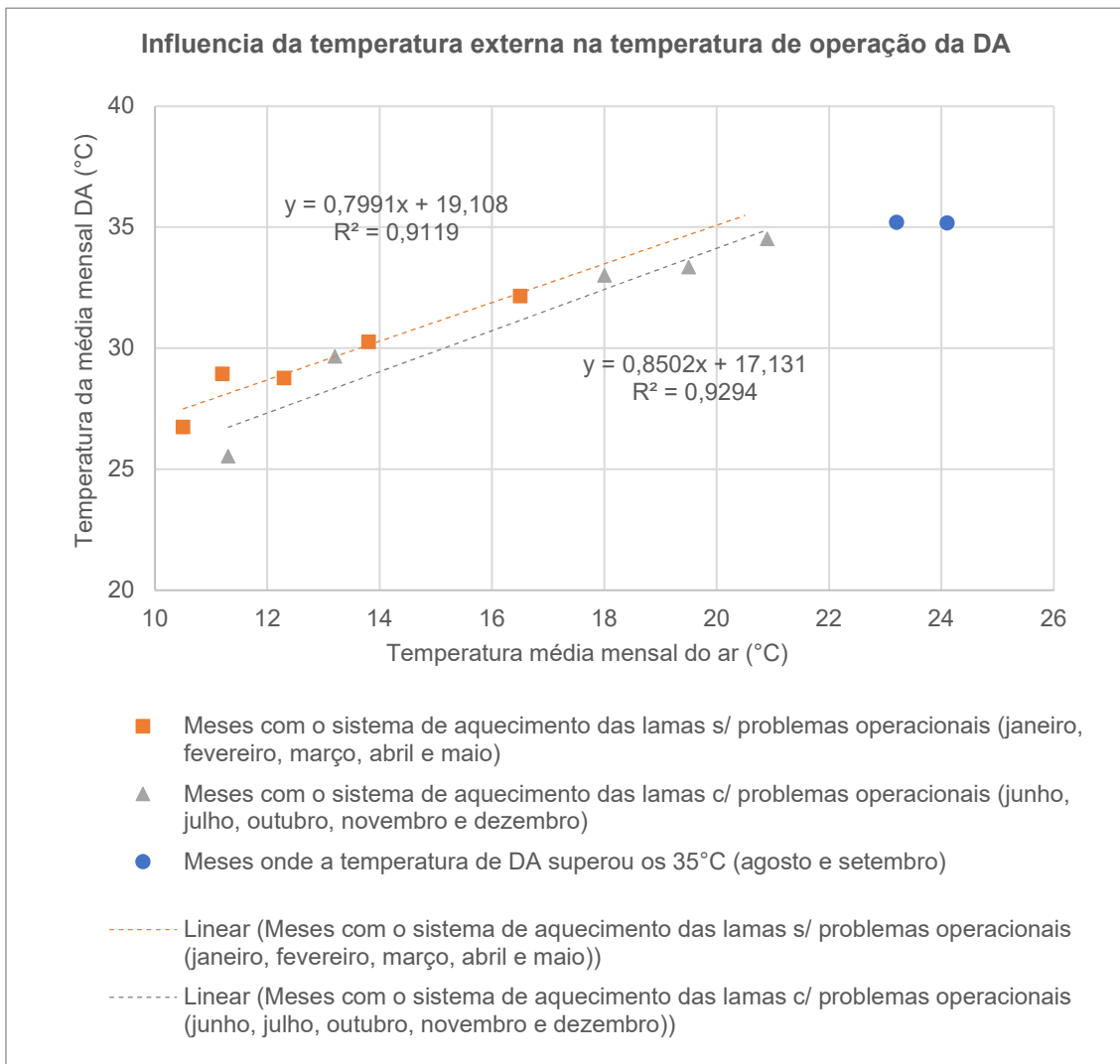


Figura 4.12: Variação das temperaturas médias mensais no interior do digestor anaeróbio e no exterior

A temperatura média mensal no interior do digestor, apresenta uma correlação positiva com a da temperatura média do ar, estando patente a influência da temperatura externa no aquecimento do digestor anaeróbio. Os meses onde temperaturas a médias mensais do ar superaram os 20°C (julho, agosto e setembro), apresentaram temperaturas médias no interior do digestor superiores a 34°C. Por outro lado, durante os quatro meses onde as temperaturas médias mensais no interior do digestor atingiram valores inferiores aos 30°C, estes foram caracterizados por temperaturas externas ao equipamento, inferiores a 13°C.

Para além do contributo dos problemas com o sistema de aquecimento das lamas para o sucedido, houve também uma elevada dependência da temperatura externa. Pois os problemas com o equipamento de aquecimento, só se fizeram sentir a partir de junho, e até essa data as temperaturas do digestor variaram entre os 27 e 33°C.

Na Figura 4.13 é possível visualizar as relações entre a temperatura de operação da DA e a temperatura ambiente.



**Figura 4.13: Influencia da temperatura externa na temperatura de operação da DA**

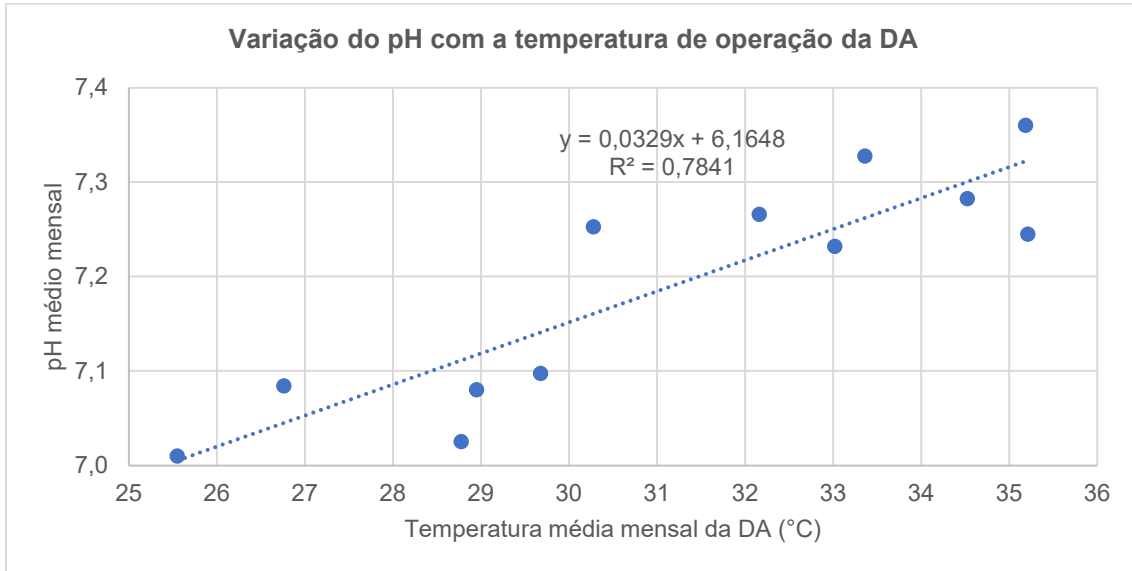
A dependência da temperatura no interior do digestor com a temperatura ambiente, é uma constante ao longo do ano de exploração, sendo comum que uma maior temperatura ambiente, signifique uma maior temperatura no interior do digestor. Este efeito, tem maior preponderância quanto não são conseguidas as condições operacionais para se atingir o valor dos 35°C, isto porque, o fornecimento de energia térmica às lamias, é controlado de forma a que a temperatura média diária do digestor não atinja valores previamente estabelecidos.

As relações lineares obtidas para os meses com e sem problemas a nível do aquecimento do digestor, demonstram que quando o funcionamento é em pleno resulta numa maior temperatura do digestor. Para a obtenção de uma temperatura média mensal de DA de 35°C, é necessário que a temperatura média do ar seja de 20°C, no caso da inexistência de problemas com o sistema de aquecimento das lamias, e de 21°C caso estes se façam sentir.

## pH

Relativamente ao pH médio mensal no interior do digestor, não se verificou grandes oscilações ao longo do ano, com um valor médio de  $7,19 \pm 0,12$ , valor na gama do recomendado.

Na Figura 4.14 apresenta-se a correlação entre pH médio mensal com a temperatura de operação da DA.



*Figura 4.14: Variação do pH com a temperatura de operação da DA*

Apesar de existir uma variação reduzida do pH no interior do digestor durante o ano explorativo, é identificada uma dependência da temperatura de operação da DA, sendo esta uma correlação positiva. Desta forma, os meses onde as temperaturas de operação da DA tiveram valores mais elevados corresponderam a valores pH no interior do digestor também maiores.

#### 4.1.3.4. Remoção de SSV durante a DA

Relativamente as lamas resultantes do processo de DA é importante aferir as suas características, principalmente em termos de quantidade de SSV, de modo a identificar a eficácia do processo na sua remoção. Assim, na Figura 4.15 apresentam-se os valores relativos à concentração média mensal de SSV das lamas recorrendo a DA, e também à eficiência de remoção alcançada ao longo do processo.

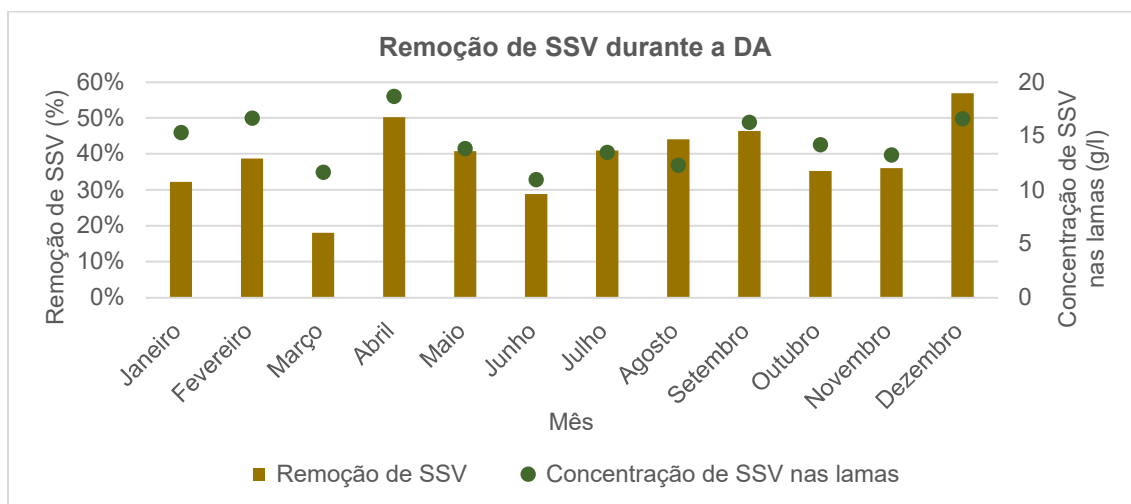


Figura 4.15: Concentração média mensal de SSV das lamas digeridas ETAR recorrendo a DA e eficiência de remoção alcançada no processo.

A remoção de SSV durante o processo de DA é influenciada pela concentração das lamas de alimentação. Sendo que a maior eficiência de remoção está diretamente correlacionada com o conteúdo de matéria orgânica (expressa em SSV) da mistura de alimentação.

O máximo e mínimo da remoção de SSV durante a DA, foram obtidos em março e dezembro, meses marcados por uma alimentação deficiente do digestor, o que poderá ter influenciado o valor deste indicador, este facto pode ser justificado pelas diferentes condições de manuseamento. No mês de agosto também seria expectável uma menor remoção, tendo em conta as características das lamas de alimentação, contudo, este período também foi marcado por problemas similares aos referidos anteriormente. Atendendo a estas ocorrências os valores deste indicador durante estes meses não serão considerados neste estudo.

### Relação entre a remoção e concentração de SSV nas lamas de alimentação

Na Figura 4.16 pode-se visualizar a relação entre a concentração de SSV nas lamas fornecidas ao digestor anaeróbio e a remoção de SSV ocorrida durante o processo, sendo excluídos os meses onde existiram problemas operacionais a nível da alimentação do digestor.

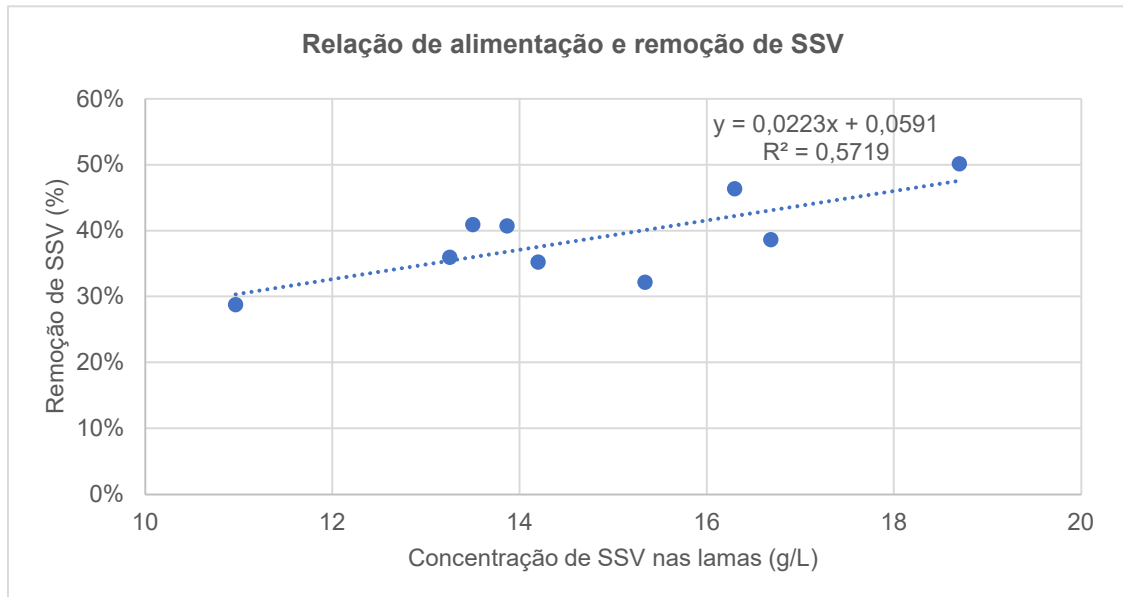


Figura 4.16: Relação entre a concentração de SSV nas lamas fornecidas ao digestor anaeróbio e a remoção de SSV ocorrida durante o processo.

A relação linear entre a remoção e a concentração de SSV nas lamas de alimentação, representada no gráfico da Figura 4.16, sugere que quanto maior for a concentração de SSV na alimentação, maior será o rendimento de remoção atingido. Porém, outro dos parâmetros operacionais que influencia a remoção de SSV durante a DA, é a temperatura no interior do digestor.

### Relação entre a remoção de SSV e temperatura de operação da DA

De modo a clarificar o efeito da temperatura, foram calculadas a remoções esperadas segundo a relação com as lamas alimentadas, através da relação linear apresentada na Figura 4.16 (RL), sendo posteriormente comparadas com as efetivamente conseguidas (2018), resultando os dados representados na Figura 4.17.

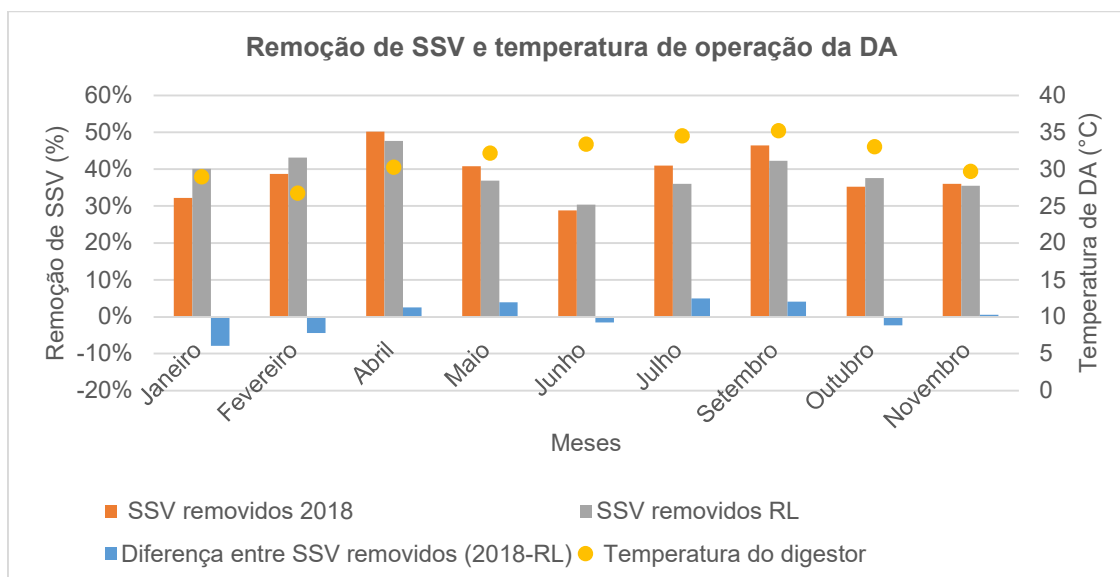


Figura 4.17: Remoção de SSV e temperatura de operação da DA.

A relação entre a alimentação e a remoção obtida através da relação linear (RL), é mais distanciada negativamente dos valores reais (2018), em janeiro e fevereiro, correspondendo a valores de -8% e -4%, respetivamente. Isto deve-se em parte, a ambos os meses terem apresentado as temperaturas mais baixas de operação no ano analisado. Os valores obtidos através da relação linear (RL) que apresentam um comportamento inverso aos enunciados anteriormente, são os dos meses de julho, setembro e maio, apresentado diferenças entre as remoções (2018-RL) de 5% para o primeiro, e de 4% para os dois restantes. Verifica-se também que nos meses de julho e setembro, as temperaturas de operação foram as mais altas.

Conclui-se assim que a temperatura de operação da DA, tem um efeito sobre a remoção de SSV, sendo que para o caso de estudo, as temperaturas mais elevadas corresponderam a uma maior eficiência de remoção e, vice-versa.

Por forma a avaliar a influência da temperatura de operação da DA, referente ao ano analisado, foi estudado o efeito desta sobre a eficiência de remoção alcançada e correlacionada com as características das lamas de alimentação do digestor. Esta interdependência é ilustrada na Figura 4.18.

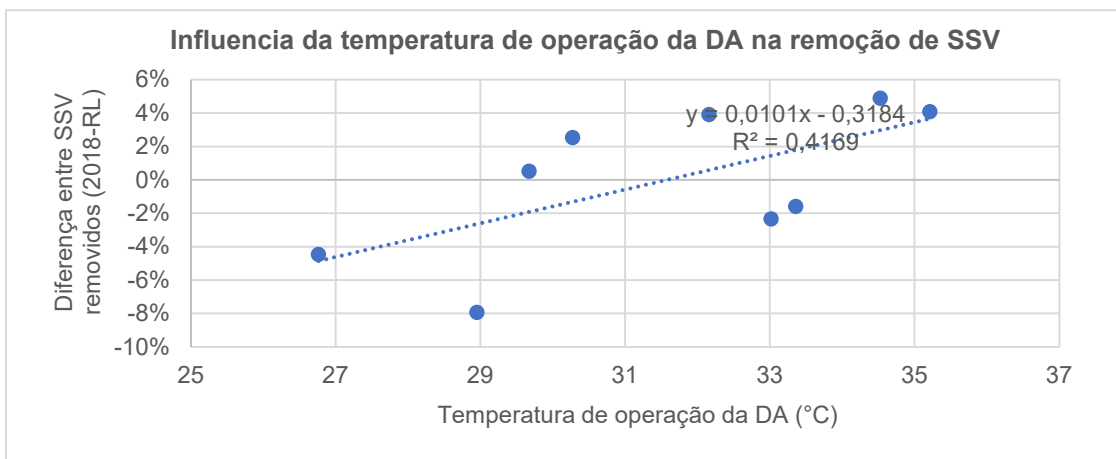


Figura 4.18: Influencia da temperatura de operação da DA na remoção de SSV.

Pela relação linear demonstrada no gráfico apresentado na Figura 4.18, pode-se afirmar que quando a temperatura de operação supera os 31,5°C estamos sujeitos a melhorias na eficiência de remoção de SSV obtida através da relação com a concentração de entrada (RL). Contudo esta afirmação está sujeita a incertezas, isto porque as relações alcançadas não contemplam uma gama importante de características da alimentação e de operação da DA.

#### 4.1.3.5. Biogás

O principal produto da DA é o biogás, neste ponto será analisada a produção de biogás em termos quantitativos e qualitativos, assim como a influência da temperatura e pH nestes parâmetros.

#### QUANTIDADE DE BIOGÁS PRODUZIDO

Na Figura 4.19 apresentam-se os volumes de biogás produzidos mensalmente através do sistema de DA da ETAR do Barreiro/Moita.

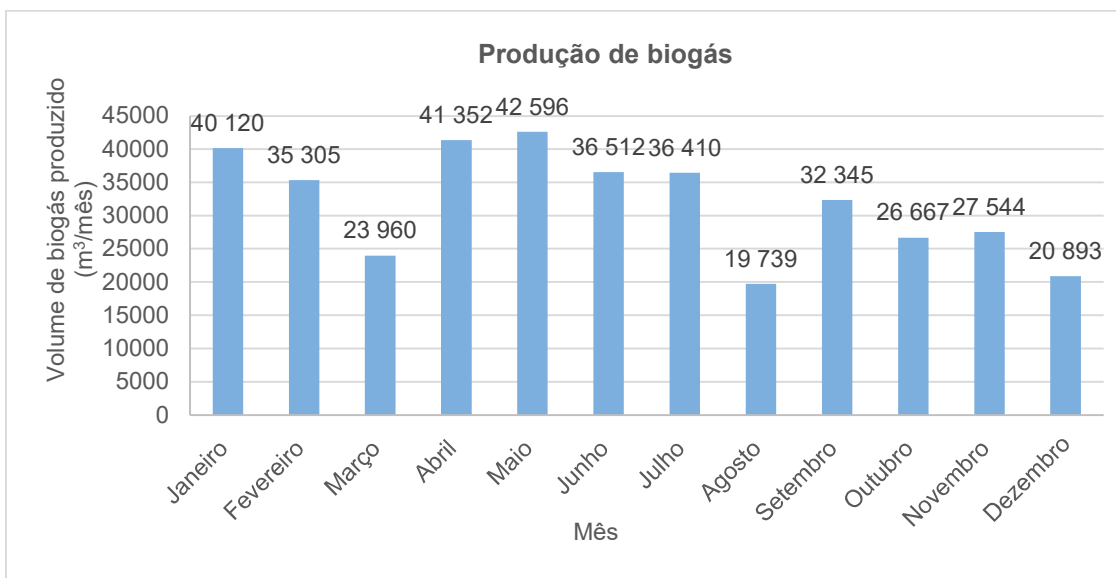


Figura 4.19: Produção de biogás na ETAR do Barreiro/Moita no ano 2018



Os meses de março, agosto e dezembro, foram aqueles onde houve a menor produção de biogás, isto devido aos problemas de operação existentes que fizeram com que a alimentação da DA fosse atípica.

Durante os sete primeiros meses do ano, excetuando o caso do mês de março, pelas causas já enunciadas, conseguiram-se produções de biogás mensais bastante próximas, sendo registados também os maiores valores para este parâmetro, oscilando na faixa gama dos 35 305 aos 42 596 m<sup>3</sup>/mês, sendo o valor mínimo e máximo relativos aos meses de fevereiro e maio, respetivamente. Por outro lado, em setembro, outubro e novembro, as produções do biogás, foram mais reduzidas, sendo os seus valores, 32 345, 26 667 e 27 544 m<sup>3</sup>/mês.

Como se sabe, o processo da DA é complexo, e dependente de inúmeros fatores, que afetam a sua produção de gás. Geralmente o rendimento da conversão de biogás é analisado tendo em conta a quantidade de SSV removidos. Na Figura 4.20 estão representadas as remoções de SSV no substrato ocorridas durante a DA, assim como a produção específica mensal, correspondendo ao volume de biogás produzido por quantidade de SSV removidos.

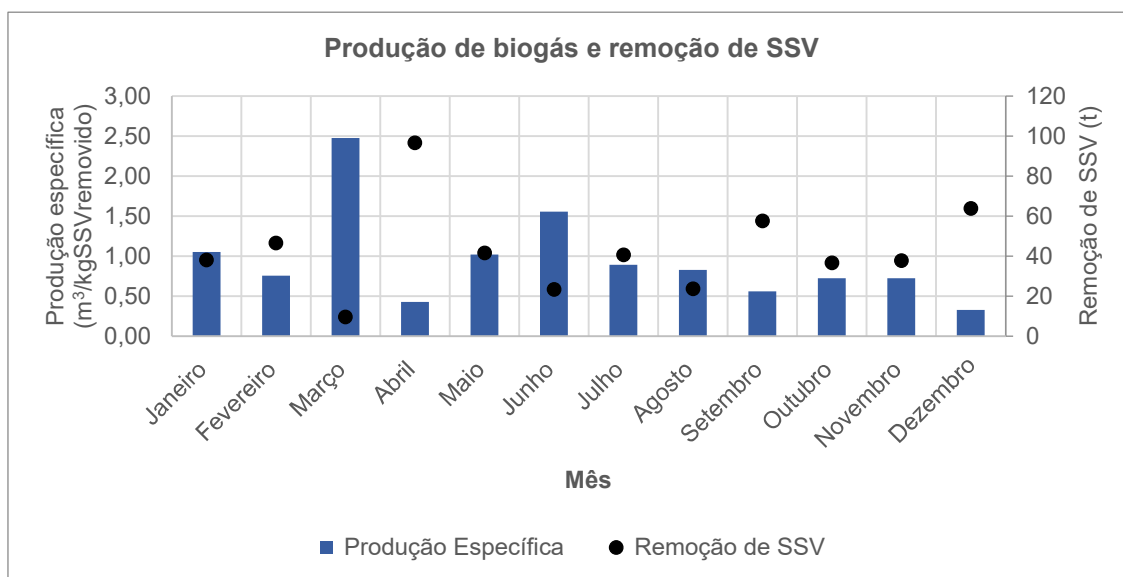


Figura 4.20: Produção de biogás e remoção de SSV

Relativamente a produção específica de biogás, o mês de março, apresenta o máximo anual para o parâmetro, enquanto que dezembro, apresenta um valor mínimo. Isto deve-se às diferentes condições operacionais de DA ocorridas nestes dois meses, que levaram a que em março houvesse uma elevada conversão de biogás, e que em dezembro sucedesse o contrário. Deste modo para a análise do sistema estudado, em relação a produção específica, optou-se por não considerar os meses onde a alimentação da DA foi atípica (março, agosto e dezembro).

Ao analisar a Figura 4.20, é notória uma relação inversa entre a quantidade de SSV removidos durante a DA e a produção de biogás específica. Optou-se então por estudar esta relação, representada no gráfico ilustrado na Figura 4.21.

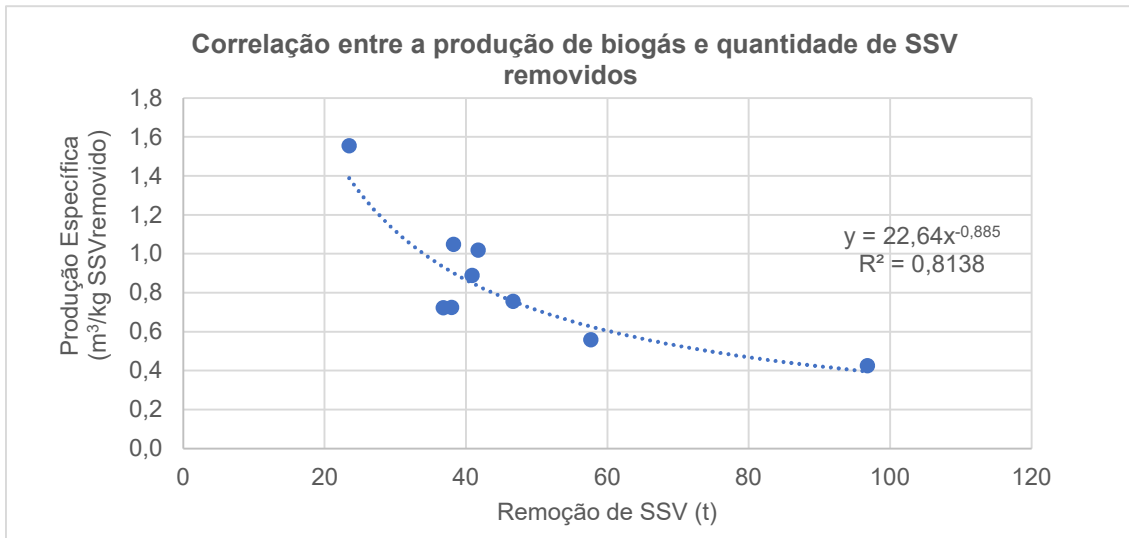


Figura 4.21: Correlação entre a produção de biogás e quantidade de SSV removidos.

A correlação entre a produção específica de biogás e a remoção de SSV durante a DA representada no gráfico, sugere uma relação negativa entre os parâmetros, o que pode ser resultado da maior qualidade de matéria disponível para a síntese de biogás, quanto menor for a remoção de SSV das lamas. Porém, existem outros parâmetros operacionais que influenciam a produção do gás, tais como: a temperatura, pH e o TRH, fatores cruciais a serem considerados.

#### Relação entre a produção de biogás e a temperatura de operação da DA

De modo a ser perceptível o efeito da temperatura, foram calculadas a produção específica de biogás esperadas segundo a relação com remoção de SSV durante a DA, através da relação linear do Figura 4.21, e estas foram comparadas com as ocorridas no ano exploratório de 2018, de acordo com o ilustrado na Figura 4.22.

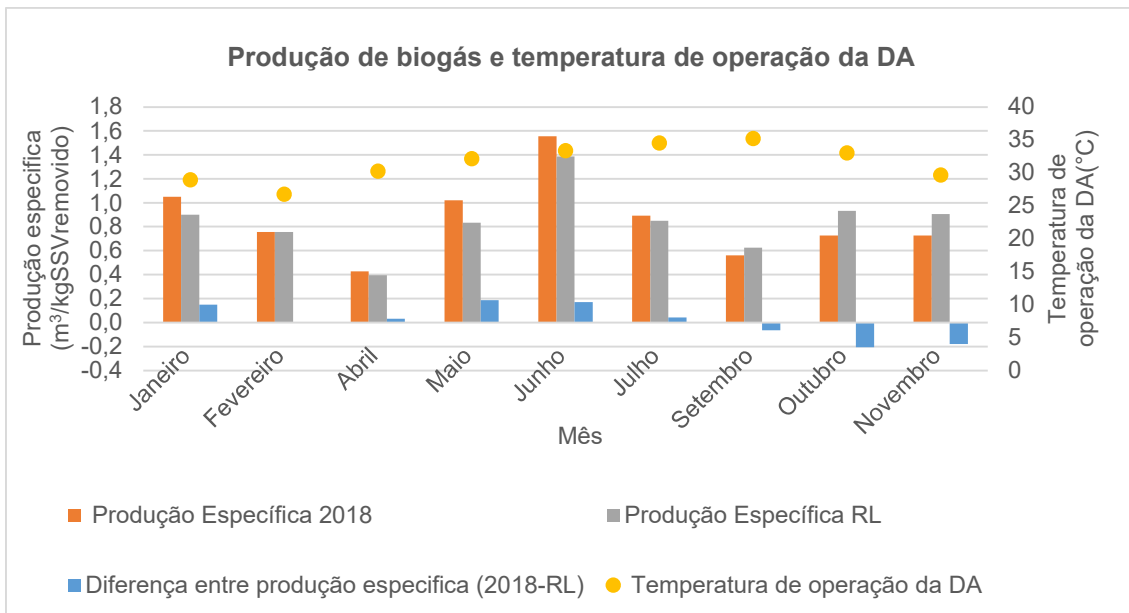


Figura 4.22: Produção de biogás e temperatura de operação da DA

A temperatura não apresenta uma relação identificável com a produção específica de biogás. Como exemplo, analisando os meses de junho e outubro, onde as temperaturas no interior do digestor foram de 33,36 e 33,02 °C, respetivamente, valores bastante próximos. Contudo, estes dois meses apresentaram diferenças entre as produções específicas de biogás (2018-RL), uma positiva e outra negativa, sendo a relativa a junho de 0,2 e, a de outubro de -0,2 m<sup>3</sup>/kg SSV removido.

Os valores das produções específicas, registadas através da relação linear (RL), entre janeiro e julho foram inferiores aos valores reais referentes ao ano de 2018. Em sentido inverso, temos que os valores obtidos através da relação linear (RL) das produções específicas, durante os meses de setembro, outubro e novembro, foram superiores aos valores reais registados no ano de 2018. Visto estes meses já terem sido identificados anteriormente, com as mesmas tendências ao nível das produções totais de biogás, é previsível que existam outros fatores não incluídos, que possam influenciar a produção de biogás.

Outros parâmetros operacionais como o TRH e pH foram estudados, contudo não foram identificadas relações com a produção de biogás.

### QUALIDADE DO BIOGÁS

A qualidade do biogás é avaliada segundo a constituição do mesmo, sendo o elemento principal para o seu aproveitamento energético o metano (CH<sub>4</sub>). Na Figura 4.23 estão representadas as percentagens volumétricas para os diferentes constituintes do gás produzido mensalmente, referente ao ano de 2018.

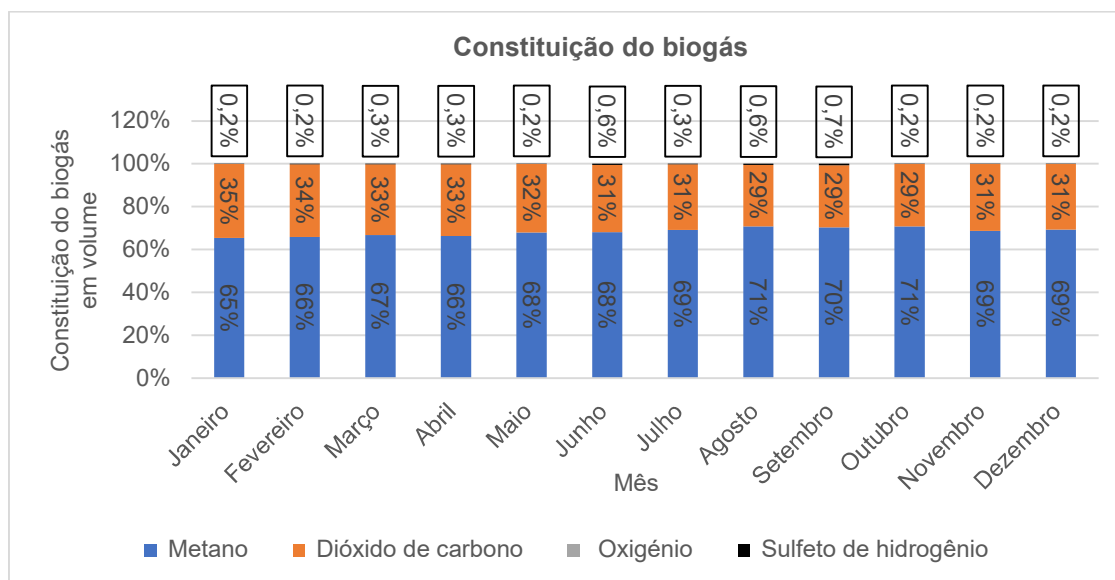


Figura 4.23: Constituição do biogás produzido na ETAR do Barreiro/Moita no ano 2018

Os constituintes do biogás mais representativos, durante o ano de exploração, foram o metano e o dióxido de carbono, sendo a quantidade oxigénio nula e a de sulfeto de hidrogénio variável entre os 0,7 e 0,2%. Relativamente as quantidades de metano presentes no biogás variam entre os 65% e 71%, correspondendo o valor inferior e o valor superior aos meses de janeiro e de outubro, respetivamente.

### Relação entre a constituição do biogás e a temperatura de operação da DA

Com o objetivo de avaliar a correlação da temperatura de operação da DA com a qualidade do biogás, cruzaram-se os dados de ambos os parâmetros. Para esta análise não foram considerados os meses onde a alimentação da DA foi atípica, o que influencia a qualidade do biogás, devido ao facto dos valores TRH apresentarem desvios significativos quando comparados com os restantes. Estas correlações estão ilustradas na Figura 4.24.

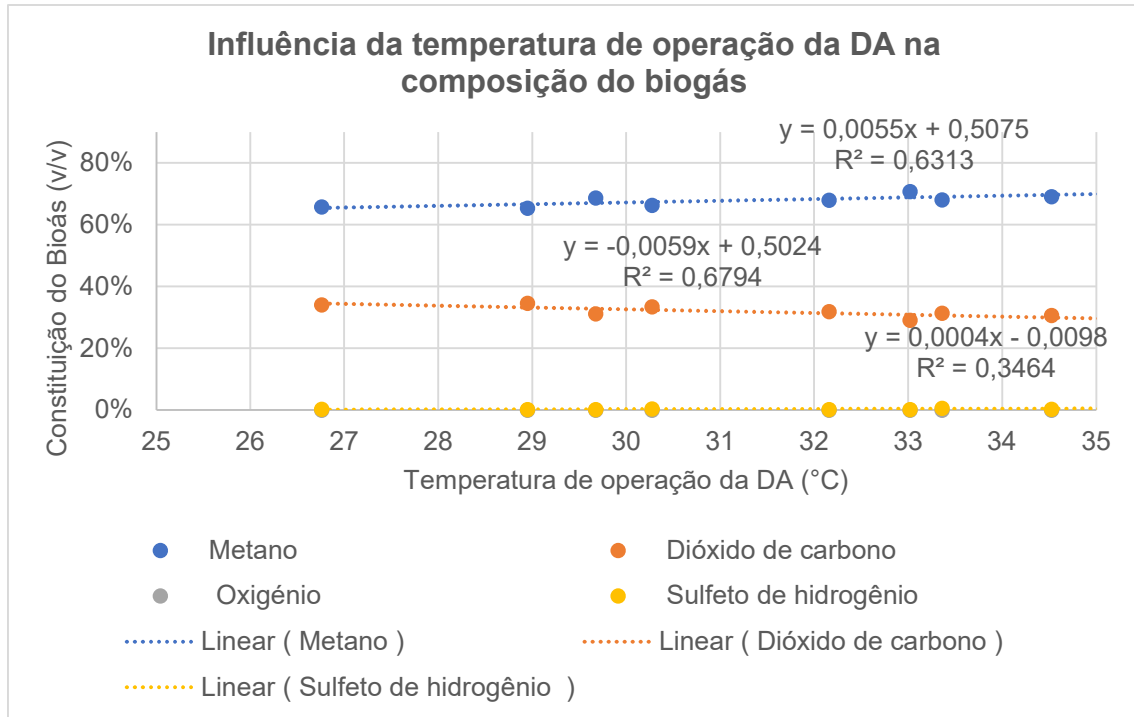


Figura 4.24: Influência da temperatura de operação da DA na composição do biogás

A temperatura surge como um fator a ter em consideração na qualidade de biogás, no caso em estudo, valores mais elevados do parâmetro temperatura, corresponderam a valores mais elevados do teor de metano e, conseqüentemente menores valores de dióxido de carbono. Relativamente a quantidade de sulfeto de hidrogênio, a relação é mais distanciada dos valores reais, apresentando um erro maior, podendo-se concluir uma menor dependência do parâmetro analisado.

### Relação entre a composição do biogás e o pH de operação da DA

Com o fim de estabelecer o efeito da pH de operação da DA, na qualidade do biogás, utilizou-se a mesma metodologia utilizada para a temperatura. As relações obtidas para os diferentes constituintes do biogás são apresentadas na Figura 4.25.

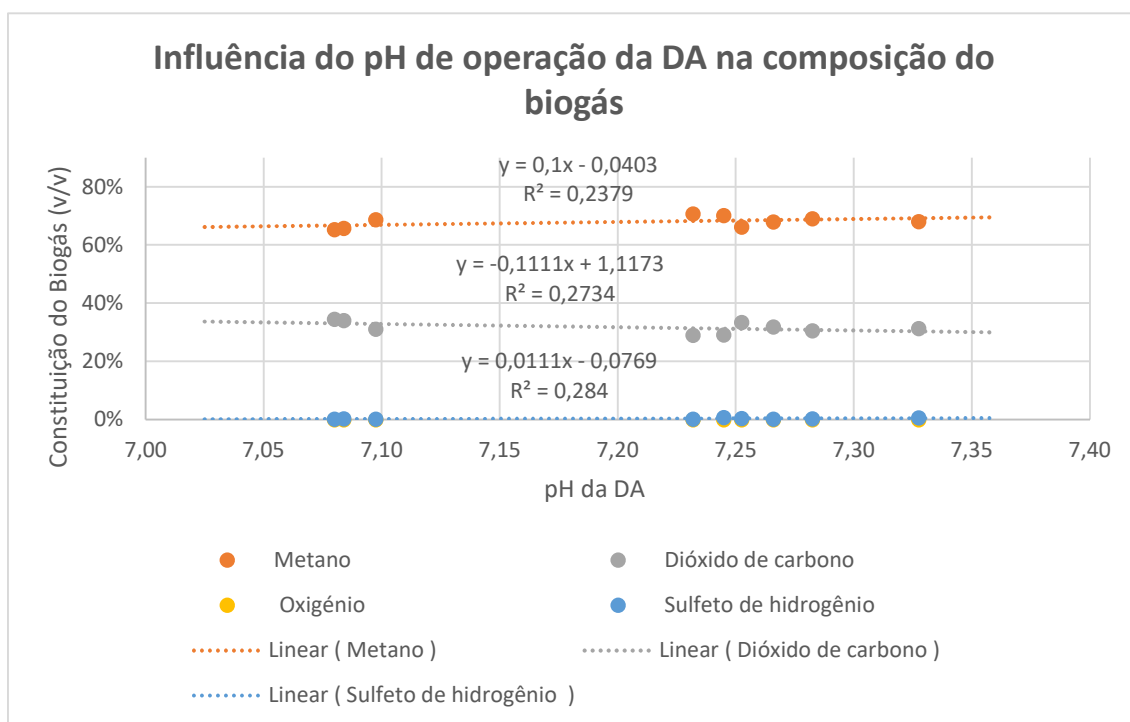


Figura 4.25: Influência do pH de operação da DA na composição do biogás

O pH no interior do digestor é visto como um fator fundamental para a constituição final do biogás, contudo para o caso de estudo, este apresenta uma variabilidade reduzida para os diferentes meses, sendo difícil de identificar o efeito sobre parâmetro. Este facto, pode ter contribuído para que a relação entre pH e qualidade do biogás fosse mais distanciada da obtida através da temperatura. Apesar disto, em média, um maior pH correspondeu a um maior teor de metano, e consequentemente a um menor de dióxido de carbono.

#### 4.1.4. Sistema de cogeração

##### 4.1.4.1. Alimentação do sistema de cogeração

###### Quantidade de biogás utilizada na cogeração

A quantidade de biogás utilizado no sistema de cogeração não é apenas dependente da produção mensal, uma vez que o fluxo de biogás utilizado para a conversão em energia elétrica é dependente da qualidade deste assim como das condições operacionais. Na Figura 4.26 estão representadas as quantidades de biogás produzidas e alimentadas ao sistema de cogeração ao longo dos meses objeto de estudo.

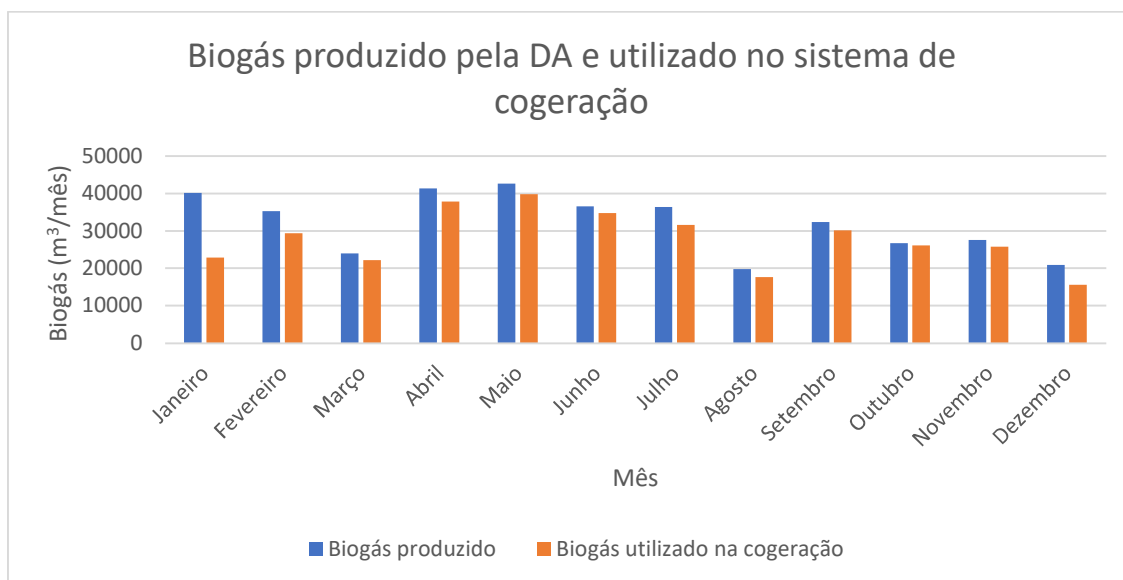
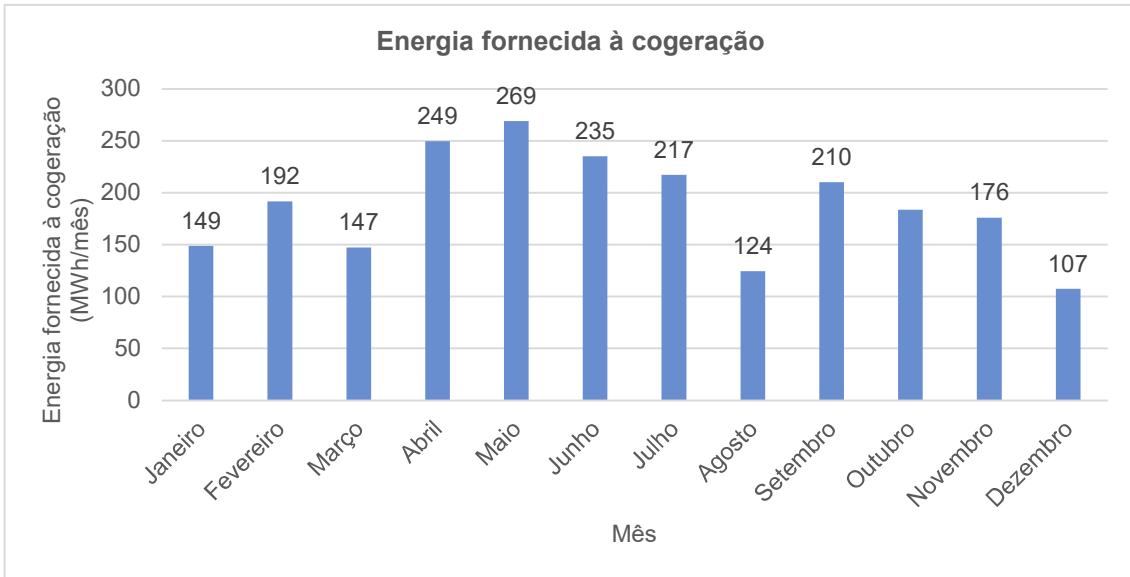


Figura 4.26: Biogás produzido pela DA e utilizado no sistema de cogeração na ETAR do Barreiro/Moita no ano 2018

Quando existiu uma paragem do sistema de cogeração, estando inoperacional, devido a avarias, de dia 22 de janeiro a 6 de fevereiro, houve também uma menor eficiência no aproveitamento do biogás, sendo queimado na tocha 17 228 m<sup>3</sup> de biogás em janeiro, e 5 978 m<sup>3</sup> em fevereiro. Por outro lado, o mês de dezembro também é caracterizado por um aproveitamento reduzido da quantidade de biogás produzido em comparação com os restantes meses, apesar do valor absoluto ser menor que nos meses referidos anteriormente (5 282 m<sup>3</sup> biogás queimado na tocha), neste apenas 75% do biogás produzido é utilizado na cogeração. Nos restantes meses a quantidade de biogás utilizado no sistema de cogeração variou entre os 87% e os 98% da produção total. Numa base anual, 94% do biogás produzido pela DA foi convertido em energia elétrica pela unidade de cogeração.

###### Alimentação do fluxo de biogás ao sistema de cogeração

A alimentação do sistema de cogeração é realizada com o fluxo de biogás resultante do processo de DA, sendo que este tem diferentes constituições, como já foi referido anteriormente o metano é o principal responsável pelo conteúdo energético do biogás. Segundo a memória descritiva do projeto da ETAR do Barreiro/Moita, o metano apresenta um poder calorífico de 8 550 kcal/m<sup>3</sup>. Ao cruzar os dados das quantidades de biogás fornecidas ao sistema de geração com a sua composição e, com o poder calorífico do metano, a nível mensal, obtiveram-se as alimentações energéticas ao sistema de cogeração, estando os dados ilustrados na Figura 4.27.

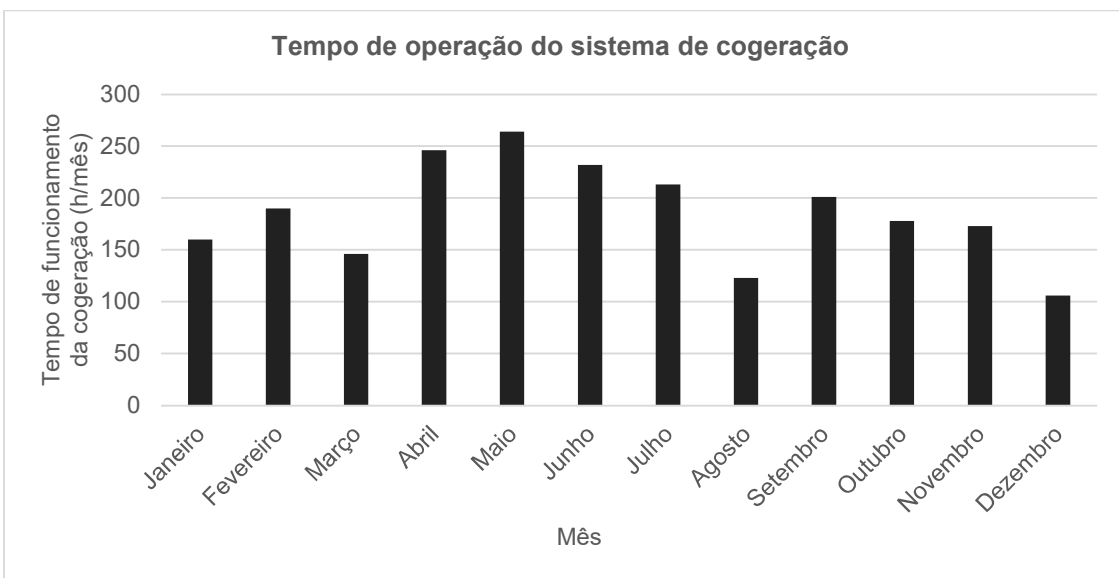


*Figura 4.27: Energia fornecida à cogeração*

A alimentação do fluxo de biogás ao sistema de cogeração apresenta valores mensais totais numa gama entre os 269 e os 107 MWh, sendo estes extremos correspondentes ao mês de maio e dezembro, respetivamente. Em termos anuais, a cogeração é alimentada a uma média de 188 MWh/mês.

#### **Tempo de operação do sistema cogeração**

O tempo de atividade operacional da cogeração a nível mensal é dependente da quantidade de biogás disponível para alimentar o sistema, assim como da potência de operação, que irá ter influência sobre a quantidade de combustível adicionado por hora. Na Figura 4.28, está representado o tempo de funcionamento mensal do sistema de cogeração:



*Figura 4.28: Tempo de operação do sistema de cogeração*

O período de operação do sistema de cogeração mensalmente segue as mesmas tendências que a alimentação do fluxo de biogás ao sistema de cogeração, verificando-se uma variação entre as 264 e 106 horas, correspondendo estes extremos a maio e dezembro, respetivamente. Em termos anuais, a cogeração trabalha a uma média de 186 h/mês.

### Regime de alimentação do sistema de cogeração

O regime de alimentação do sistema de cogeração, em quantidade de biogás fornecido por tempo de operação, é dependente da potência de operação do sistema e do conteúdo energético do fluxo de biogás da alimentação. Na Figura 4.29 apresenta-se a correlação entre a qualidade do biogás e o fluxo de alimentação à unidade de cogeração.

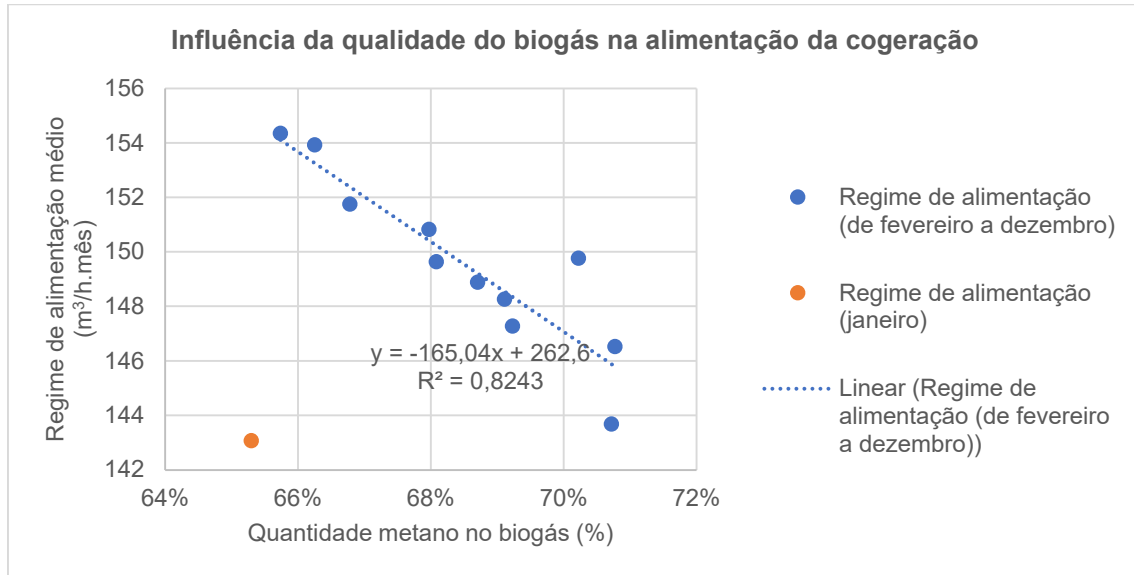


Figura 4.29: Influência da qualidade do biogás na alimentação do sistema de cogeração

No caso do mês de janeiro, como já tinha sido referido, verificou-se o mais baixo aproveitamento do biogás produzido, correspondendo a fração de gás utilizada na cogeração apenas a 57%, sendo que nos restantes meses os valores foram superiores a 75%. As análises ao biogás que identificam a qualidade do mesmo (% de metano), são referentes a porção produzida, e não à utilizada na cogeração. Assume-se que a qualidade do metano utilizado na cogeração no mês de janeiro, obtida através do produzido, não é representativa do que é cogorado, não sendo este valor utilizado nas relações lineares estabelecidas.

Nos restantes meses analisados, de fevereiro a dezembro, é notória uma diminuição da quantidade de biogás fornecido ao sistema por unidade de tempo, de acordo com o aumento do teor em metano. O fluxo de metano alimentado ao sistema de cogeração apresenta os valores entre os 101 e 105 m³/h, o que faz com que a potência de alimentação se mantenha entre os 1 046 e 1 008 kW, sendo a média anual para o parâmetro de 1 018 kW, a proximidade destes valores mensais é indicativa da definição de potência de alimentação constante ao longo do ano.



#### 4.1.4.2. Produção de energia elétrica

O sistema de cogeração no ano produtivo de 2018, apresentou as produções de energia elétrica ilustradas na Figura 4.30.

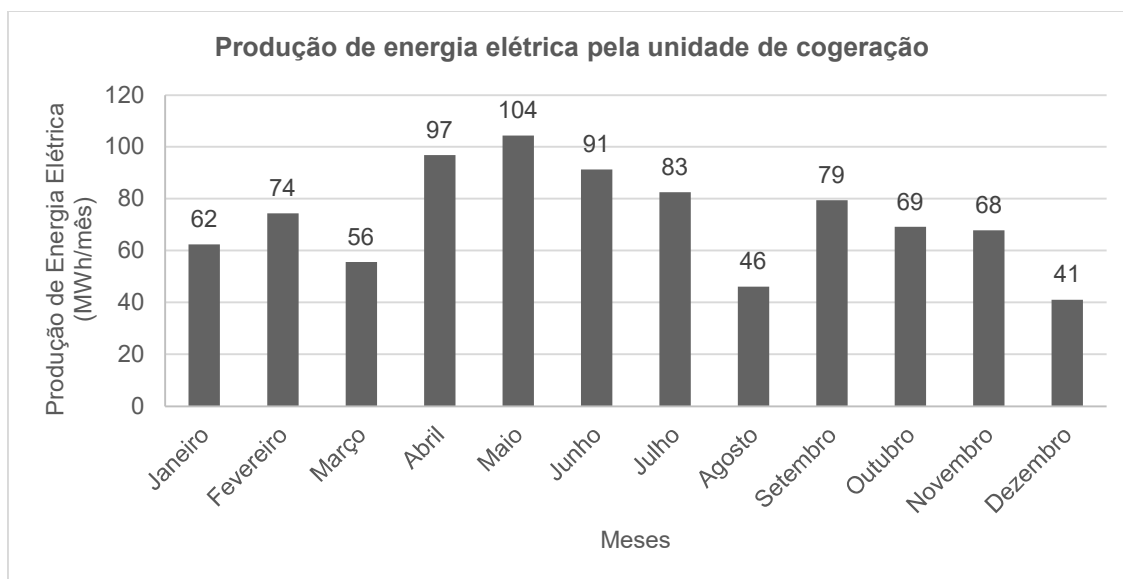


Figura 4.30: Produção de energia elétrica pela unidade de cogeração

Como era previsível a produção de energia elétrica apresenta variações a nível anual semelhantes às quantidades energéticas alimentadas ao sistema de cogeração, verificando-se uma variação entre os 104 e 41 MWh de produção, correspondendo estes extremos a maio e dezembro, respetivamente. Em termos anuais, a cogeração produz em média de 73 MWh/mês de energia elétrica.

Relativamente às potências de produção de energia elétrica durante o ano estas variaram entre os 395 e 375kW, correspondendo os extremos aos meses de maio e agosto respetivamente. Relativamente à potência média de produção elétrica no ano analisado, esta é de 389 kW, enquanto a potência declarada para a unidade é de 619 kW, pelo que, desta forma, a cogeração trabalha em défice. A opção pela cogeração funcionar a uma potência de aproximadamente 60% da declarada é técnica, sendo justificada pela tentativa de maximizar o aproveitamento de energia para o aquecimento do digestor anaeróbio, visto se estar a alongar a duração de utilização do sistema de cogeração, o que permite também um maior tempo de contacto no aquecimento das lamas.

#### 4.1.4.3. Eficiência de produção de energia elétrica

A eficiência de produção de energia elétrica, é calculada tendo em conta a alimentação energética do sistema de cogeração assim como a sua produção elétrica. Assim sendo, foram analisados os dados para os diferentes meses, excetuando-se janeiro devido a fiabilidade dos dados relativos ao teor de metano presente no biogás, que terão consequências ao nível do cálculo da potência de alimentação, e consequentemente terá impacto sobre a eficiência de conversão. Deste modo, na Figura 4.31 estão representadas as eficiências de produção de energia elétrica médias para os meses de fevereiro a dezembro.

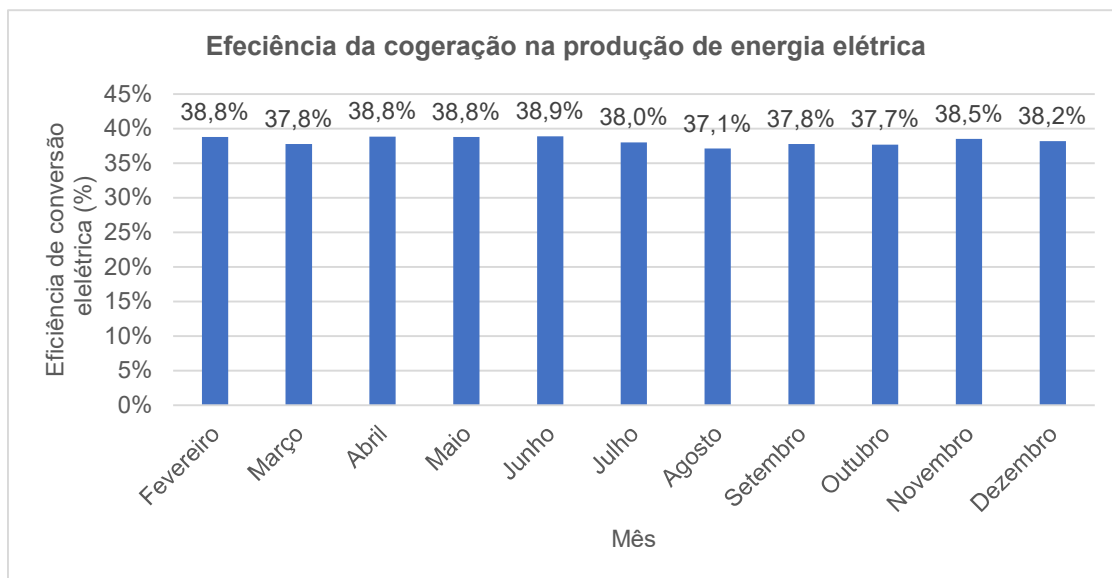
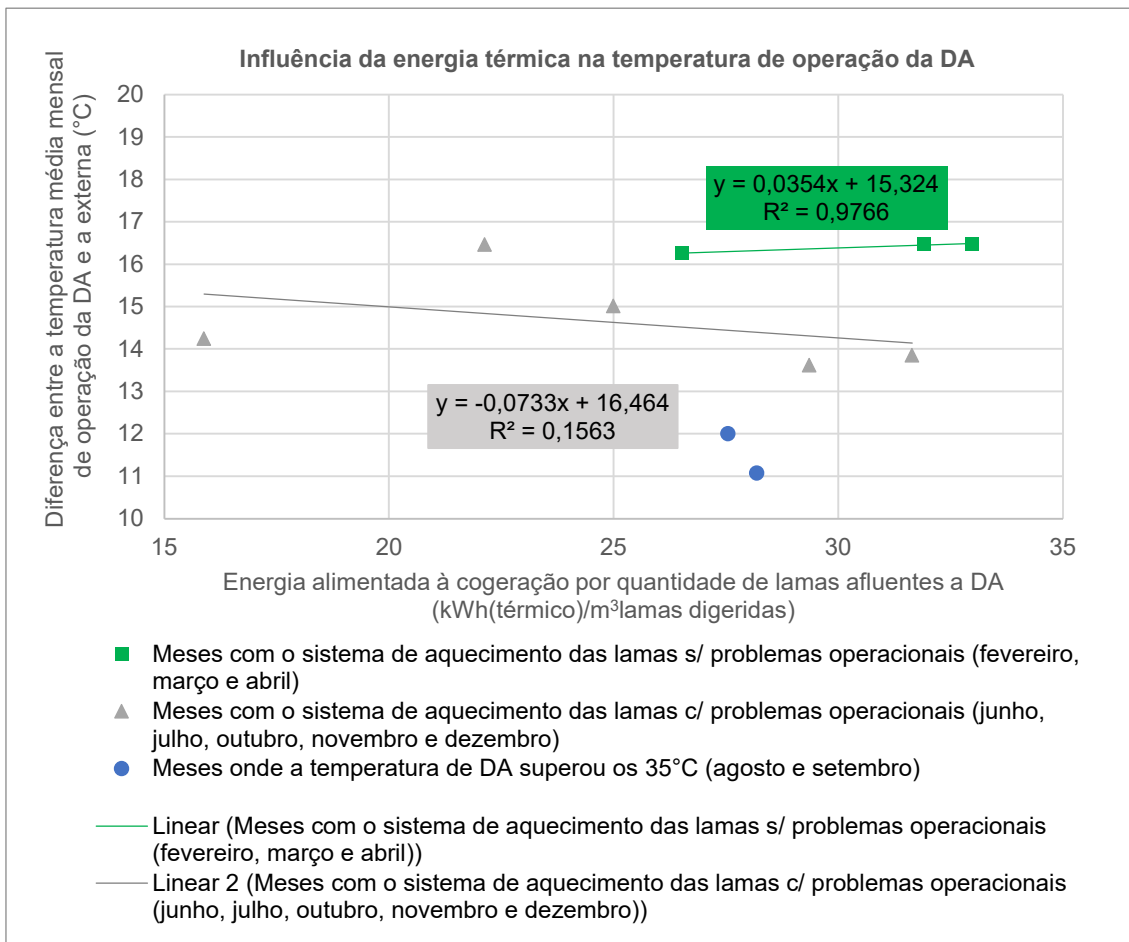


Figura 4.31: Eficiência da cogeração na produção de energia elétrica

Como era esperado, os resultados para eficiência de conversão a energia elétrica permanecem próximos, assim como é o caso da potência de alimentação e de produção elétrica, variando apenas 1,8%, sendo o máximo e mínimo para este parâmetro, 38,9% e 37,1%, respetivamente. Noutra perspetiva, pode-se considerar que o sistema analisado possui uma boa eficiência na transformação da energia contida no biogás em energia elétrica, visto a sua média anual fixar-se nos 38,5%, valor superior ao utilizado na memória descritiva, 33,9%. É importante referir que a eficiência do sistema depende do número de ativações, ou arranques do sistema, fator que não foi analisado na presente dissertação devido á indisponibilidade dos dados necessários.

#### 4.1.4.4. Aquecimento do digestor

O sistema de cogeração para além da finalidade de produção de energia elétrica tem a importante função de aquecer o digestor anaeróbio. Desta forma, a temperatura de DA é dependente não só da temperatura ambiente, mas também da produção de energia térmica ocorrida durante a cogeração e, da quantidade de lamas que alimentam mensalmente o digestor. Para a avaliação da influência da cogeração no aquecimento do digestor anaeróbio, consideraram-se apenas os valores relativos aos meses de fevereiro a dezembro, visto que no mês de janeiro haver incertezas referentes à quantidade de energia fornecida ao sistema. O mês de maio também foi considerado um *outlier*, pois apesar de ser o mês onde existe a maior quantidade de energia térmica fornecida a cogeração, como demonstrado na Figura 4.27, apresentou uma diferença entre a temperatura média mensal e a de operação da DA e a externa baixa, 15,66°C, comparativamente com aos restantes meses onde não existiram problemas operacionais. A relação linear entre a energia alimentada à cogeração por quantidade de lamas tradas na DA, e a diferença entre as temperaturas do interior do digestor e a do ambiente, é apresentada na Figura 4.32.



*Figura 4.32: Influência da energia térmica na temperatura de operação da DA*

Nos meses onde o sistema de aquecimento de lamas estava a funcionar em pleno, a diferença entre a temperatura no interior do digestor e a externa mantiveram-se em valores mais elevados, refletindo a influência do sistema de aquecimento. Por outro lado, é importante referir que a melhor relação linear para estes meses, em comparação com os que apresentam problemas, pode ser considerado um bom indicador do equilíbrio térmico alcançado pelo aquecimento do digestor.

Esperava-se que a inclinação das regressões lineares do gráfico, representado na Figura 4.32, apresentassem ambas inclinações positivas, sendo previsível existir um maior aquecimento do digestor, ou seja, maior diferença entre a temperatura média mensal do digestor e a do ar, quanto maior fosse o fator da energia alimentada à cogeração por volume de lamas tratadas no processo de DA. Contudo, a inclinação da reta de regressão linear representativa dos meses onde houve problemas com o aquecimento do digestor, é negativa, apresentando para este caso também uma maior inclinação.

Ao analisar-se a regressão linear representativa dos meses o sistema de aquecimento de lamas estava a funcionar em pleno, onde só se contemplam dados relativos a fevereiro, março e abril, além de se obter uma inclinação positiva, tem-se também uma boa relação linear, sendo o  $R^2$  de 0,9776, o que é indicativo da melhor correlação entre os parâmetros para estes meses.

#### 4.1.4.5. Energia elétrica fornecida à RESP

A energia elétrica medida à saída do sistema de cogeração apresenta diferenças daquela que é efetivamente fornecida à RESP, estando exposta a perdas, tanto nos cabos por efeito de joule, como na passagem pelo inversor elétrico. Na Figura 4.33 estão representadas as produções totais mensais de energia elétrica, assim como a quantidade de energia fornecida à RESP.

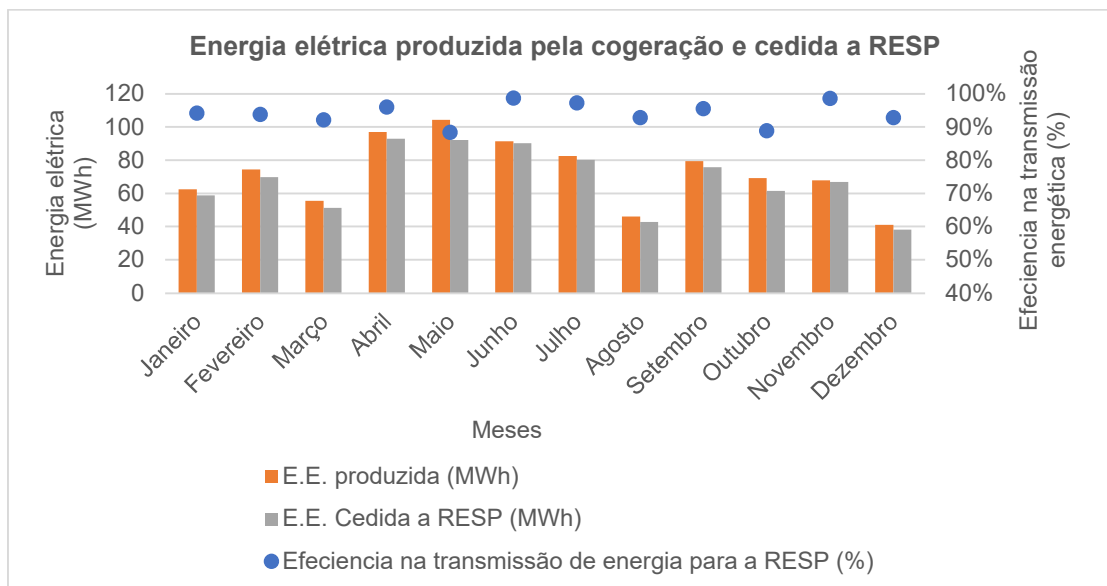


Figura 4.33: Energia elétrica produzida pela cogeração e fornecida à RESP

A quantidade de energia elétrica fornecida mensalmente à RESP no ano 2018, variou entre os 88 e 99% da produção, sendo o valor anual para este parâmetro de 94%. É importante, referir novamente, que os dados trabalhados são reais, e estão sujeitos a erros operacionais, podendo justificar os valores registados para os meses de novembro e de junho (99%), devido ao facto de o inversor em uso não ter capacidade para alcançar eficiências tão elevadas, podendo a energia à saída da cogeração estar sobrevalorizada.

A fiabilidade dos dados referidos à energia mensalmente cedida a RESP é superior à do medidor à saída da cogeração, esta também já agrega outros fatores como perdas e passagem pelo inversor, para ser possível a venda. Desta forma o dado importante a retirar, é que no ano 2018, 94% da energia medida à saída do sistema de cogeração foi fornecida à RESP.

#### 4.1.5. Consumo de Energia Elétrica

Para compreender os consumos energéticos de uma ETAR, deve-se tomar em conta todos os processos executados neste tipo de instalações, bem como os consumos típicos das mesmas. Na Figura 4.34, ilustram-se os consumos energéticos referentes à ETAR do Barreiro/Moita, recolhidos através das faturas relativas aos meses de 2018.

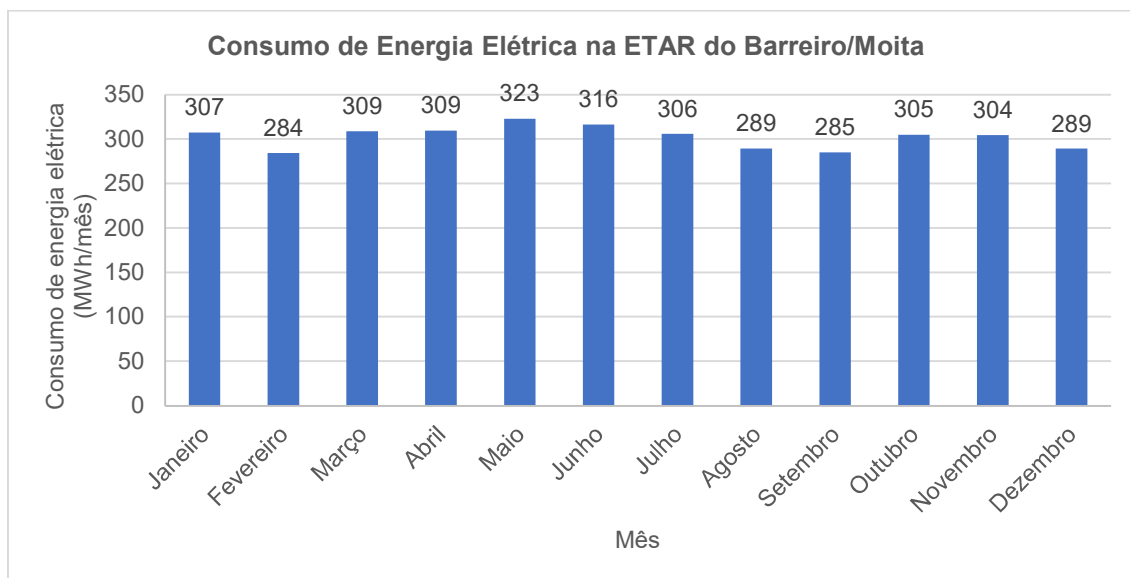


Figura 4.34: Consumo de Energia Elétrica na ETAR do Barreiro/Moita no ano de 2018.

A quantidade de energia consumida mensalmente no ano 2018 na ETAR, variou entre os 284 e 323 MWh, sendo o seu valor médio de 302 MWh. A variação entre os valores mensais oscilou apenas em 13% do valor médio mensal. Já a os afluentes tratados mensalmente, em termos de caudal e carga mássica, variaram em 39 e 93% dos seus valores médios, respetivamente. Este facto é indicativo do pouco peso apresentado por os consumos variáveis elétricos, pois as variações tidas ao longo do ano a nível dos efluentes tratados, resultaram numa variação de consumo elétrico de apenas 13%.

De forma a compreender a influência do caudal tratado nos consumos de energia elétrica, apresentam-se na Figura 4.35 os consumos específicos mensais associados aos caudais médios diários.

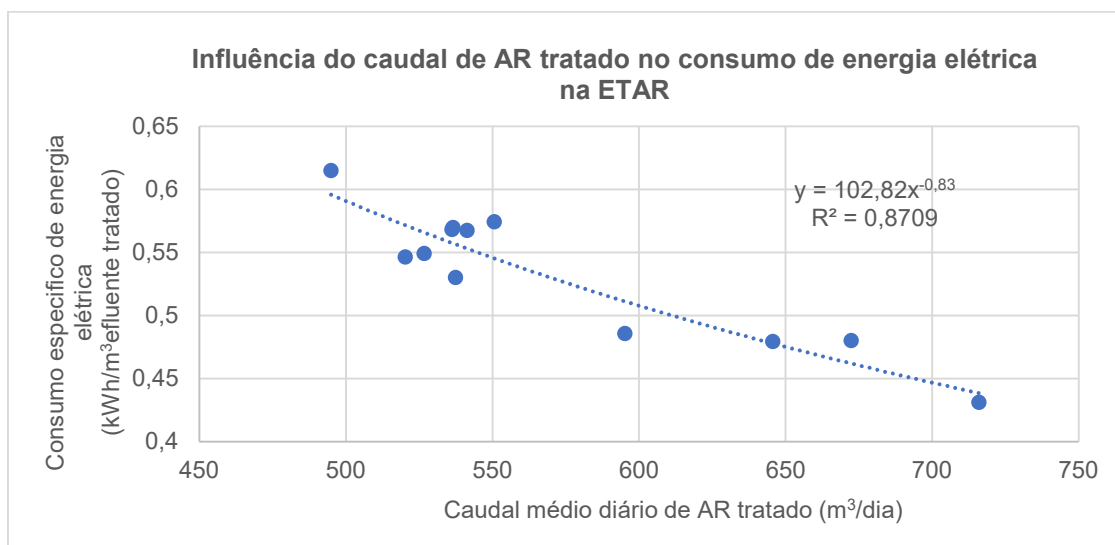


Figura 4.35: Influência do caudal de AR tratado no consumo de energia elétrica na ETAR.

Na ETAR estudada, quanto maior é o caudal mensal de efluentes tratados, menor é o consumo elétrico específico. Esta análise comparativa é comum entre estudos anteriores que tratam instalações deste tipo, que por sua vez apresentam a mesma tendência. Segundo a avaliação de desempenho sugerida por (Silva & Rosa, 2015), os consumos específicos em 2018 na ETAR obtiveram a classificação de “Bom”. Porém, sabe-se que as águas residuais tratadas, geralmente são constituídas por 99,9% de água em peso, onde os 0,1% restantes são substâncias suspensas ou dissolvidas (Samer, 2015). Sendo que o objetivo das ETAR passa por separar estas duas frações, e estas são variáveis ao longo do ano, torna-se importante entender a influência da quantidade de substâncias sólidas tratadas, nos consumos de energia elétrica. Deste modo, na Figura 4.36 apresenta-se os consumos específicos associados às cargas em SST tratadas, sendo excluída desta análise os meses de março, abril e junho, devido a fiabilidade de dados relativos a carga tratada.

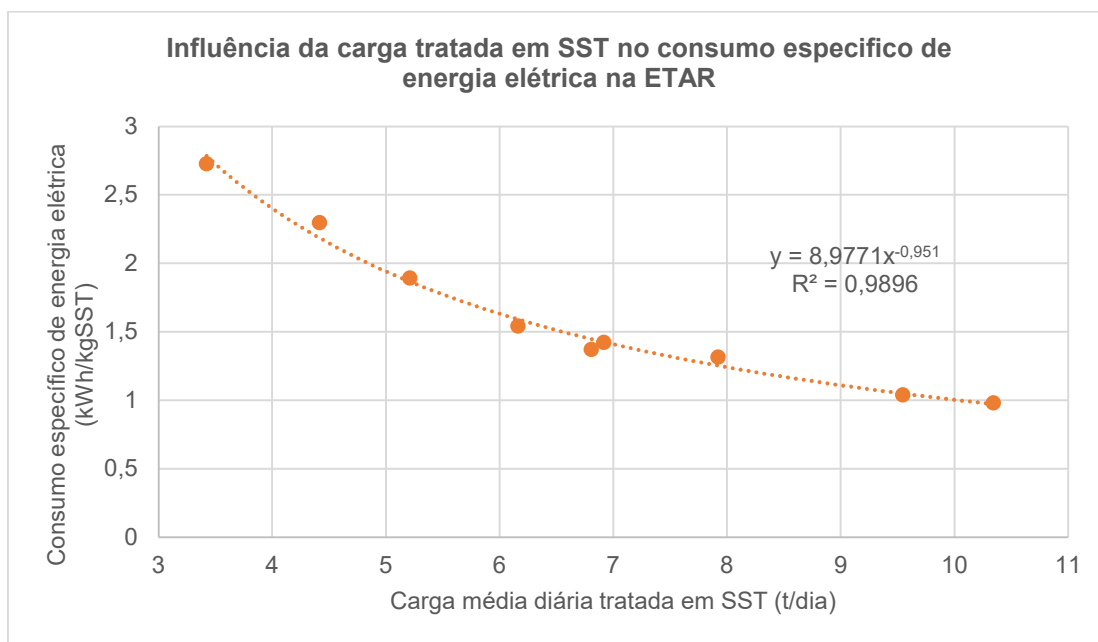


Figura 4.36: Influência da carga tratada em SST no consumo específico de energia elétrica na ETAR

O caso da carga tratada expressa em SST segue a mesma tendência do caudal de AR recebidas, existindo uma diminuição do consumo específico com o aumento do parâmetro. Neste caso a relação linear apresenta um  $R^2=0,9896$ , valor superior ao da Figura 4.35, ou seja, é a que melhor se adequa a estudos de previsão.

Quando a relação que melhor adapta as variáveis, consumo energético específico e o produto produzido, neste caso SST tratados, é expressa por uma equação de potência, estar-se-á na presença de uma curva típica que reflete o efeito de escala. Isto é, a ETAR para se encontrar em funcionamento terá «consumos fixos», não associados a carga tratada, e «consumos variáveis» estes já dependentes desta. No caso da existência de efeito de escala, o aumento da quantidade tratada, leva a uma diminuição do consumo específicos, pois os consumos variáveis iram ser diluídos nos fixos.

#### Diagrama de carga da ETAR

Por outro lado, foram recolhidos e analisados os dados relativos aos consumos totais da ETAR, em intervalos temporais de 15 min, para o ano de 2018. Por forma a ser executado o dimensionamento de uma instalação que melhor se adaptasse as necessidades da ETAR do Barreiro/Moita, sendo possível o cálculo das poupanças por autoconsumo, e o excedente cedido a RESP.

## 4.2. Modelo de cálculo das tarifas a aplicar aos consumos e produção elétrica

As tarifas aplicadas ao consumo elétrico serão necessárias para a elaboração da previsão dos custos relativos ao perfil típico de consumo da ETAR e, previsão da alteração destes, proveniente das possibilidades de modificações e adoções de tecnologias abordadas no presente estudo.

As tarifas relativas ao consumo elétrico proveniente da RESP, foram calculadas tendo em conta o presente contrato de aquisição de energia elétrica da respetiva ETAR, com a ENDESA ENERGIA SA. Sendo que não foram considerados os custos provenientes do IVA, isto porque, este poderá ser amortecido através de diferentes mecanismos.

Relativamente aos benefícios referentes à produção elétrica proveniente do processo de DA, esta tarifa foi calculada através do contrato de aquisição em vigor no ano de 2018 para a ETAR. Sendo este contrato vantajoso relativamente aos realizados atualmente.

Por outro lado, em relação a remuneração proveniente do aproveitamento solar, esta foi calculada através da tarifa referente a UPAC e UPP, consultadas no OMIE e na Portaria nº 15/2015 de 23 janeiro. É de referir também que a remuneração da UPP, considerou uma instalação fotovoltaica do Tipo II, isto porque, é prevista a necessidade de um ponto para abastecimento de veículos elétricos, já o desconto atribuído a esta tarifa, teve por base as candidaturas a projetos de UPP em 2018, rondado o valor de 1%.

### 4.2.1. Remuneração económica da energia elétrica proveniente da cogeração

Neste ponto, será demonstrada numa primeira fase a metodologia utilizada para o cálculo da remuneração da instalação em estudo, de acordo com a lei em vigor. Posteriormente, recorrer-se-á a esta mesma metodologia, para o cálculo da remuneração, e os seus resultados serão comparados com os das faturas remuneratórias.

Numa última fase, será apresentada a fórmula remuneratória, que melhor representa a faturação da ETAR com a cogeração, e os parâmetros considerados para os cálculos das projeções realizadas durante o estudo.

#### MODELAÇÃO MATEMÁTICA DA REMUNERAÇÃO SEGUNDO O DECRETO-LEI 225/2007

A remuneração da energia elétrica produzida através da cogeração para o caso de estudo, é realizada segundo o Decreto-Lei 225/2007 e, apresentada pela Equação 3:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1 - LEV} \quad (3)$$

Onde:

- $VRD_m$  remuneração aplicável a centrais renováveis no mês  $m$ ;
- $KMHO_m$  é um coeficiente facultativo, que modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$  em função do posto horário em que a energia tenha sido fornecida;
- $PF(VRD)_m$  é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PV(VRD)_m$  é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $PA(VRD)_m$  é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis;
- $Z$  coeficiente adimensional, que traduz as características do recurso e da tecnologia utilizados na produção;
- $IPC_{m-1}$  é o índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior;

- $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de início de atividade da central;
- $LEV$  representa as perdas nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável;

### Fator KMHO

O fator KMHO modula a remuneração em função do período horário em que a energia é fornecida, sendo obrigatório apenas para as centrais hídricas, sendo opcional, mas preterido pela grande maioria das centrais renováveis. Caso não se opte pelo KMHO no licenciamento, toma o valor 1. Este fator é expresso pela Equação 4.

É definido pela seguinte fórmula:

$$KMHO = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}}{ECR_m} \quad (4)$$

Onde:

- $KMHO_{pc}$ : Representa a modulação para o horário de Ponta e Cheia, assumindo os valores de 1,15 para as fontes hídricas e 1,25 para as restantes fontes renováveis;
- $ECR_{pc,m}$ : Quantidade de energia cedida a RESP, no horário de pico e cheia, no mês m;
- $KMHO_v$ : Representa a modulação para o horário de Vazio, assumindo os valores de 0,80 para as fontes hídricas e 0,65 para as restantes fontes renováveis;
- $ECR_{v,m}$ : Quantidade de energia cedida a RESP, no horário de vazio, no mês m;

Onde os horários remuneratórios correspondentes a energia cedida estão representados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Horário remuneratório da produção de energia elétrica através da cogeração.

Período de hora legal		Inverno			Verão		
Dia da Semana		De segunda-feira a sexta-feira	Sábado	Domingo	De segunda-feira a sexta-feira	Sábado	Domingo
H O R Á R I O	Ponta e Cheias	Das 07:00h às 24:00h	Das 09:30h às 13:00h Das 18:30h às 22:00h		Das 07:00h às 24:00h	Das 09:00h às 14:00h Das 20:00h às 22:00h	
	Vazio	Das 00:00h às 07:00h	Das 13:00h às 18:30h Das 22:00h às 09:30h	Das 00:00h às 24:00h	Das 00:00h às 07:00h	Das 14:00h às 20:00h Das 22:00h às 09:00h	Das 00:00h às 24:00h
R E M U N E R A T Ó R I O							



### Parcela fixa

A parcela fixa é calculada através da Equação 5:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,med} \times POT_{med,m} \quad (5)$$

Onde:

- $PF(U)_{ref}$ : Valor de referência unitário que introduz uma mensalidade do custo unitário de investimento na central. Este valor é definido pelo Decreto-Lei em vigor e é atualmente de 5,44€/kWh;
- $COEF_{pot,med}$ : Coeficiente adimensional, que reflete a contribuição da central para a garantia de potência da rede;
- $POT_{med,m}$ : Potência média disponibilizada para a rede no mês m.

O coeficiente de potência média ( $COEF_{pot,med}$ ), presente no cálculo da parcela fixa é calculado através da Equação 6.

$$COEF_{pot,med} = \frac{ECR_m}{0,8 \times 24 \times 30 \times POT_{dec}} \quad (6)$$

Onde:

- $ECR_m$ : Quantidade de energia cedida a RESP, no mês m;
- $POT_{dec}$ : Potência de injeção declarada.

### Parcela variável

A parcela variável é calculada através da Equação 7.

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (7)$$

Onde:

- $PV(U)_{ref}$ : Valor unitário de referência, relativo a parcela variável, reflete os custos de operação e manutenção evitados pela central renovável. Este valor é fixo e definido pelo Decreto-Lei em vigor, e é atualmente de 0,036€/kWh.

### Parcela ambiental

A parcela ambiental é calculada através da Equação 8.

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m \quad (8)$$

Onde:

- $ECE(U)_{ref}$ : Valor unitário de referência do CO<sub>2</sub> evitado, e é definido, também por Decreto-Lei, sendo atualmente o seu valor de 0,00002 €/g;
- $CCR_{ref}$ : Quantidade unitária das emissões de CO<sub>2</sub> para uma central de referência (de ciclo combinado) e toma o valor de 370 g/kWh.

## Coeficiente Z

O coeficiente Z, é adimensional, traduz as características do recurso e da tecnologia utilizados na produção. Estando representados na Tabela 4.4, as diferentes atribuições do coeficiente. Sendo que para o caso de estudo o valor utilizado para este parâmetro, é de 9,2.

Tabela 4.4: Coeficientes Z aplicados às diferentes fontes de gás energético

Vertente	Coeficiente Z
DA de RSU, de lamas de ETAR e de efluentes e resíduos provenientes da agropecuária e da indústria agroalimentar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW.	9,2
Gás de aterro, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20MW.	7,5
Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional estabelecidos nos pontos anteriores.	3,8

## Índice de preço no consumidor (IPC)

O valor da remuneração é atualizado através do índice de preços ao consumidor (IPC), permitindo assim adequar o prémio pago à realidade do mercado nacional. O  $IPC_{ref}$ , é o IPC do ano de início de atividade da central, correspondendo o caso de estudo a 100,046. Este índice é atualizado pelo Instituto Nacional de Estatística (INE), onde na sua plataforma se obtém os valores relativos ao  $IPC_{m-1}$ , para o cálculo da remuneração mensal.

## CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO SEGUNDO O DECRETO-LEI 225/2007

Parte dos parâmetros utilizados nas diferentes equações são fixos, apresentando os valores sumarizados na Tabela 4.5. Por outro lado, existem parâmetros distintos mensalmente, sendo estes: a quantidade de energia cedida a RESP, assim como o horário de produção da mesma, e ainda o IPC<sub>m-1</sub> referente ao mês analisado, sendo os seus valores apresentados na Tabela 4.6. Estes valores foram obtidos através das faturas de remuneração fornecidas pela entidade gestora da ETAR.

Tabela 4.5: Parâmetros remuneratórios da cogeração constantes

Parâmetro	IPCref	Z	LEV	KMHOp <sub>c</sub>	KMHOp <sub>v</sub>	POTdec
Cogeração ETAR Barreiro/Moita	100,146	9,2	0,035	1,25	0,65	619 kW

Tabela 4.6: Parâmetros remuneratórios da cogeração variáveis, no ano 2018

Parâmetro		ECRv	ECRpc	ECR	IPCm-1
Expressão de resultados		kWh/mês	kWh/mês	kWh/mês	-
M E S E S  D E  2 0 1 8	janeiro	302	58 520	58 822	102,697
	fevereiro	163	69 562	69 725	101,599
	março	334	50 871	51 205	100,858
	abril	6816	86 152	92 968	102,827
	maio	8504	83 675	92 179	103,530
	junho	8795	81 366	90 161	103,973
	julho	8294	71 969	80 263	104,012
	agosto	3646	39 163	42 809	103,311
	setembro	6259	69 573	75 832	102,930
	outubro	3630	57 848	61 478	104,141
	novembro	1139	65 688	66 827	104,076
	dezembro	63	38 027	38 090	103,578

Posteriormente, recorrendo à metodologia enunciada no presente ponto e utilizando os parâmetros expostos na Tabela 4.5 e Tabela 4.6, chegou-se a remuneração económica mensal da ETAR durante o ano 2018, segundo o Decreto-Lei 225/2007, apresentando os valores relatados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Remuneração da cogeração, utilizando a metodologia estabelecida pelo Decreto-Lei 225/2007

Parâmetro		Remuneração
Expressão de resultados		€
M E S E S  D E  2 0 1 8	janeiro	8 209
	fevereiro	9 661
	março	7 003
	abril	12 651
	maio	12 509
	junho	12 250
	julho	10 856
	agosto	5 760
	setembro	10 247
	outubro	8 480
	novembro	9 413
	dezembro	5 348

## COMPARAÇÃO DA REMUNERAÇÃO VIA DECRETO-LEI 225/2007 COM A EFETIVAMENTE CONSEGUIDA.

Visto existir acesso as faturas remuneratórias mensais da cogeração, foi realizada uma comparação com os valores obtidos através da metodologia estabelecida pelo Decreto-Lei 225/2007, na Tabela 4.8 estão representadas as duas remunerações mensais assim como a diferença de valores existente entre ambas.

É de ressaltar que todas as parcelas da equação de remuneração económica (Equação 3), utilizando a metodologia estabelecida pelo Decreto-Lei 225/2007, tomaram valores iguais aos representados nas faturas.

*Tabela 4.8: Comparação da remuneração via Decreto-Lei 225/2007 com a efetivamente faturada*

Parâmetro	Remuneração segundo o Decreto-Lei 225/2007	Remuneração faturada	Diferença entre a remuneração calculada segundo o Decreto-Lei 225/2007 e faturada	
Expressão de resultados	€	€	€	
M E S E S  D E  2 0 1 8	janeiro	8 209	7 159	1 051
	fevereiro	9 661	8 421	1 241
	março	7 003	6 108	895
	abril	12 651	11 264	1 387
	maio	12 509	11 200	1 309
	junho	12 250	10 985	1 264
	julho	10 856	9 750	1 105
	agosto	5 760	5 141	620
	setembro	10 247	9 145	1 102
	outubro	8 480	7 512	968
	novembro	9 413	8 238	1 175
	dezembro	5 348	4 656	692

A diferença de valores entre as remunerações é uma constante ao longo do ano explorativo, sendo que o cálculo segundo o Decreto-Lei 225/2007 obtêm-se valores superiores aos faturados, esta diferença vai dos 620 aos 1 387 €/mês. Correspondendo a faturação efetiva a valores entre os 87% e 90%, da calculada segundo o Decreto-Lei 225/2007.

## ESTABELECIMENTO DA EQUAÇÃO DE REMUNERAÇÃO CORRIGIDA.

Neste ponto, será estabelecida a equação remuneratória que mais aproxima a metodologia de cálculo á faturação da produção elétrica obtida através do sistema de cogeração, para o ano exploratório.

Numa primeira fase será apresentada a metodologia utilizada para a correção da equação de cálculo da remuneração segundo o Decreto-Lei 225/2007. E, posteriormente será estabelecida a equação de remuneração corrigida, com um novo fator adicionado, o coeficiente de correção ( $\alpha$ ).

### Coeficiente de correção

O coeficiente de correção resulta da necessidade de adaptação dos valores calculados, através da Equação 33, ao rendimento económico que é efetivamente faturado. Apesar de não existir informação quanto á utilização do fator de correção na equação, ao estudar as diferentes parcelas da mesma, notou-se que ao modificar a remuneração por via da parcela variável (PV) seria possível esta correção. Estando o fator de correção necessário, correlacionado inversamente com a parcela de energia produzida no horário de Ponta e Cheia, como se pode observar pela análise da Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Remuneração corrigida com a introdução do fator  $\alpha$  por via da parcela variável

Parâmetro	Diferença entre a remuneração calculada segundo o Decreto-Lei 225/2007 e faturada	Remuneração via parcela variável calculada	Fator de correção via parcela variável ( $\alpha$ )	$\frac{ECR_{pc,m}}{ECR_m}$
<b>Expressão de resultados</b>	€	€		
janeiro	1 051	2 806	63%	99,5%
fevereiro	1 241	3 295	62%	99,8%
M março	895	2 397	63%	99,3%
E abril	1 387	4 295	68%	92,7%
S maio	1 309	4 247	69%	90,8%
S junho	1 264	4 161	70%	90,2%
D julho	1 105	3 695	70%	89,7%
E agosto	620	1 975	69%	91,5%
2 setembro	1 102	3 491	68%	91,7%
0 outubro	968	2 897	67%	94,1%
1 novembro	1 175	3 212	63%	98,3%
8 dezembro	692	1 836	62%	99,8%

A relação entre o fator de correção de remuneração e a fração de energia produzida no horário de Pico e Cheia, está esboçada no gráfico ilustrado na Figura 4.37.

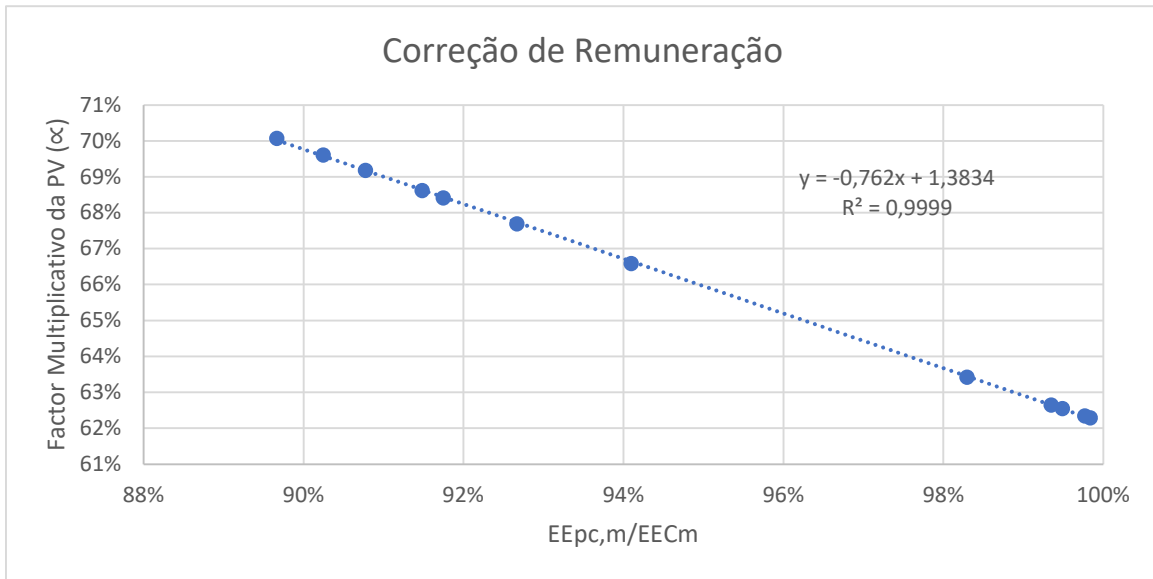


Figura 4.37: Correção da remuneração proveniente da cogeração de biogás

A relação linear apresentada na Figura 4.37 é caracterizada por um  $R^2=0,9999$ , ou seja, apresenta um erro muito reduzido. O cálculo do fator de correção ( $\alpha$ ) recorrendo a esta metodologia, considerando a fração de energia cedida a RESP no horário de ponta e cheia, consegue de forma representativa a correção da faturação obtida pela equação remuneratória estabelecida pelo Decreto-Lei 225/2007 para a efetivamente ocorrida.

Deste modo,  $\alpha$  é dado pela seguinte Equação 9:

$$\alpha = -0,762 \times \frac{ECR_{pc,m}}{ECR_m} + 1,3834 \quad (9)$$

Onde:

- $\alpha$  : Coeficiente de correção, adapta a remuneração obtida segundo o Decreto-Lei 225/2007 á obtida pela ETAR em 2018.

Sendo a equação de remuneração corrigida dada pela Equação 10:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m \times \alpha + PA(VRD)_m \times Z] \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{1-LEV} \quad (10)$$

#### 4.2.1.1. Influência do horário de venda na remuneração

A remuneração da produção de energia elétrica, conseguida através da cogeração de biogás, é dependente de diversos fatores, sendo o peso destes de difícil identificação, no preço final da energia produzida. Na elaboração do cálculo da remuneração, adicionou-se um novo fator,  $\alpha$ , tendo este estabelecido uma nova influência do horário da produção elétrica, pois é obtido através da fração de energia produzida no horário de ponta e cheia. Deste modo, torna-se importante aferir a influência do horário de produção na remuneração, estando esta relação demonstrada na Figura 4.38. Para esta análise, anulou-se efeitos de fatores externos na remuneração, como é o caso do IPC, sendo este considerado igual ao de referência, e da quantidade de energia produzida, sendo esta considerada 1 MWh/mês.

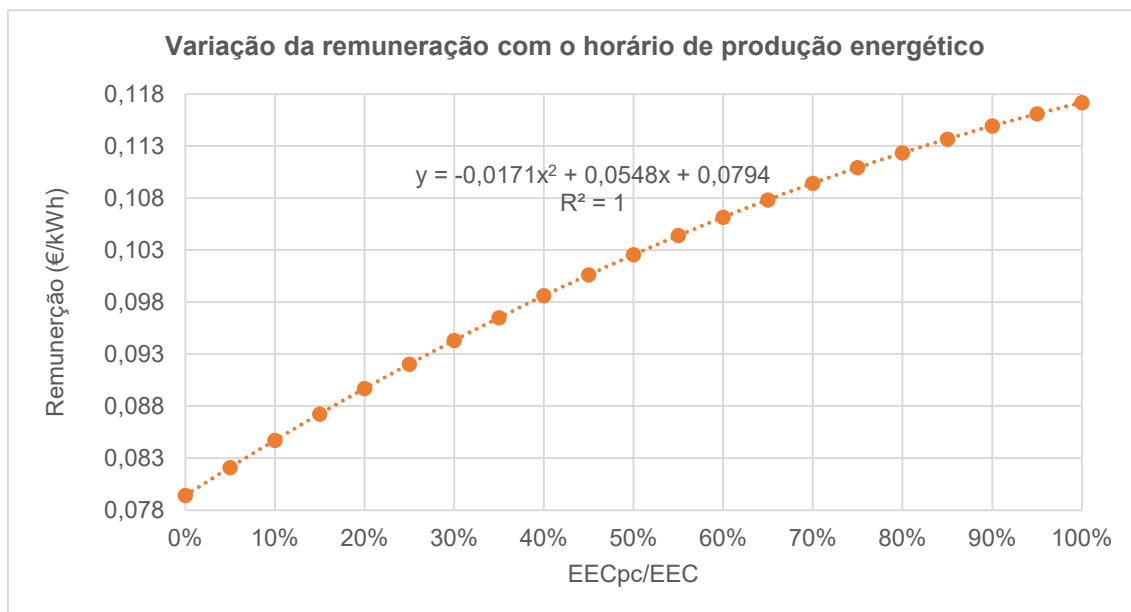


Figura 4.38: Variação da remuneração da cogeração de biogás na ETAR do Barreiro/Moita com o horário de produção energético

A remuneração específica pode aumentar no máximo 48% com a alteração do horário de produção, valor independente da produção de energia elétrica. Sendo mínimo o rendimento económico quando a produção é feita totalmente nas horas de vazio, e alcançando o máximo quando esta é realizada no horário de pico e cheia.

#### 4.2.1.2. Metodologia de cálculo remuneratório da DA para os cenários analisados.

A metodologia de cálculo das remunerações da DA para os cenários analisados, seguirá a Equação 10. Parte dos fatores utilizados nas diferentes equações deste subtópico, são fixos durante todo ano, apresentando os valores relatados na Tabela 4.5. Por outro lado, existem parâmetros distintos mensalmente, sendo estes o horário de produção elétrica, e o  $IPC_{m-1}$ , referente ao mês analisado.

#### Índice de preço no consumidor (IPC)

O valor da remuneração é atualizado através do índice de preços no consumidor, sendo o valor relativo ao mês anterior para o parâmetro ( $IPC_{m-1}$ ) ponderado na equação remuneratória, apresentando variabilidades entre os diferentes meses. Tendo em conta que o intervalo de previsão se fixa em 15 anos exploratórios, a equação remuneratória deverá apresentar maleabilidade neste âmbito.

De forma a modelizar os ganhos futuros da DA, estudou-se a variação do  $IPC_{m-1}$ , ao longo dos últimos 5 anos, de 2014 a 2028, estando apresentados na Figura 4.39. A recolha de dados relativos ao fator de atualização foi realizada na plataforma do Instituto Nacional de Estatística (INE).

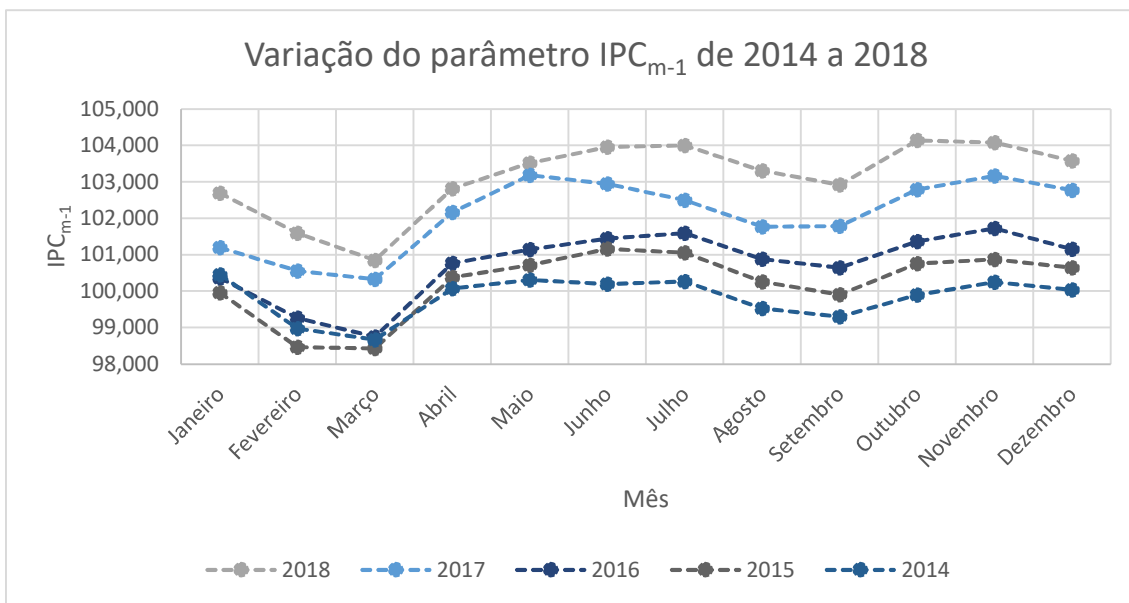


Figura 4.39: Variação do parâmetro  $IPC_{m-1}$  de 2014 a 2018 (INE, 2019).

O  $IPC_{m-1}$ , apresenta uma variação anual similar para os anos analisados, existindo um decréscimo do fator de novembro a março e de julho a setembro, por outro lado, os aumentos do parâmetro verificam-se nos restantes intervalos mensais. Em termos anuais, existe um aumento do fator, resultando no acréscimo da tarifa paga pela produção energética.

Por forma a identificar a variação anual do fator, eliminando a influência de anos anteriores. Tomou-se em consideração que o valor do  $IPC_{m-1}$  referente a dezembro do ano anterior seria de 100, aplicando o fator de atualização respetivo de cada mês para o restante ano. O que tornou possível construir uma variação típica, através da realização da média aritmética do parâmetro para os diferentes meses. Na Figura 4.40 ilustra-se a variação deste fator.

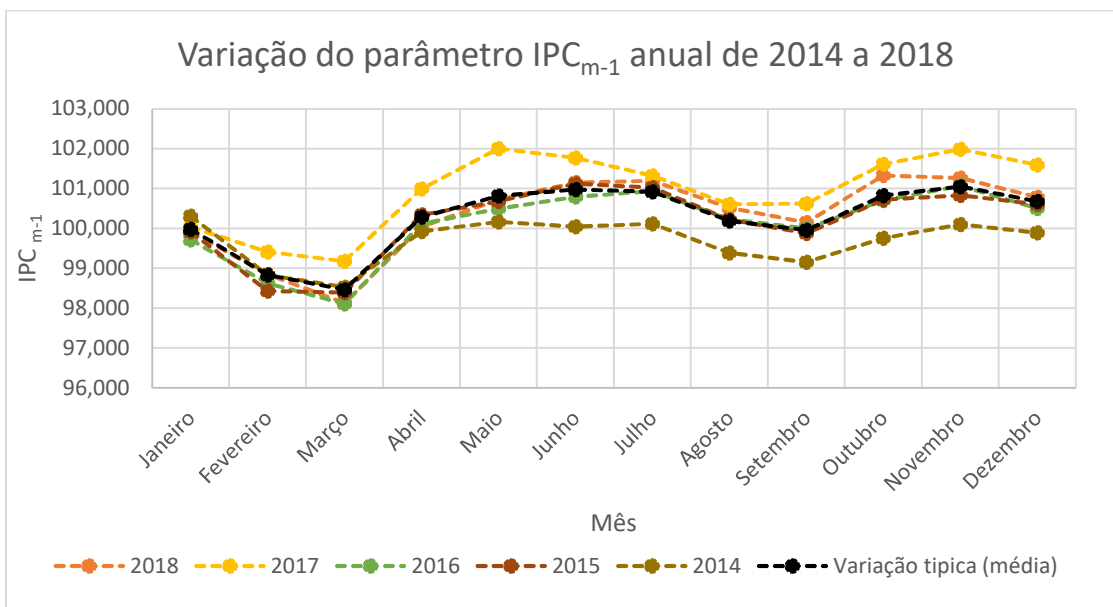


Figura 4.40: Variação do parâmetro  $IPC_{m-1}$  anual de 2014 a 2018 (INE, 2019).

Os anos de 2015, 2016 e 2018, seguem variações anuais para o parâmetro  $IPC_{m-1}$  similares, bastante próximas dos valores da variação típica. Por outro lado, o ano de 2014, apresenta valores para o parâmetro mensais mais baixos a partir do mês de abril, terminando o ano com



um valor de 99,89, o que é indicativo de uma diminuição do parâmetro ao longo do ano. Já o ano de 2017, destaca-se pelo contrário, existindo valores mensais mais elevados para o parâmetro a partir de janeiro, terminado o ano com um valor de 101,59. A nível anual, a variação típica, obtida através da média, apresenta  $IPC_{m-1}$  relativo ao mês de dezembro de 100,68, ou seja, há um aumento anual médio para o parâmetro de 0,68%.

Recorrendo a variação típica do parâmetro, construiu-se um fator de atualização típico para o mesmo representado na Tabela 4.10, que adapta os valores do mesmo ao ano e mês analisado.

Tabela 4.10: Variação média mensal do  $IPC_{m-1}$  de 2014 a 2018

Parâmetro	Fator de Atualização ( $IPC_{m-1}$ )
Janeiro	99,98%
Fevereiro	98,85%
Março	99,63%
Abril	101,85%
Maio	100,53%
Junho	100,16%
Julho	99,94%
Agosto	99,28%
Setembro	99,77%
Outubro	100,86%
Novembro	100,23%
Dezembro	99,63%

Tendo em conta os fatores de atualização mensais relatados na Tabela 4.10, o cálculo do índice  $IPC_{m-1}$  baseia-se na Equação 11, sendo que para o caso de estudo o valor do parâmetro para dezembro de 2018 é de 103,578, sendo os valores mensais posteriores obtidos consequentemente.

$$IPC_{m-1} = IPC_{m-2} \times \text{Factor de Atualização}_m(IPC_{m-1}) \quad (11)$$

Onde:

- $IPC_{m-2}$ : Índice de preço no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao segundo mês anterior;
- $\text{Factor de Atualização}_m$ : Índice referente ao mês m, que atualiza o  $IPC_{m-2}$  para  $IPC_{m-1}$ .

Como exemplo de cálculo, tem-se o mês de janeiro de 2019 ( $IPC_{m-1}$ ). O cálculo proceder-se-ia da seguinte forma:

$$IPC_{\text{dezembro}-1} = IPC_{\text{janeiro}-2} = 103,578$$

$$\text{Factor de Atualização}_{\text{janeiro}}(IPC_{m-1}) = 99,98\%$$

$$IPC_{\text{janeiro}-1} = 103,578 \times \frac{99,98}{100} = 103,559$$

### Horário de produção de energia elétrica

O horário de produção de energia elétrica, como já foi referenciado apresenta um peso significativo na tarifa remuneratória. Contudo, para o estudo efetuado, este aspeto não é a prioridade, optando-se por dar liberdade ao horário de funcionamento da cogeração, o que poderá fazer com que haja uma diminuição das oscilações do valor da temperatura no interior do digestor, visto que a produção de biogás pode diminuir e, até parar ao existir uma variação na ordem dos 5°C ( Wang et al., 2019). No caso de estudo a quantidade de energia cedida no horário de vazio anualmente foi de 6%, existindo quatro meses onde atingiu valores inferiores a 1%. Este horário remuneratório durante os dias de semana, período de maior representatividade, fixa-se da meia-noite às 7 horas da manhã, altura onde as temperaturas ambientes são mais baixas. Se juntarmos a este facto que o aquecimento do digestor é feito através da cogeração, e a influência da temperatura externa na de operação da DA, analisada no 4.1.3.1, podemos concluir que o digestor deverá atingir variações de temperaturas por vezes superiores aos 5°C, o que poderá consumir uma perda de rendimento do sistema de DA.

Por outro lado, ao abordar-se o horário de venda da energia elétrica sem prioridade económica, estar-se-á a ser restritivo relativamente ao retorno económico. Pois não se estará a imputar um aumento da produção de biogás, e as tarifas remuneratórias da produção elétrica serão menores que as do ano explorativo de 2018.

Segundo os horários remuneratórios da Tabela 4.3, a quantidade de horas semanais de ponta e cheia assim como as de vazio são indiferentes ao período de hora legal de inverno e verão, sendo estas 144 e 83 horas, respetivamente, pelo que esta consideração baseia-se na probabilidade de produção elétrica nos horários remuneratórios respetivos.

Deste modo, a quantidade de energia cedida nos diferentes horários é calculada através das Equações 12 e 13, respetivamente:

$$ECR_{pc,m} = ECR_m \times \frac{63,4}{100} \quad (12)$$

$$ECR_{v,m} = ECR_m \times \frac{36,6}{100} \quad (13)$$

### Simplificação da equação remuneratória seguindo os pressupostos

#### Fator KMHO

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}}{ECR_m}$$

$$KMHO_m = \frac{1,25 \times \left( ECR_m \times \frac{63,4}{100} \right) + 0,65 \times \left( ECR_m \times \frac{36,6}{100} \right)}{ECR_m} = 1,03$$

#### Parcela Fixa

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,med} \times POT_{med,m}$$

$$PF(VRD)_m = \frac{5,44\text{€}}{\text{kWh}} \times \frac{ECR_m}{0,8 \times 24 \times 30 \times 619} \times \frac{ECR_m}{24 \times 30} = 2,2 \times 10^{-8} \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times ECR_m^2$$

### Parcela Variável

$$PV(VRD)_m = 0,036 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times ECR_m$$

### Coeficiente de Correção

$$\alpha = -0,762 \times \frac{ECR_{pc,m}}{ECR_m} + 1,3834$$

$$\alpha = -0,762 \times \frac{\left( ECR_m \times \frac{63,4}{100} \right)}{ECR_m} + 1,3834 = 0,9003$$

### Parcela Ambiental

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m$$

$$PA(VRD)_m = 0,00002 \frac{\text{€}}{\text{g}} \times 370 \frac{\text{g}}{\text{kWh}} \times ECR_m = 7,4 \times 10^{-3} \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times ECR_m$$

### Coeficiente Z

$$Z = 9,2$$

### Índice de preço no consumidor (IPC)

$$IPC_{m-1} = IPC_{m-2} \times \text{Factor de Atualização}_m$$

$$IPC_{ref} = 100,146$$

### Índice que avalia as perdas evitadas nas redes

$$LEV = 0,035$$

## 4.2.2. Remuneração económica da produção fotovoltaica

### 4.2.2.1. Regime de UPAC

A remuneração, ou ganhos monetários, poderá ser calculada através da Equação 2, sendo o OMIE a única parcela da equação a definir para o período estudado, visto este ser variável. Na Tabela 4.11 estão representados os valores relativos preço médio diário do OMIE, no ano 2018, para Portugal.

Tabela 4.11: Preço médio diário do operador do mercado ibérico de energia (OMIE, 2019)

Meses	Valor médio mensal do OMIE em 2018 (€/MWh)
Janeiro	51,63
Fevereiro	54,98
Março	39,75
Abril	42,66
Mai	55,08
Junho	58,48
Julho	61,84
Agosto	64,29
Setembro	71,3
Outubro	65,38
Novembro	62,01
Dezembro	61,87

De modo a prever o OMIE referente ao período de investimento, foi efetuada uma relação entre este fator, nos anos de 2012 e 2018, traduzindo-se na Equação 14.

$$Fator\ de\ atualização\ (OMIE) = \left( \frac{OMIE_{médio,2018}}{OMIE_{médio,2012}} \right)^{\frac{1}{2018-2012}} - 1 \quad (14)$$

Onde:

- *Fator de atualização (OMIE)*: Fator médio de variação anual, do preço médio diário do OMIE;
- $OMIE_{médio,2018}$ : Valor médio do OMIE mensal, no ano 2018, que é de 57,45€/MWh;
- $OMIE_{médio,2012}$ : Valor médio do OMIE mensal, no ano 2012 que é de 44,78 €/MWh.

Resultando:

$$Fator\ de\ atualização\ (OMIE) = 4,24\%$$

O valor do fator de atualização do OMIE, para o intervalo temporal estudado foi de 4,24%, ou seja, em média existiu um aumento médio anual para o preço da energia desta importância. De forma a contemplar nos cálculos da tarifa de venda esta tendência, tomou-se a seguinte metodologia de cálculo ilustrada na pela Equação 15.

$$OMIE_{m,a} = (Fator\ de\ atualização\ (OMIE) + 1)^{a-2018} \times OMIE_{m,2018} \quad (15)$$

Onde:

- $OMIE_{m,a}$ : Preço médio diário do OMIE, para Portugal, no mês 'm' do ano 'a', (€/MWh)
- $OMIE_{m,2018}$ : Preço médio diário do OMIE, para Portugal, no mês 'm' do ano 2018, (€/MWh);
- "a": Ano referente à contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Ao seguir-se esta metodologia de cálculo considera-se que a variação do OMIE ao longo do ano explorativo seguirá os valores de 2018. Sendo adicionado um valor constante de 4,24% ao

parâmetro de ano para ano. Pelo que a expressão utilizada para a previsão de rendimentos económicos provenientes da cedência de energia a RESP, para o caso do regime UPAC, é apresentada na Equação 16.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_{m,a} \times 0,9 \quad (16)$$

#### 4.2.2.2. Regime de UPP

Para a instalação fotovoltaica em regime UPP considerou-se os seguintes aspetos para o cálculo remuneratório:

- **Acesso ao regime remuneratório:**
  - Categoria II: instalação de uma UPP, mais uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos.
- **Remuneração:**
  - A tarifa remuneratória de referência estabelecida para UPP de categoria II, em vigor é de 105 €/MWh;
  - Peso da tarifa remuneratória, para o caso de aproveitamento solar: 100%;
  - Desconto oferecido tarifa a considerar, 1%.

A remuneração, ou ganhos monetários, poderá ser calculada através da Equação 17.

$$R_{UPP,m} = E_{fornecida,m} \times T_{ref,II} \times P_{solar} \times (1 - Desconto) \quad (17)$$

Onde:

- $R_{UPP,m}$ : Remuneração económica, no mês “m” (€/mês);
- $T_{ref,II}$ : A tarifa remuneratória de referência estabelecida para UPP de categoria II (€/MWh);
- $P_{solar}$ : Peso da tarifa remuneratória, para o caso de aproveitamento solar;
- $Desconto$ : Desconto oferecido tarifa.

Assim sendo a tarifa remuneratória para UPP ( $T_{UPP}$ ) para a instalação considerada, seguindo os pressupostos estabelecidos, pode ser calculada de acordo com a Equação 17:

$$T_{UPP} = T_{ref,II} \times P_{solar} \times (1 - Desconto) = 105 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \times 1 \times (1 - 1\%) = 103,95 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Por fim, na Equação 18, apresenta-se a expressão remuneratória utilizada no presente estudo para o caso da instalação solar em regime UPP.

$$R_{UPP,m} = E_{fornecida,m} \times T_{UPP} \quad (18)$$

### 4.2.3. Custos associados ao consumo de energia elétrica

Os custos relativos ao consumo elétrico da ETAR em estudo, foram calculados com base nas faturas elétricas da mesma. Sendo que posteriormente ponderados com uma perspectiva de evolução.

Na Tabela 4.12 estão representados os termos e respetivas tarifas elétricas de consumo consideradas para o caso de estudo. Já na Figura 4.41 é exposto o ciclo horário aplicado aos termos das faturas de consumo elétrico da ETAR.

*Tabela 4.12: Termos das Faturas Elétricas Considerados.*

<b>Termo da fatura elétrica</b>	<b>Tarifa Energética</b>	<b>Expressão de Resultados</b>
<b>Horas de Ponta</b>	0,1210	€/kWh
<b>Horas de Cheia</b>	0,1038	€/kWh
<b>Horas de Vazio Normal</b>	0,0735	€/kWh
<b>Horas de Super Vazio</b>	0,0661	€/kWh
<b>Potência (Horas de Ponta)</b>	0,1949	€/kW
<b>Imposto sobre consumo total de eletricidade</b>	0,001	€/kWh



Figura 4.41: Ciclo diário tetra-horário aplicado ao consumo de energia elétrica na ETAR do Barreiro/ Moita

Não foi considerado o valor incrementado pelo IVA pois este poderá ser esbatido de diversas formas pela empresa detentora da ETAR. Por outro lado, de modo a prever a evolução do preço da energia elétrica consumida, foi tomado em consideração um aumento anual do mesmo. O caso de estudo é um consumidor sem habitação, logo a variação do IPC abordada no ponto 4.2.1.2, é aplicável, tendo esta consumado um aumento anual médio 0,68%, para os cinco anos estudados. Desta forma o cálculo relativo aos custos mensais, dos anos posteriores a 2018, será feito de acordo com a Equação 19.

$$Custo E.E_{m,a} = (C.Imposto_{m,a} + C.Pp_{m,a} + \sum (Tarifa_h \times Consumo_{RESP,h,m,a})) \times 1,0068^{a-2018} \quad (19)$$

Onde:

- $Custos E.E_{m,a}$ : Custo mensal da energia elétrica proveniente da RESP, no mês "m", do ano "a" (€/mês);
- $C.Imposto_{m,a}$ : Custo mensal da energia elétrica via imposto sobre o consumo total, no mês "m", do ano "a" (€/mês);
- $C.Pp_{m,a}$ : Custo no mês "m", do ano "a", referente á potência nas horas de ponta (€/mês).
- $Tarifa_h$ : Tarifa correspondente á hora remuneratória "h" (€/kWh);
- $Consumo_{RESSP,h,m,a}$ : Consumo total de energia proveniente da RESP, na hora remuneratória "h", no mês "m", do ano "a" (kWh/mês);
- "a": Ano correspondente ao consumo elétrico analisado;
- "h": Hora remuneratória, tomará os valores relativos as horas de ponta, cheio, vazio norma e super vazio;

$$C.Imposto_{m,a} = Tarifa_{Imposto} \times Consumo_{RESP,m,a} \quad (20)$$

$$C.Pp_m = Tarifa_{p_{hp}} \times \frac{Consumo_{RESSP,p,m,a}}{hp_{m,a}(c/consumo)} \quad (21)$$

Onde:

- $Tarifa_{Imposto}$ : Tarifa correspondente ao imposto, com incidência sobre o consumo total de eletricidade (€/kWh);
- $Consumo_{RESSP,m,a}$ : Consumo total de energia proveniente da RESP, no mês "m", do ano "a" (kWh/mês);
- $Tarifa_{p_{hp}}$ : Tarifa correspondente á potência nas horas de ponta (€/kW);
- $Consumo_{RESSP,p,m,a}$ : Consumo total de energia proveniente da RESP, no mês "m", do ano "a", nas horas de ponta (kWh/mês);
- $hp_{m,a}(c/consumo)$ : Horas de ponta onde existe consumo de energia proveniente da RESP, no mês "m", do ano "a" (h);



### 4.3. Metodologia de elaboração dos cenários

Os objetivos da elaboração de diferentes cenários de exploração da ETAR, passam pela avaliação de diferentes panoramas de consumos e produção energética, pelo que a metodologia efetuada para a elaboração destes terá de apresentar flexibilidade para a quantidade de SST tratados, temperatura de operação da DA e produção de energia fotovoltaica.

#### 4.3.1. Carga de entrada

Devido a fiabilidade de dados, só existem valores de cargas tratadas obtidas através das análises efetuadas na ETAR para nove meses do ano, sendo necessário estabelecer valores para os restantes três, para que seja possível fazer previsões anuais. Por esta razão, a carga de SST tratados foi extrapolada através da porção que chegou a DA nos restantes meses.

No ano 2018, 60,34% da carga de SST tratados na ETAR chegaram á DA, considerando os meses onde as amostragens ao efluente de entrada foram consideradas representativas. Deste modo a carga de entrada nos três meses, é calculada segundo a Equação 22.

$$SST_{E,m} = \frac{SST_{DA,m}}{60,34\%} \quad (22)$$

Onde:

- $SST_{E,m}$ : Carga tratada na ETAR, no mês m, correspondendo este a março, abril ou junho (tSST);
- $SST_{DA,m}$ : Carga alimentada a DA, no mês m, correspondendo este a março, abril ou junho (tSST).

Posteriormente, adicionou-se os valores resultantes da Equação 22, aos verificados para os restantes meses no ano de 2018. Por forma a tornar as cargas tratadas mensalmente na ETAR em valores adimensionais e, para facilitar a posterior adaptação a cenários de aumento de parâmetro anual, calculou-se o peso de cada mês. Na Tabela 4.13 estão representadas as cargas consideradas representativas tratadas pela ETAR no ano 2018 e as consideradas pelo modelo imposto.

Deste modo a carga tratada na ETAR é calculada pela Equação 23.

$$SST_{E,a,m} = SST(Modelo)_{E,m} \times SST_{E,a} \quad (23)$$

Onde:

- $SST_{E,a,m}$ : Carga tratada na ETAR, no mês m, do ano a (tSST);
- $SST(Modelo)_{E,m}$ : Proporção de carga tratada na ETAR no mês m, em relação a total anual;
- $SST_{E,a}$ : Carga tratada na ETAR no ano a (tSST);

Tabela 4.13: Cargas tratadas na ETAR mensalmente nos cenários desenvolvidos

Parâmetro	Ano 2018		Modelo	
	Carga Tratada	Carga Alimentada à DA	Carga tratada em 2018	Carga mensal dos cenários
<b>Simbologia</b>	$SST(Modelo)_{E,m}$			
<b>Expressão de resultados</b>	t SST	t SST	t SST	Fração do total anual
<b>Janeiro</b>	296	138	296	12%
<b>Fevereiro</b>	290	138	290	12%
<b>Março</b>	-	67	111	5%
<b>Abril</b>	-	203	290	12%
<b>Mai</b>	246	117	246	10%
<b>Junho</b>	-	94	155	6%
<b>Julho</b>	161	116	161	7%
<b>Agosto</b>	106	65	106	4%
<b>Setembro</b>	185	146	185	8%
<b>Outubro</b>	214	129	214	9%
<b>Novembro</b>	133	126	133	6%
<b>Dezembro</b>	211	136	211	9%
<b>Total</b>	1841	1446	2397	

#### Carga tratada anualmente na ETAR ( $SST_{E,a}$ )

Ao longo da presente dissertação foram estudados cenários onde se consideram as entradas na ETAR constantes, ou seja, a carga anual tratada regista o valor de 2 397 tSST. Contudo, serão também analisados outros cenários, onde será estimado o efeito de um aumento de carga de entrada gradual ao longo dos anos. Para a elaboração destes, teve-se em conta os valores esperados para o ano de 2035, Horizonte de Projeto (HP), expressos na memória descritiva do projeto da presente ETAR, representados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Características do efluente consideradas para o HP da ETAR

Parâmetro	HP (2035)	Expressão de Resultados
<b>Caudal de Efluente</b>	23 725 000	m <sup>3</sup> /ano
<b>Concentração de SST no Efluente</b>	270	mg/l

Deste modo, tem-se um ponto de partida comum para os cenários, a carga de entrada no ano de referência. Tendo de se perspetivar, o grau de obtenção da carga esperada para o HP, e o modo de aumento da mesma. Na Tabela 4.15 estão expressas as cargas de entradas totais anuais, para o ano de referência e as esperas para o HP.

Tabela 4.15: Carga tratada na ETAR em 2018 e no HP da ETAR

Parâmetro	Referencia (Modelo para 2018)	HP (2035)
<b>Carga de SST presente no efluente recebido (kg/ano)</b>	2 397 094	6 405 750

Atendendo à diferença de valores entre carga de entrada total do ano de referência, e o esperado para data do HP, foram calculados três diferentes graus de obtenção desta: 25%, 50%, 75% e 100%. Projetaram-se então, três tipos de aumento da carga de entrada como uma função linear, representada na Figura 4.42; como uma função exponencial, representada na Figura 4.43; e como uma função logarítmico, representada na Figura 4.44.

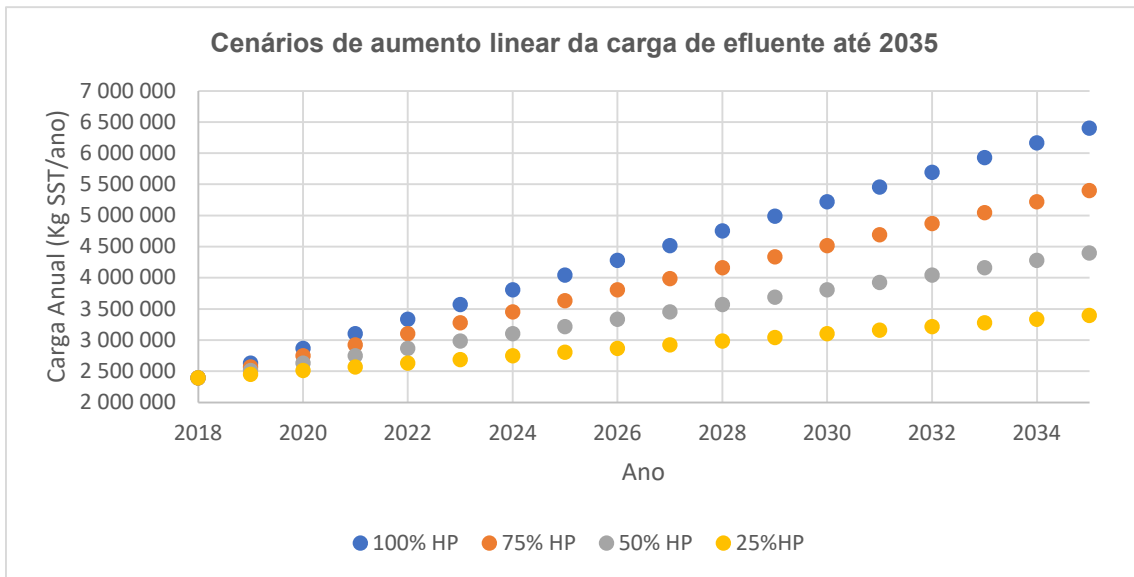


Figura 4.42: Cenários de aumento linear da carga de efluente até 2035

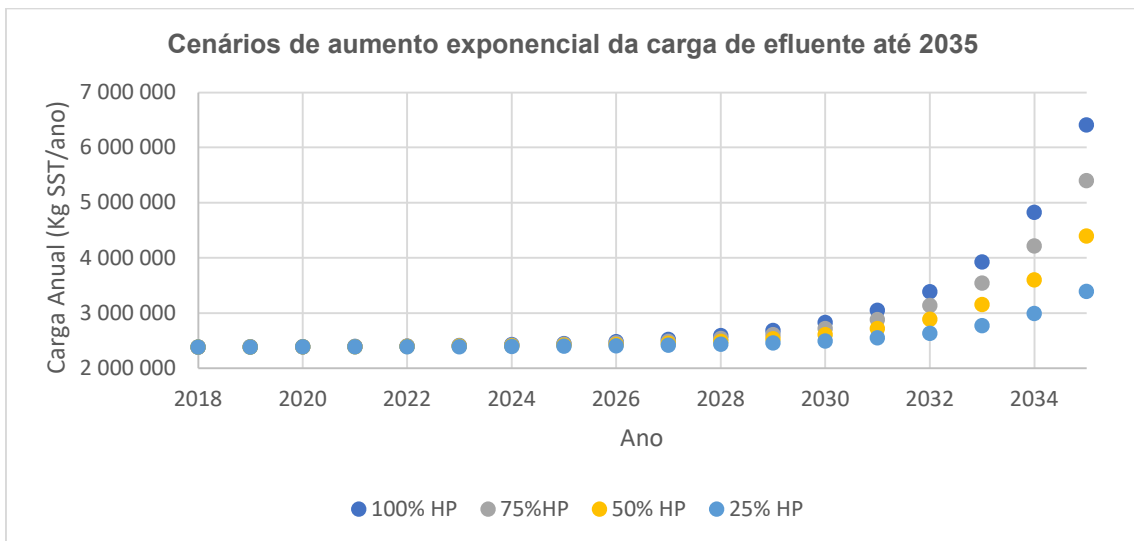
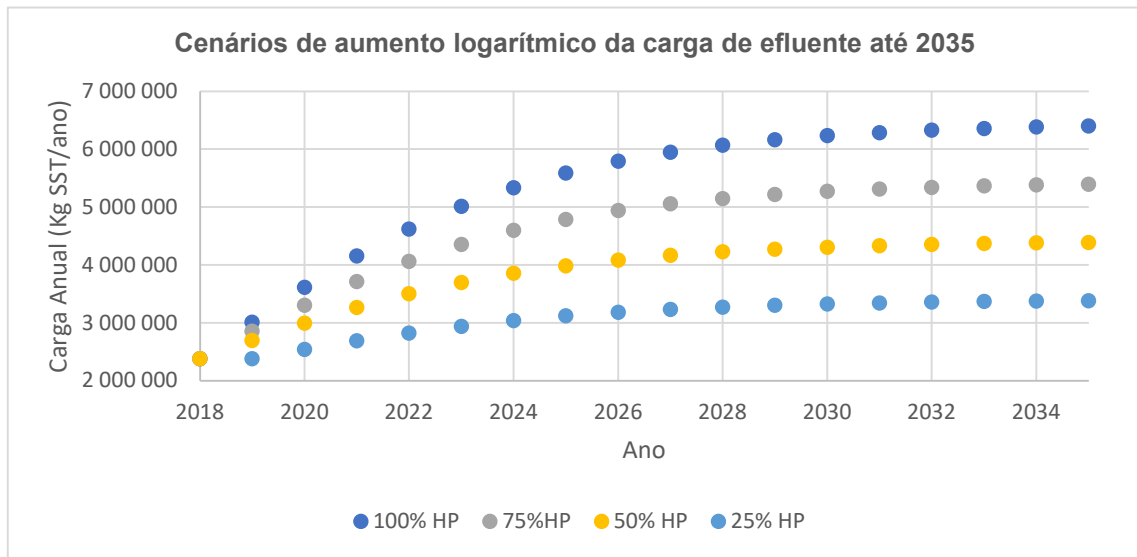


Figura 4.43: Cenários de aumento exponencial da carga de efluente até 2035



*Figura 4.44: Cenários de aumento logarítmico da carga de efluente até 2035*

### 4.3.2. Digestão Anaeróbia

O processo de DA, irá ser modelado de forma a se adaptar tanto aos aumentos de carga tratada bem como atendendo às diferentes temperaturas de operação da DA. Na Tabela 4.16 estão representados os parâmetros e respetivos valores associados para elaboração dos diferentes cenários da DA.

A fração de SST que chega a DA, da carga mássica tratada mensalmente na ETAR, tomará os valores relativos a 2018, visto esta ser dependente das características do resíduo recebido, e estas não apresentarem uniformidade ao longo do ano explorativo. Esta metodologia foi aplicada também à concentração de SSV nas lamas de alimentação e temperatura do ar, pelos mesmos motivos.

Por outro lado, a relação SSV/SST nas lamas de alimentação da DA apresenta pouca variação, como verificado no ponto 4.1.3.2, pelo que se tomou como valor para o parâmetro a sua média em 2018, 84,37% (m/m).

Em relação à produção específica de biogás por massa de SSV removido durante a DA, apesar de apresentar variabilidade ao longo do ano explorativo, a regressão linear que melhor se adapta aos valores ilustrados na Figura 4.21, conduziria a que as produções totais mensais de biogás fossem bastante próximas, o que não é representativo da situação registada no ano de referência, visível na Figura 4.19, daí ter-se utilizado o valor médio anual para o parâmetro,  $0,86 \pm 0,33 \text{ m}^3/\text{kgSSV}$ .

*Tabela 4.16: Parâmetros considerados e respetivos valores associados para os cálculos relativos a elaboração de cenários de DA.*

Discrição do parâmetro	Temperatura ambiente	Quantidade de SST alimentados à DA, valores relativos ao sucedido no ano 2018	Relação SSV/SST nas lamas de alimentação da DA	Concentração de SSV nas lamas de alimentação	Produção específica de biogás por massa de SSV removido durante a DA
Forma de obtenção de valores	Ano 2018	Ano 2018	Média de 2018	Ano 2018	Média de 2018
Símbolo	Temp. Ar	SST. DA(Modelo) <sub>m</sub>	Entrada DA $\left(\frac{SSV}{SST}\right)$	[SSV <sub>m</sub> ]	ProdEsp. Biogás
Expressão de Resultados	°C	da quantidade tratada na ETAR	m/m	g/L	m <sup>3</sup> /kgSSV
Janeiro	11,2	46,78%	84,37%	15,34	0,86
Fevereiro	10,5	47,64%		16,69	
Março	12,3	60,34%		11,67	
Abril	13,8	60,34%		18,70	
Maio	16,5	47,46%		13,87	
Junho	19,5	60,34%		10,97	
Julho	20,9	71,89%		13,50	
Agosto	24,1	61,38%		12,30	
Setembro	23,2	79,13%		16,30	
Outubro	18	60,20%		14,20	
Novembro	13,2	94,82%		13,26	
Dezembro	11,3	64,42%		16,63	

### Temperatura de Operação da DA, em °C (*Temp. DA*):

A temperatura de operação da DA como já foi verificado no ponto 4.1.3.3 é dependente da temperatura externa. Por forma a ser estabelecida a influência dos problemas operacionais relativos ao aquecimento das lamas, recorreu-se às relações lineares apresentadas na Figura 4.13 para o cálculo das temperaturas de operação da DA, em função da temperatura do ar, onde os seus valores mensais estão relatados na Tabela 4.16, conforme apresentado em seguida:

Temperatura de dimensionamento:

$$Temp. DA = 35^{\circ}C$$

A Equação 24. ilustra as condições operacionais desenvolvidas sem problemas operacionais de aquecimento (*Temp. DA (S/ problemas)*):

$$Temp. DA (S/ problemas) \begin{cases} = Temp. Ar \times 0,7991 + 19,108 & , se Temp. Ar \leq 19,9^{\circ}C \\ = 35^{\circ}C & , se Temp. Ar \geq 19,9^{\circ}C \end{cases} \quad (24)$$

Quando ocorreram problemas operacionais de aquecimento (*Temp. DA (C/ problemas)*), a expressão para a obtenção desta, foi obtida pela relação linear que adaptava os valores da temperatura da DA quando esta era inferior a 35°C aos da temperatura do ar. A metodologia de cálculo é apresentada na Equação 25.

$$Temp. DA (C/ problemas) \begin{cases} = Temp. Ar \times 0,7433 + 19,363 & , se Temp. Ar \leq 21^{\circ}C \\ = 35^{\circ}C & , se Temp. Ar \geq 21^{\circ}C \end{cases} \quad (25)$$

### Alimentação de SST ao digestor

A carga mássica de SST de alimentação do digestor, no mês *m*, por forma ao modelo se aproximar o mais possível da realidade, foi considerado que as percentagens de SST dos tratados mensalmente que chegam ao digestor anaeróbio (*SST. DA (Modelo)<sub>m</sub>*), tomaram valores iguais ao ano explorativo de 2018, excetuando-se o caso dos meses de março, abril e junho, sendo considerado o valor deste parâmetro de 60,34%. Pelo que, a quantidade de SST alimentada ao digestor (*SST<sub>DA,a,m</sub>*) para a elaboração dos cenários é obtida em função de *SST. DA (Modelo)<sub>m</sub>*, estando os valores respetivos apresentados na Tabela 4.16, e de *SST<sub>E,a,m</sub>*, onde os seus valores são obtidos recorrendo à Equação 23, o que faz com que o parâmetro se calcule recorrendo à Equação 26.

$$SST_{DA,a,m} = SST_{E,a,m} \times SST. DA (Modelo)_m \quad (26)$$

Onde:

- *SST<sub>DA,a,m</sub>*: SST alimentados ao digestor, no mês *m*, do ano *a* (t);

### Quantidade de SSV alimentados ao Digestor ( $SSV_{E,a,m}$ )

Ao ser obtido  $SST_{DA,a,m}$ , subseqüentemente obtêm-se  $SSV_{E,a,m}$ , através de *Entrada DA*  $\left(\frac{SSV}{SST}\right)$ , onde o valor considerado é o registrado na Tabela 4.16. Deste modo,  $SSV_{E,a,m}$  para a elaboração dos cenários explorativos foi calculado recorrendo à expressão apresentado na Equação 27.

$$SSV_{E,a,m} = SST_{D,m} \times \text{Entrada DA} \left( \frac{SSV}{SST} \right) \quad (27)$$

Onde:

- $SSV_{E,a,m}$ : SSV alimentados ao digestor, no mês m, do ano a (t);

### Quantidade de SSV removidos durante a DA.

Analisando a quantidade de SSV removidos durante a DA verificou-se a dependência da concentração de SSV nas lamas de alimentação ( $[SSV_m]$ ) com a temperatura de operação da DA ( $Temp. DA_m$ ), durante o ano exploratório de 2018, de acordo com o exposto no ponto 4.1.3.4. Pelo que, para a elaboração dos cenários recorreu-se à Equação 28 para o cálculo da percentagem de remoção dos SSV durante a DA ( $RemoçãoSSV(DA)_m$ ), a expressão matemática usada resulta das relações lineares estabelecidas na análise do caso de estudo, nos gráficos representados na Figura 4.16e Figura 4.18. Subseqüentemente, após o cálculo de  $RemoçãoSSV(DA)_m$ , obtêm-se a quantidade de SSV removidos mensalmente ( $SSVRemovidos(DA)_{a,m}$ ) pela Equação 29, sendo  $SSV_{E,a,m}$  obtido através da Equação 27.

$$RemoçãoSSV(DA)_m = [SSV_m] \times 0,0223 + 0,0591 + Temp. DA_m \times 0,0101 - 0,3184$$

$$RemoçãoSSV(DA)_m = [SSV_m] \times 0,0223 + Temp. DA_m \times 0,0101 - 0,2593 \quad (28)$$

$$SSVRemovidos(DA)_{a,m} = SSV_{E,a,m} \times RemoçãoSSV(DA)_m \quad (29)$$

Onde:

- $RemoçãoSSV(DA)_m$ : Porção de SSV removidos durante a DA, no mês m (m/m);
- $SSVRemovidos(DA)_{a,m}$ : Quantidade de SSV removidos durante a DA, no mês m, do ano a (t).

### Biogás produzido

Posteriormente à obtenção de  $SSVRemovidos(DA)_{a,m}$ , a quantidade de biogás produzida mensalmente ( $Prod. Biogás_{a,m}$ ) será calculada através da produção específica por quantidade de SSV removidos considerada ( $ProdEsp. Biogás$ ), estando os valores apresentados na Tabela 4.16. deste modo, a quantidade de biogás produzido, foi calculada recorrendo a expressão de acordo com a Equação 30.

$$Prod. Biogás_{a,m} = ProdEsp. Biogás \times SSVRemovidos(DA)_{a,m} \times 1000 \quad (30)$$

Onde:

- $Prod. Biogás_{a,m}$ : Produção de biogás, no mês m, do ano a ( $m^3$ );
- $ProdEsp. Biogás$ : Produção específica de biogás, considerada 0,76 ( $m^3/kgSSVremovidos$ ).

### Qualidade do Biogás

A qualidade média do biogás ( $Biogás[Metano]$ ) apesar de ser pouco variável mensalmente, apresentou uma dependência com a temperatura de operação da DA ( $Temp.DA_m$ ), como verificado no ponto 4.1.3.5. Assim sendo, para o cálculo de  $Biogás[Metano]$ , recorreu-se a relação linear estabelecida pela análise dos dados obtidos no caso de estudo, representada na Figura 4.24, resultando a seguinte apresentada na Equação 31.

$$Biogás[Metano] = 0,0055 \times Temp.DA_m + 0,5075 \quad (31)$$

Onde:

- $Biogás[Metano]$ : Qualidade do biogás, em fração de metano (v/v), no mês  $m$ , do ano  $a$ .



### 4.3.3. Cogeração

A metodologia utilizada para a previsão dos parâmetros associados à cogeração, com vista a elaboração dos distintos cenários explorativos, basearam-se nos valores médios do ano 2018. Neste ponto será prevista a quantidade de metano alimentado à cogeração, a produção de energia elétrica, e a quantidade desta cedida à RESP.

#### Alimentação da cogeração

O principal constituinte energético do biogás é o metano, e por sua vez, o fluxo de alimentação da cogeração é dependente do conteúdo energético do gás sintetizado, como verificado no ponto 4.1.4.1. Da quantidade de biogás total produzido pela DA em 2018, apenas 87% deste chega à cogeração, sendo considerado conseqüentemente, que esta percentagem irá ser igual para o caso do metano. Deste modo, a metodologia empregue para a previsão da quantidade de metano alimentado à cogeração mensalmente (*Metano Alimentado à Cogeração* ( $m^3$ )<sub>a,m</sub>) é dada pela Equação 32, sendo os seus parâmetros: *Prod. Biogás*<sub>a,m</sub> e *Biogás[Metano]*, calculados recorrendo as Equações 30 e 31, respetivamente.

$$\text{Metano Alimentado à Cogeração } (m^3)_{a,m} = \text{Prod. Biogás}_{a,m} \times \text{Biogás[Metano]} \times 87\% \quad (32)$$

#### Produção de energia elétrica

Posteriormente ao calculo de *Metano Alimentado à Cogeração* ( $m^3$ )<sub>a,m</sub>, e considerando que a produção de energia elétrica específica apresentará valores iguais à média de 2018, 3,25 kWh por m<sup>3</sup> de metano, tem-se a Equação 33 que tem como função a previsão da produção elétrica mensal (*Produção de energia elétrica*(kWh)<sub>a,m</sub>).

$$\text{Produção de energia elétrica}(kWh)_{a,m} = \text{Metano Alimentado à Cogeração } (m^3)_{a,m} \times 3,25 \quad (33)$$

#### Fornecimento de Energia Elétrica à REDE

A quantidade de energia elétrica fornecida à RESP no ano de 2018, foi de 94,2% da produzida pela unidade de cogeração, como verificado no ponto 4.1.4.5. Pelo que, para a elaboração dos diferentes cenários explorativos da ETAR foi considerado que a quantidade de energia elétrica fornecida à rede mensalmente (*Energia Elétrica RESP*(kWh)<sub>m,a</sub>) seria calculada através da Equação 34.

$$\text{Energia Elétrica RESP}(kWh)_{m,a} = \text{Produção de energia elétrica}(kWh)_{a,m} \times 94,2\% \quad (34)$$

#### 4.3.4. Consumo de energia elétrica na ETAR

O consumo de energia elétrica na ETAR foi estabelecido com base na relação linear ilustrada na Figura 4.36, que reproduz os dados relativos ao consumo específico mensal (kWh/kgSST tratado), em função da carga média tratada diariamente (tSST/dia), com um  $R^2=0,9896$ . Pelo que, o consumo de energia elétrica (*Consumo de E. Elétrica* $_{ETAR,a,m}$  (kWh)), para os cenários estudados irá ser calculado através da Equação 35, onde o parâmetro  $SST_{E,a,m}$  é obtido pela Equação 23.

$$\text{Consumo de E. Elétrica}_{ETAR,a,m}(\text{kWh}) = \left[ \left( \frac{SST_{E,a,m}}{n^{\circ} \text{ dias}_m} \right)^{-0,961} \times 8,9771 \right] \times SST_{E,a,m} \quad (35)$$

Relativamente ao diagrama de carga, foram adaptados os dados recolhidos das potências de consumo, em intervalos temporais de 15 min, para o ano de 2018. Esta ponderação foi realizada recorrendo ao fator  $F_{a,m}$ , calculado pela Equação 36, que será multiplicado pelo diagrama de carga do mês “m”, do ano 2018, para a obtenção da variação da carga ao longo do respetivo mês “m”, para o ano “a”. Ao se utilizar a presente metodologia, é garantido que o digrama de carga não apresente alterações em relação ao do ano exploratório de 2018, quando não é considerado um aumento da carga tratada na ETAR.

$$F_m = \frac{\text{Consumo de E. Elétrica}_{ETAR,a,m}}{\text{Consumo de E. Elétrica}_{ETAR,2018,m}} \quad (36)$$

### 4.3.5. Dimensionamento do sistema fotovoltaico

#### 4.3.5.1. Modelo de cálculo de produção elétrica através do aproveitamento solar.

Na presente etapa da dissertação, optou-se primeiramente por através de uma folha de calculo “EXCEL” proceder a simulação de uma instalação fotovoltaica para a ETAR do Barreiro/Moita.

No presente ponto, será descrita a metodologia utilizada na presente dissertação, para a projeção da energia produzida através da instalação fotovoltaica. Este tópico, está subdividido, de forma a acompanhar as diferentes etapas do processo e variáveis associadas.

#### POTÊNCIA ELÉTRICA DC

Nesta fase, irá ser demonstrado o método levado a cabo para o cálculo da potência elétrica produzida em corrente contínua, pelos módulos fotovoltaicos. Ao longo dos seguintes subtópicos, serão introduzidos os diferentes fatores influentes sobre a potência de produção, resultando por fim a potência elétrica DC efetiva.

#### Potência Elétrica DC Potencial Máxima

Numa primeira fase, será calculada a potência elétrica DC máxima à saída da instalação fotovoltaica. Esta potência, é apenas dependente da potência do módulo fotovoltaico em *Standard Test Conditions (STC)* e irradiância recebida, sendo este último parâmetro obtido através da plataforma *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)*. Pelo que, a Equação 37, é a utilizada para o cálculo da potência elétrica DC máxima à saída da instalação fotovoltaica (EU, 2019; Masters, 2013).

$$P_{DC, máx}(G) = P_{DC,STC} \times \frac{G}{1000} \quad (37)$$

Onde:

- $P_{DC, máx}(G)$ : Produção potencial máxima do módulo fotovoltaico em função da irradiância (W);
- $P_{DC,STC}$ : Produção do módulo fotovoltaico em condições *STC* (W);
- $G$ : Irradiância total, ou difusa no caso de relativa ao horário de sombreamento (W/m<sup>2</sup>).

#### Potência Elétrica DC Potencial

A potência elétrica DC potencial, irá considerar o efeito que a temperatura da célula fotovoltaica terá sobre o rendimento de conversão energético. O que fará com que esta, para além de ser variável com a irradiância recebida pelo módulo, seja também pela temperatura ambiente. Deste modo, a potência elétrica DC potencial pode ser calculada através da Equação 38 (Masters, 2013).

$$P_{DC}(G, T_a) = P_{DC, máx}(G) \times [1 + \alpha_p (T_{célula}(G, T_a) - T_{célula, STC})] \quad (38)$$

Onde:

- $P_{DC}(G, T_a)$ : Produção potencial do módulo fotovoltaico em função da irradiância e da temperatura ambiente (W);
- $\alpha_p$ : Coeficiente de variação de potência com a temperatura da célula (W/°C);
- $T_{célula, STC}$ : Temperatura da célula fotovoltaica em condições STC (°C).

### Temperatura da Célula Fotovoltaica

A temperatura das células fotovoltaicas, fator influente sobre a produção, varia em função da temperatura ambiente, mas também da irradiância recebida pelas mesmas. Como apenas uma pequena fração da irradiância que atinge um módulo é convertida em energia elétrica, a maior parte dessa energia incidente é absorvida e convertida em calor e refletida. Para ajudar os projetistas de sistemas a responder por mudanças no desempenho da célula com a temperatura, os fabricantes geralmente fornecem um indicador chamado *NOCT* (Temperatura nominal de funcionamento). O *NOCT* é a temperatura da célula em um módulo quando a temperatura ambiente é de 20 °C, a irradiância solar é de 0,8 kW/m<sup>2</sup> e a velocidade do vento é de 1 m/s. Para considerar outras condições ambientais, a temperatura da célula fotovoltaica pode ser calculada através da Equação 39 (Masters, 2013).

$$T_{célula}(G, T_a) = T_a + \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \times G \quad (39)$$

Onde:

- $T_{célula}(G, T_a)$ : Temperatura da célula fotovoltaica em função da irradiância e da temperatura ambiente (°C);
- $T_a$ : Temperatura ambiente (°C);
- *NOCT*: Temperatura da célula em um módulo quando a temperatura ambiente é de 20 °C (°C).

### Potência Elétrica DC Efetiva

Por fim, a potência elétrica efetiva fornecida em corrente contínua pelo módulo, tem em consideração as perdas que ocorrem nos módulos como sujidade, perdas por efeito de Joule, entre outras. Sendo estas, consideradas globalmente de 10% da energia potencialmente produzida, para o presente estudo. Pelo, que poderá ser efetuado cálculo estimativo do valor da potência que é, efetivamente, disponibilizada pelo módulo em corrente contínua, através da Equação 40.

$$P_{DC, OUT}(G, T_a) = P_{DC}(G, T_a) \times (1 - \alpha_1) \quad (40)$$

Onde:

- $P_{DC, OUT}(G, T_a)$ : Potência de saída do módulo fotovoltaico em função da irradiância e da temperatura (W);
- $\alpha_1$ : Perdas globais resultantes de diferenças entre módulos, sujidade e perdas de Joule nos cabos DC.

## POTÊNCIA ELÉTRICA AC

Por forma a transformar a potência elétrica de corrente elétrica contínua, a alternada sinusoidal, irá se recorrer a um ou mais inversores. Desta forma a potência a saída do inversor, é estimada pela Equação 41.

$$P_{AC}(G, T_a) = P_{DC,OUT}(G, T_a) \times \eta_{inversor} \quad (41)$$

Onde:

- $P_{AC}(G, T_a)$ : Potência de saída do inversor (W);
- $\eta_{inversor}$ : Rendimento do inversor.

## ENERGIA PRODUZIDA

Por fim, a energia produzida pela instalação fotovoltaica, é calculada considerando as perdas anuais de produção, fator dependente da idade da mesma. Calcula-se então a energia produzida, multiplicando a potência a saída do inversor pelo intervalo de tempo considerado, e por um fator correspondente a características de aproveitamento, estipuladas para o ano de produção, como demonstrado na Equação 42.

$$E(G, T_a) = P_{AC}(G, T_a) \times \Delta T \times [1 - (\alpha \times n)] \quad (42)$$

Onde:

- $E(G, T_a)$ : Energia produzida (Wh);
- $\Delta T$ : Intervalo de tempo considerado, neste caso 15 minutos (h);
- $\alpha$ : Perda de produção anual, considerada 1%;
- $n$ : Idade da instalação solar fotovoltaica (anos).

#### 4.3.5.2. Características dos equipamentos considerados de produção fotovoltaica.

##### Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico selecionado, JAP60S01-270/SC, estando a sua *datasheet* nos anexos (Datasheet 1), corresponde a um modelo encontrado através de um estudo de mercado, a escolha recaiu sobre este, devido às suas características serem típicas dos utilizados em dimensionamentos de unidades de produção fotovoltaica, tanto ao nível de envergadura, como de performance (potência de pico e rendimento). Na Tabela 4.17, Tabela 4.18 e Tabela 4.19, estão esboçadas as características do módulo considerado.

Tabela 4.17: Características elétricas do módulo fotovoltaico JAP60S01-270/SC em condições STC

Parâmetro	Modulo fotovoltaico considerado	Expressão de resultados
Potência nominal ( $P_{m\acute{a}x}$ )	270	W
Tensão à máxima potência ( $U_{mp}$ )	31,13	V
Corrente à máxima potência ( $I_{mp}$ )	8,67	A
Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ )	9,18	A
Tensão de vazio ( $U_{oc}$ )	38,17	V
Eficiência do módulo ( $\eta$ )	16,5	%

Tabela 4.18: Características de temperatura do módulo fotovoltaico JAP60S01-270/SC em condições STC

Parâmetro	Modulo fotovoltaico	Expressão de resultados
Coefficiente de Temperatura de $I_{sc}$	0,058	%/°C
Coefficiente de Temperatura de $U_{oc}$	-0,330	%/°C
Coefficiente de Temperatura da Potência	-0,4	%/°C
NOCT ( $T_{ambiente}$ : 20°C; G: 800W/m <sup>2</sup> ; Velocidade do vento: 1m/s)	45±2	°C

Tabela 4.19: Características mecânicas do módulo fotovoltaico JAP60S01-270/SC

Parâmetro	Modulo fotovoltaico c
Células fotovoltaicas	Policristalinas 156 mm x 156 mm
Número de células	60 células, 6 x 10 matriz
Dimensões	1650 x 991 x 35 mm

## Inversor

As características do inversor consideradas, apresentam variâncias em duas fases do estudo, principalmente nos custos associados aos mesmos. Visto a primeira fase ter como objetivo fundamental a identificação das necessidades das instalações para os diferentes cenários estudados, as características do equipamento serão baseadas em fatores típicos. E numa segunda fase, onde já foram estabelecidas as necessidades técnicas das instalações a projetar, as características do inversor tomaram os valores relativos aos equipamentos escolhidos.

Considerou-se no início do desenvolvimento das tecnologias de aproveitamento solar, a solução mais atraente para uma instalação deste tipo, passava pela inserção de apenas uma unidade de conversão central DC para AC (inversor central), dimensionada para suportar o sistema gerador total. Posteriormente, devido a avanços na tecnologia de conversão, abandonou-se o conceito do inversor central, principalmente em sistemas de dimensão média, como instalação de vários inversores de pequena dimensão, surgindo assim o conceito de inversores descentralizados (IST-GREENPRO, 2004).

Pelo que os inversores escolhidos para o projeto, após o estudo comparativo entre diversos fabricantes, foram os *Sunny tripower* do fabricante SMA por apresentarem a melhor razão qualidade/preço, adicionando o fato de deterem uma garantia de cinco anos. Estes são conversores DC/AC, auto-comutados e sem transformador, disponibilizando uma ampla gama de potências facilitando a seleção para o projeto em estudo. Deste modo foram estudados os modelos Inversor *Sunny Tripower 5000TL, 7000TL, 8000TL, 10000TL e 12000TL*.

Relativamente a eficiência na conversão da corrente elétrica de DC para AC, tomou o valor típico de 92%, visto no presente estudo serem utilizados vários tipos de inversor para a mesma unidade produtiva fotovoltaica, assim como diferentes configurações de ligação entre painéis, o que iria tornar os cálculos relativos a eficiência das instalações complexos.

### 4.3.5.3. Custos associados à instalação fotovoltaica

Os custos associados às instalações fotovoltaicas considerados passaram por os derivados dos equipamentos: módulo; suporte de módulo; inversor e substituição do mesmo; cabos e aparelhagem de corte e proteção. Também foram considerados os custos operacionais, sendo estes o custo de implementação do sistema e operação e manutenção do mesmo.

Os custos relativos au(s) inversor(es) utilizado(s), foram baseados na média do custo por potência do lado AC, para o conjunto de inversores considerados no presente estudo, estando o preço de cada inversor, assim como o seu custo específico representado na Tabela 4.20.

Para a substituição dos inversores, o custo associado terá influência da garantia dos mesmos, sendo distribuída a quantia igualmente pelos anos de garantia. Ao recorrer a esta metodologia está-se a ser restritivo em relação á remuneração líquida da produção fotovoltaica, pois a garantia é o tempo mínimo de vida dos inversores para que haja gastos por parte da ETAR nos mesmos.

Desta forma foram considerados para a unidade produtiva fotovoltaica considerados foram obtidos através de o estudo de mercado e de considerações, estando estes representados na Tabela 4.21.

Tabela 4.20: Custo dos inversores em estudo (Merkasol, 2019)

Inversor <i>Sunny Tripower</i>	Potência AC (W)	Preço (€)	Preço específico (€/W)
<b>5000TL</b>	5000	1624	0,32
<b>7000TL</b>	7000	1962	0,28
<b>8000TL</b>	8000	2084	0,26
<b>10000TL</b>	10000	2391	0,24
<b>12000TL</b>	12000	2729	0,23

Tabela 4.21: Custos associados á instalação fotovoltaica

Material/Trabalho	Custos	Expressão de Resultados	Fonte
<b>Módulo</b>	127	€/módulo	(Ccbs-energia, 2019)
<b>Suporte de Módulo</b>	20	€/módulo	(Ccbs-energia, 2019)
<b>Inversor</b>	266	€/ kWp	(Merkasol, 2019)
<b>Substituição do inversor</b>	53,2	€/ kWp	(Merkasol, 2019)
<b>Cabos e aparelhagem de corte e proteção</b>	2%	do custo painéis + inversor	Valor típico
<b>Implementação</b>	50%	do custo painéis + inversor	Valor típico
<b>Operação e Manutenção</b>	2%	do Investimento Inicial	(European Commission, 2014)



#### 4.3.5.4. Características da instalação fotovoltaica

O presente estudo tem por objetivo apresentar os prós e contra entre diferentes potências possíveis a serem instaladas dentro do enquadramento das UPAC e UPP. As potências estudadas foram 100 kWp, 200 kWp, 250 kWp, 300 kWp, 400 kWp, 500 kWp, 600 kWp, 700 kWp, 800 kWp, 900 kWp, 930 kWp. A capacidade máxima para o sistema UPAC é limitada pelo Decreto-Lei 153/2014 alínea b do artigo 5º, onde a potência máxima de ligação da unidade de produção não pode ser superior à potência contratada que neste caso é de 930 kW. Já a potência máxima instalada no sistema UPP é de 250 kW, sendo limitada pelo artigo 2º do Decreto-Lei 153/2014, onde a potência máxima de ligação da unidade de produção não pode ser superior à potência de 250kW.

### ZONA DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

#### Disposição dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos estarão orientados a sul, otimizando a produção fotovoltaica, por outro lado a inclinação dos módulos será modelada pela situação que melhor se adapte aos diferentes cenários energéticos estudados para a ETAR.

O distanciamento entre linhas de módulos, será calculado de forma a que não haja sombreamento entre módulos (auto-sombreamento) ao meio dia solar durante o ano, sendo deste modo calculado recorrendo ao ângulo mínimo de incidência solar na superfície ( $\beta$ ), correspondendo este ao solstício de inverno. Pelo que, a distância entre as linhas de módulos ( $d$ ), irá ser dada pela Equação 43, em que as suas variáveis estão representadas no esquema ilustrativo da Figura 4.45.

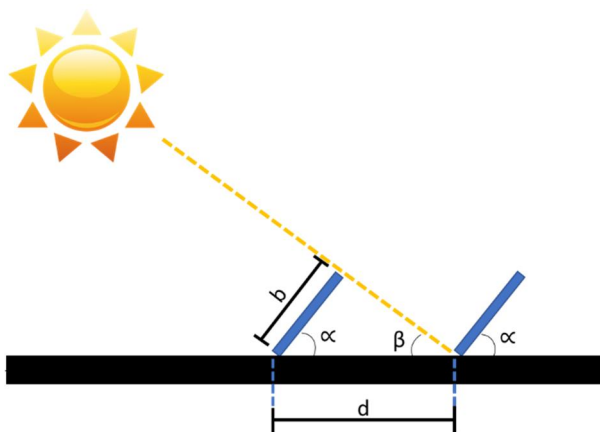


Figura 4.45: Esquema ilustrativo da distância entre módulos.

$$d = b \times \left[ \cos(\alpha) + \frac{\text{sen}(\alpha)}{\tan(\beta)} \right] \quad (43)$$

Onde:

- $d$ : Distância entre o início de cada linha de módulos (m);
- $b$ : Comprimento do módulo (m);
- $\beta$ : Ângulo de incidência solar quando se dá o solstício de Inverno, ao meio dia (°);
- $\alpha$ : Inclinação dos módulos (°).

Considerando que na zona de implementação do sistema solar fotovoltaico o ângulo mínimo de incidência solar anual ao meio dia ( $\beta$ ) é de 28 °, e que o comprimento do módulo ( $b$ ) é de 0,991 m, como indicado na Tabela 4.19, variou-se os ângulos de inclinação dos módulos ( $\alpha$ ), de forma a ser calculada a distância mínima entre as fileiras fotovoltaicas ( $d$ ). Na Tabela 4.22, estão representados os valores  $d$ , em função dos diferentes  $\alpha$  estudados.

Tabela 4.22: Distância mínima entre fileiras de módulos

Parâmetro	Instalação fotovoltaica									Unidade
Inclinação do módulo ( $\alpha$ )	0	5	10	15	20	25	30	35	40	°
Distância entre linhas de módulos ( $d$ )	0,99	1,15	1,30	1,44	1,57	1,69	1,79	1,88	1,96	m

### Definição de zona implementável

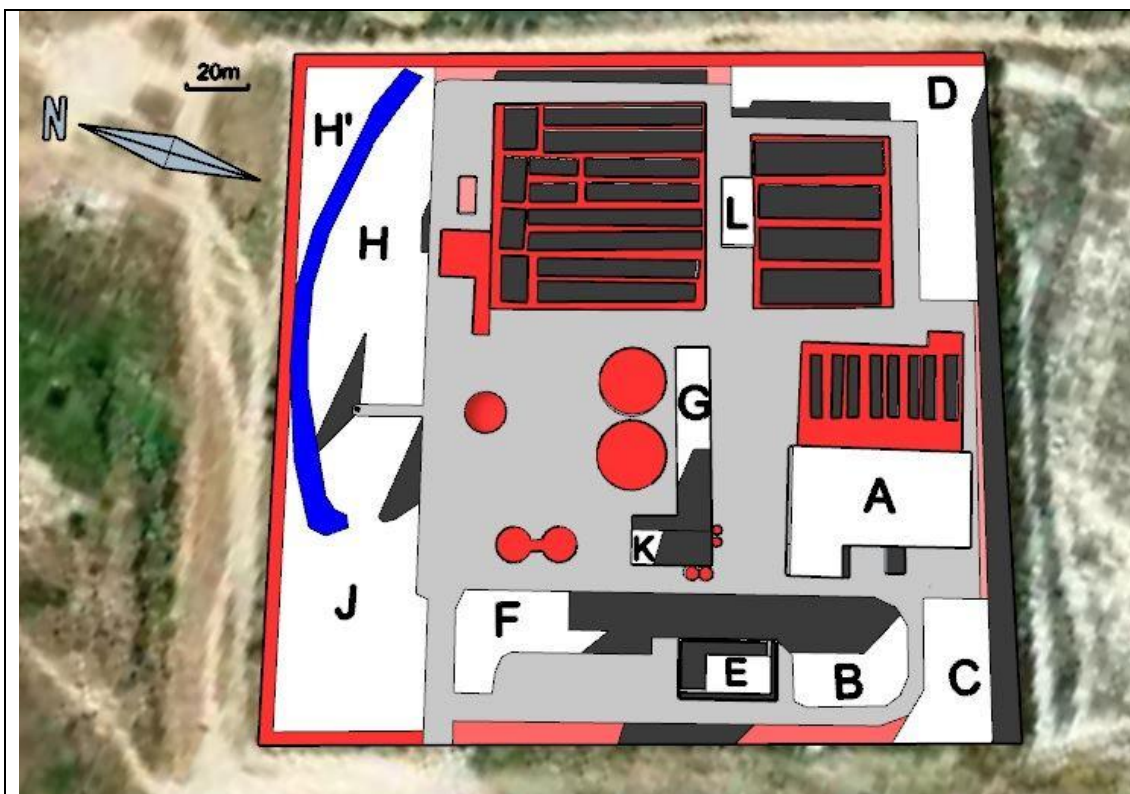
Utilizou-se o programa *SketchUp Pro 2020* para a identificação de sombreamentos e de zonas de implementação do sistema de aproveitamento solar, recorrendo ao *plugin Skelion 2019* (“Skelion 2019,” 2019; “SketchUp Pro 2020,” 2020). Seguindo a metodologia demonstrada de seguida:

1. Desenho da ETAR do Barreiro/Moita em 3D no *SketchUp*:
  - 1.1. Georreferenciação da ETAR;
  - 1.2. Desenho das infraestruturas, recorrendo aos dados de projeto disponibilizados pela adp;
2. Identificação de horário de auto-sombreamento, recorrendo ao *plugin Skelion* no *SketchUp*:
  - 2.1. Introdução das características dimensionais do módulo escolhido;
    - 2.1.1. Inclinações dos módulos (0°, 5°, 15°, 20°, 25°, 30°, 35° e 40°);
    - 2.1.2. Orientação dos módulos para sul, sendo o azimute 0°;
    - 2.1.3. Distanciamento entre fileiras ( $d$ ), conforme a Tabela 4.22.
  - 2.2. Introdução de painéis fotovoltaicos, na localização da ETAR do Barreiro/Moita;
  - 2.3. Identificação dos horários sombreamento entre fileiras de módulos
    - 2.3.1. Variação do horário no dia médio de cada mês até a identificação faixa de tempo onde não ocorre o auto sombreamento.
3. Identificação de zonas de implementação do sistema fotovoltaico
  - 3.1. Identificação de zonas restritas à instalação de tecnologia fotovoltaica como locais de passagem, evaporação de materiais corrosivos, entre outros.
  - 3.2. Identificação de zonas sombreadas no dia médio de cada mês, quando não existe o auto-sombreamento entre linhas;
  - 3.3. Ao restringir as áreas contempladas nos dois pontos anteriores têm-se as zonas implementáveis.

Como resultado da metodologia proposta surgem os períodos horários mensais onde ocorre o auto-sombreamento, representados na Tabela 4.23, e também as zonas passíveis a instalação de módulos fotovoltaicos, demonstradas na Figura 4.46.

Tabela 4.23: Horários de auto-sombreamento

Mês	Período de Sombreamento
Janeiro	Das 7h e 30min às 10h e 00min; Das 14h e 00min às 16h e 45min.
Fevereiro	Das 7h e 15min às 8h e 00min; Das 16h e 15min às 17h e 15min.
Outubro	Das 7h e 45min às 8h e 15min; Das 18h e 00min às 18h e 30min.
Novembro	Das 7h e 15min às 9h e 30min; Das 15h e 00min às 17h e 00min.
Dezembro	Das 7h e 30min às 10h e 45min; Das 13h e 15min às 16h e 45min.



Legenda:

Locais considerados adequados à implantação de módulos fotovoltaicos.

Zonas onde não considerar a implementação da instalação de módulos fotovoltaicos:

- Restrição por inadequável adoção de módulos, pelas características dos locais.
- Linha de água;
- Zonas de passagem;
- Locais onde era possível a instalação de módulos, porém sofrem sombreamento em momentos que não existe o auto-sombreamento;
- Opção devida a área disponível dos locais ser reduzida, o que descentralizava as instalações fotovoltaicas.

Figura 4.46: Zonas passíveis a instalação de módulos fotovoltaicos.

## Sombreamento

Relativamente ao sombreamento das infraestruturas envolventes nas instalações fotovoltaicas, este foi considerado indiretamente, isto porque tomaram-se apenas como zonas de implementação aquelas onde o sombreamento acontecia quando já existia auto-sombreamento.

É importante ressaltar que é considerado que ao existir sombreamento entre módulos é considerado o sombreamento total, sendo apenas considerada como irradiância recebida a difusa. O que faz com que resultados do estudo em termos de produção de energia elétrica, e posteriores ganhos económicos, sejam inferiores aos obtidos a escala real.

## Potência máxima instalada

Optou-se por dar alguma margem ao distanciamento entre as fileiras de módulos, por forma a que o sombreamento tivesse uma menor influência que aquela considerada pelo presente estudo. A abordagem também leva a uma maior facilidade de implementação, isto porque se fez um arredondamento à casa dos decímetros. Deste modo, para o presente estudo, foi considerado que as distâncias entre linhas de módulos consumam os valores representados na Tabela 4.24.

Para encontrar as potências máximas possíveis de instalar nas áreas disponibilizadas, foram atualizadas as distâncias entre módulos, para os diferentes ângulos de inclinação, e recorrendo a estes valores foram ocupadas todas as áreas implementáveis expostas na Figura 4.46.

*Tabela 4.24: Distância entre fileiras de módulos e potência fotovoltaica máxima instalada*

Parâmetro	Instalação fotovoltaica									Unidade
Inclinação do módulo ( $\alpha$ )	0	5	10	15	20	25	30	35	40	°
Distância entre linhas de módulos ( $d$ )	1,10	1,20	1,40	1,50	1,70	1,80	1,90	2,00	2,10	m
Potência máxima instalada	1821	1655	1424	1327	1173	1110	1048	1001	960	kWp

## **DIMENSIONAMENTO DOS INVERSORES**

Os inversores devem ser selecionados de acordo com a configuração do sistema, respondendo também às necessidades de potência e de tensão de funcionamento do mesmo.

### **Determinação da potência dos inversores**

Dentro da vasta gama de inversores disponíveis no mercado, deve-se optar por aqueles que satisfazem as características da geração fotovoltaica, aos quais iram ser interligados. A potência escolhida para inversor deve estar relacionada numa razão de 1:1, em relação a potência do gerador fotovoltaico, admitindo uma variação de 20% (IST-GREENPRO, 2004).

É favorável a escolha de um inversor com uma potência máxima menor do que a potência de pico da geração fotovoltaica, isto porque a eficiência do inversor desce para gamas de potência inferiores à da potência máxima. A produção fotovoltaica na maior parte do tempo disponibiliza valores menores ou iguais a 60% potência nominal. Com o intuito de otimizar a eficiência do inversor, é frequente optar por potências de inversão inferiores às de geração fotovoltaica, o que faz com que os inversores operem a potências mais próximas da sua nominal (IST-GREENPRO, 2004).

### Determinação da tensão do inversor

A tensão que chega ao inversor é dada pela soma das tensões do número de módulos ligados em série, o que implica que a amplitude da tensão no inversor será, portanto, dependente da tensão verificada nos módulos fotovoltaicos. Visto a tensão do módulo estar por sua vez dependente da temperatura do mesmo, o inversor necessita de ser dimensionado para situações de operação extrema de Inverno e de Verão, por forma a ser definido um intervalo de funcionamento, em que deve ser ajustado em função da curva do gerador fotovoltaico (IST-GREENPRO, 2004).

No cálculo do intervalo de operação do inversor, toma-se em consideração, para as diferentes temperaturas, o valor da tensão máxima do inversor ( $U_{max}^{inv}$ ).

O primeiro valor a considerar é relativo à estação fria, para a temperatura do módulo de  $-10^{\circ}\text{C}$ . O valor máximo que a tensão de funcionamento do conjunto de módulos em série (*string*) pode atingir, quando tomada em consideração a época fria, é igual a soma da tensão destes em circuito aberto ( $U_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}$ ). Esta tensão do conjunto dos módulos em série não deverá ser maior que a tensão máxima do inversor, isto porque, caso não se suceder o inversor corta o trânsito de energia (IST-GREENPRO, 2004).

Caso não exista uma especificação nas fixas técnicas da tensão de circuito aberto à temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ . Esta será especificada através a variação da tensão ( $\Delta U$ ) em %, recorrendo à Equação 44 é possível obter  $U_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}$ , a partir da tensão de circuito aberto nas condições referência ( $U_{ca}(STC)$ )(IST-GREENPRO, 2004).

$$U_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}} = \left(1 - \frac{35\Delta U}{100}\right) U_{ca}(STC) \quad (44)$$

Para a estação quente, os módulos terão uma tensão inferior àquela que se verifica para as condições de referência STC. Se a tensão operacional da geração fotovoltaica for inferior à tensão mínima do ponto de máxima potência (MP) do inversor, a eficiência global do sistema fica comprometida. Deste modo, a tensão considerada à temperatura de  $70^{\circ}\text{C}$  do conjunto de módulos em série, deverá ser superior à tensão mínima do inversor, no ponto de máxima potência ( $U_{MP,min}^{inv}$ ) (IST-GREENPRO, 2004).

Se a tensão do módulo no MPPT a  $70^{\circ}\text{C}$  não for especificada na folha de dados do fabricante, esta poderá ser calculada a partir da tensão MP nas condições de referência ( $U_{mp}(STC)$ ), através do coeficiente  $\Delta U$  em %, através da Equação 45(IST-GREENPRO, 2004).

$$U_{ca}^{70^{\circ}\text{C}} = \left(1 + \frac{45\Delta U}{100}\right) U_{mp}(STC) \quad (45)$$

Assim sendo, a instalação fotovoltaica tem de deter características que se enquadrem na de modo no inversor instalado, relativamente à tensão de operação, pelo que o número máximo de módulos por *string*, será calculado recorrendo à Equação 46, e o valor mínimo pela Equação 47 (IST-GREENPRO, 2004).

$$n_{máx} \left( \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \right) = \frac{U_{max}^{inv}}{U_{ca}^{-10^{\circ}\text{C}}} \quad (46)$$

$$n_{min} \left( \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \right) = \frac{U_{MP,min}^{inv}}{U_{ca}^{70^{\circ}\text{C}}} \quad (47)$$

### Determinação da corrente do inversor

A corrente da geração fotovoltaica caracteriza-se pela soma de cada série de módulos. Esta corrente não pode exceder o limite máximo da corrente de entrada no inversor ( $I_{max}^{inv}$ ). Por conseguinte, é possível calcular o número máximo de séries de módulos ligadas em paralelo através da relação entre a  $I_{max}^{inv}$  e a corrente máxima em condições de referência no módulo ( $I_{mp}$ ), isto porque, a corrente da série de módulos (*string*) é igual à corrente individual. Deste modo, número máximo de *strings* ligadas em paralelo, é calculado através da Equação 48 (IST-GREENPRO, 2004).

$$n_{m\acute{a}x}(Strings) = \frac{I_{max}^{inv}}{I_{mp}} \quad (48)$$

#### Cálculos relativos ao número de módulos por *string* e destas em paralelo

As características dos inversores e módulos, apresentadas nas Tabela 4.25 e Tabela 4.26, são as utilizadas recorrendo exposta anteriormente para o cálculo do número de módulos por *string* e destas em paralelo.

Tabela 4.25: Características elétricas do módulo fotovoltaico utilizadas para o dimensionamento do número de módulos por *string* e destas ligadas em paralelo

Característica	Simbologia	JAP60S01-270/SC	Expressão de Resultados
Tensão de circuito aberto nas condições referência	$U_{ca}(STC)$	38,17	V
Tensão no ponto de máxima potência nas condições de referência	$U_{mp}(STC)$	31,13	V
Coefficiente de variação de tenção	$\Delta U$	-0,33	%/°C
Corrente máxima em condições de referência no módulo	$I_{mp}$	8,67	A

Tabela 4.26: Características elétricas dos inversores DC/AC utilizadas para o dimensionamento do número de módulos por *string* e destas ligadas em paralelo

Característica	Simbologia	Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 5000TL	Unid.
Tensão mínima do inversor, no ponto de máxima potência	$U_{MP,min}^{inv}$	440	370	330	290	245	V
Tensão de entrada máxima no inversor	$U_{max}^{inv}$	1000	1000	1000	1000	1000	V
Corrente máxima de entrada no inversor na entrada A	$I_{max}^{inv}(A)$	18	18	15	15	11	A
Corrente máxima de entrada no inversor na entrada B	$I_{max}^{inv}(B)$	10	10	10	10	10	A

Recorrendo as Equações 44 e 45, calcularam-se os valores relativos as tensões no módulo fotovoltaico  $U_{ca}^{-10^{\circ}C}$  e  $U_{ca}^{7^{\circ}C}$ , respetivamente.

$$U_{ca}^{-10^{\circ}C} = \left(1 - \frac{35 \times (-0,33)}{100}\right) \times 38,17 = 42,58 \text{ V}$$

$$U_{ca}^{7^{\circ}C} = \left(1 + \frac{45 \times (-0,33)}{100}\right) \times 31,13 = 26,51 \text{ V}$$

Posteriormente, recorrendo as Equações 46 e 47, calculou-se o número máximo e mínimo de módulos solares ligados em série, respetivamente. Como forma de calcular o número máximo de *strings* ligadas em paralelo, recorreu-se a Equação 48. Resultando os valores enunciados na Tabela 4.27, correspondentes aos diferentes inversores estudados.

*Tabela 4.27: Limite máximo e mínimo de módulos por strings, e máximo destas ligadas em paralelo.*

Característica	Simbologia	Sunny Tripower 12000TL	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 5000TL
<b>Número máximo de módulos ligados em série</b>	$n_{m\acute{a}x} \left( \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \right)$	23	23	23	23	23
<b>Número mínimo de módulos ligados em série</b>	$n_{m\acute{i}n} \left( \frac{\text{módulos}}{\text{string}} \right)$	16	13	12	10	9
<b>Número máximo de strings ligadas em paralelo</b>	$n_{m\acute{a}x}(\text{Strings})$	2	2	1	1	1

## 4.4. Indicadores de desempenho de unidades de produção fotovoltaica

Os indicadores de desempenho considerados são o Autoconsumo e Autossuficiência, e económicos, estes últimos terão uma importância elevada para comparar os diferentes cenários de produção energética.

### 4.4.1. Autoconsumo e Autossuficiência

O autoconsumo é calculado pela razão entre a produção fotovoltaica autoconsumida e a produzida. Já a autossuficiência energética, é estimada pela razão entre a produção fotovoltaica autoconsumida e o consumo energético total da ETAR. Sendo calculados através das equações expressas de seguida (Aelenei, Lopes, Aelenei, & Gonçalves, 2019).

**Índice de autoconsumo (SC)**

$$SC = \frac{\sum_{n=n_1}^{n_2} \min(G(n), D(n))}{\sum_{n=n_1}^{n_2} G(n)}$$

**Índice de autossuficiência (SS)**

$$SS = \frac{\sum_{n=n_1}^{n_2} \min(G(n), D(n))}{\sum_{n=n_1}^{n_2} D(n)} \quad (49;50)$$

Onde:

- G(n): Perfil de geração;
- D(n): Diagrama de carga;
- n2-n1: Período de análise.

### 4.4.2. Indicadores Económicos

Os indicadores económicos, são um fator crucial para a avaliação da instalação solar implementada. Os parâmetros mais utilizados são: Valor Atual Líquido (VAL); Taxa Interna de Rentabilidade (TIR); Período de Recuperação de Investimento (PRI); Custo Unitário Médio Atualizado de Produção (LCOE), apresentando as características e variáveis expostas ao longo do ponto (Akalu, 2001). Para isto, para o cálculo destes, toma-se em consideração os custos provenientes da unidade de produção FV instalada, assim como o seu retorno económico, obtido através de cedência de energia a rede como na poupança conseguida com o autoconsumo.

É importante referir, que a TIR irá ser o principal indicador económico tomado em conta na avaliação das diferentes instalações FV, pois é a esta que o cliente geralmente recorre para a tomada de decisão.

#### 4.4.2.1. Valor Atual Líquido (VAL)

O Valor Atual Líquido (VAL) permite a comparação dos valores de *cashflows* obtidos no futuro, mediante os investimentos realizados no presente. Para estes cálculos, o período de investimento foi considerado o tempo de vida útil da instalação, 15 anos, já a taxa de atualização ( $r$ ) foi considerada de 2%, sendo o presente valor aconselhado pela entidade gestora da ETAR. Em relação as despesas, tanto da instalação como das anuais, foram utilizados valores típicos para este tipo de instalações. Cálculo do VAL é realizado através da expressão:

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (51)$$

Onde:

- $R_t$ : Receitas (e/ou poupanças) no ano  $t$ ;
- $D_t$ : Despesas no ano  $t$ ;



- $I_0$ : Investimento inicial;
- $N$ : Período de investimento;
- $r$ : Taxa de atualização.

$$R_t = P_t + V_t \quad (52)$$

Onde:

- $P_t$ : Poupanças obtidas no ano  $t$ ;
- $V_t$ : Receitas através das vendas no ano  $t$ ;

$$D_t = C_{O\&M} + \frac{Subs_{Inv}}{G_{Inv}} \quad (53)$$

Onde:

- $C_{O\&M}$ : Despesas anuais de operação e manutenção
- $Subs_{Inv}$ : Custo de substituição do inversor ao fim da garantia
- $G_{Inv}$ : Garantia do Inversor

#### 4.4.2.2. Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) define a taxa de atualização ( $r$ ) necessária para que o VAL seja nulo, sendo que o projeto se considera viável quando a TIR se revela superior ao  $r$  usado para definir o VAL. Para que fosse possível a obtenção de um VAL nulo, foi necessária a variação de  $r$ , até que o Valor Atual verificasse esta condição. A TIR pode, então, ser calculada através da Equação 54.

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 \quad (54)$$

#### 4.4.2.3. Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O período de recuperação de investimento, avalia a quantidade de anos necessários para que as receitas acumuladas sejam iguais ou superiores ao investimento monetário empregue, conforme representado na Equação 55.

$$\sum_{t=1}^{PRLA} \frac{R_t}{(1 + r)^t} \geq \sum_{t=1}^{PRLA} \frac{D_t}{(1 + r)^t} + I_0 \quad (55)$$

#### 4.4.2.4. Custo Normalizado da Energia (LCOE)

O LCOE, define o custo de produção energética (€/kWh) com determinada tecnologia, considerando o período do investimento, que para o presente caso, é o tempo de vida do sistema. O LCOE pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{I_a + C_{O\&M} + C_c + C_d}{E_a} \quad (56)$$

Onde:

- $I_a$ : Distribuição anual do valor do investimento;
- $C_{O\&M}$ : Despesas anuais de operação e manutenção;
- $C_c$ : Custos anuais com combustível;
- $C_d$ : Custos diversos anuais;
- $E_a$ : Energia produzida em kWh.

$$I_a = \frac{I}{k_a} \quad (57)$$

Onde:

- $k_a$ : Fator de anuidade;
- $I$ : Investimento total;

$$k_a = \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^N} \quad (58)$$

Onde:

- $N$ : Vida útil da instalação;
- $i$ : Taxa de atualização.

## **4.5. Elaboração de 5 cenários/modelos energéticos para a ETAR**

Utilizando a metodologia apresentada, conhecendo os valores operacionais dos painéis e inversores, e após o estudo restrito dos custos associados a instalação fotovoltaica, procedeu-se à elaboração dos seguintes cenários:

### **4.5.1. Referência**

O cenário de referência, tem como função servir de base de comparação para os restantes. Este cenário foi elaborado de forma a representar o funcionamento da ETAR sem alterações, desta forma, foi considerado que esta apresentaria uma carga tratada anualmente constante, igual à do ano exploratório estudado, e que o seu único modo de produção de energia elétrica passava pela cogeração do biogás produzido pela DA.

### **4.5.2. NZE aplicado a ETAR**

O cenário NZE aplicado à ETAR, tem como objetivo que numa base anual a produção elétrica da ETAR, seja o mais aproximada possível do seu consumo, no primeiro ano de instalação da unidade de produção fotovoltaica. Neste panorama, iram ser consideradas as mesmas condições de carga tratada, de produção de biogás e de energia elétrica através da cogeração, que o cenário de referência. Para a obtenção do objetivo imposto, irá se correr ao dimensionamento de instalações solares fotovoltaicas, em regime de UPP e UPAC.

#### **4.5.2.1. Instalação fotovoltaica em regime UPP**

O cenário de NZE aplicado a ETAR, quando instalação fotovoltaica opera em regime UPP, toda a energia elétrica produzida por esta é cedida a RESP, exceto aquela que seja utilizada no local de abastecimento para carros elétricos, sendo que esta será apenas proveniente da instalação fotovoltaica.

#### **4.5.2.2. Instalação fotovoltaica em regime UPAC**

O cenário de NZE aplicado a ETAR, quando instalação fotovoltaica opera em regime UPAC, apresenta diferenças legislativas em relação ao de UPP, o que faz com que seja possível a utilização da energia elétrica produzida para suprimir as necessidades energéticas da ETAR.

### **4.5.3. Otimização Económica**

O cenário de otimização económica, será guiado de forma a maximizar os indicadores económicos, sendo a TIR o com maior destaque. A energia elétrica produzida pela conversão do biogás será totalmente cedida a rede, funcionando segundo o regime em vigor em 2018. Em contrapartida a produção fotovoltaica, irá seguir o regime que maximize os rendimentos económicos, sendo a potência instalada também guiada pela mesma máxima.

### **4.5.4. Valores de projeto da ETAR do Barreiro/Moira.**

Nesta análise os consumos e produção de biogás serão adaptados, para o tempo de vida útil da instalação fotovoltaica (15 anos), segundo os valores de projeto da ETAR. O dimensionamento do sistema fotovoltaico, será guiado de forma a maximizar os indicadores económicos, sendo a TIR o com maior destaque.

## 4.6. Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Os dimensionamentos das instalações solares fotovoltaicas seguiram etapas, e a estas estarão associados critérios e respectivos motivos para a sua tomada em conta, representados em seguida:

### Etapa 1: Potência fotovoltaica a instalar.

**Critério 1:** Apresentar uma potência menor que a imposta por lei para a respetiva ligação à rede.

Motivo: Fazer com que a potência fotovoltaica ultrapasse a máxima cedida à rede, evitando perdas monetárias por energia que é inutilizada, visto não serem estudados mecanismos de armazenamento energético.

**Critério 2:** Satisfazer tanto quanto possível as condições/objetivos do cenário abordado, abordados no ponto 4.5.

Motivo: Aproximar as produções de energia elétrica por parte das instalações fotovoltaicas o mais possível do objetivo do cenário proposto.

### Etapa 2: Ângulo de inclinação do módulo.

**Critério:** Otimização realizada pelos objetivos do cenário abordado.

Motivo: Aproximar as produções de energia elétrica por parte das instalações fotovoltaicas o mais possível do objetivo do cenário proposto.

### Etapa 3: Definição da zona a implementar o sistema

**Critério:** Proximidade entre as zonas de implementação.

Motivo: Permitir a poupança na implementação do sistema, sendo reduzida a passagem de condutores de energia elétrica até ao ponto de cedência de energia elétrica.

### Etapa 4: Escolha dos inversores e ligação entre módulos

**Critério 1:** Utilização de apenas um tipo de inversor e de configuração de ligação entre módulos por zona de implementação.

Motivo: Facilitar tanto a implementação como a operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos.

**Critério 2:** Respeitar as configurações de ligação entre módulos representadas na Tabela 4.27: Limite máximo e mínimo de módulos por strings, e máximo destas ligadas em paralelo. Tabela 4.27, limite máximo e mínimo de módulos por *string*, e máximo destas ligadas em paralelo, para os diferentes inversores.

Motivo1: É garantida que a tensão empregue pelo conjunto de módulos fotovoltaicos não ultrapasse a máxima do inversor, para que este não corte o trânsito de energia.

Motivo2: É garantida que a tensão empregue pelo conjunto de módulos fotovoltaicos seja superior á tensão mínima do ponto de máxima potência do inversor, resultando no não comprometimento da eficiência global do sistema.

Motivo3: É garantida que a corrente empregue pelo conjunto de módulos fotovoltaicos seja inferior á corrente máxima do inversor, para que não haja cortes no trânsito de energia.

**Critério 3:** Os inversores escolhidos assim como as respectivas configurações de ligações entre módulos, terão de permitir relações entre potência fotovoltaica de pico ligada e potência à saída do inversor. de 0,9 a 1,1.

Motivo: Permitir que os inversores fotovoltaicos trabalhem a cargas que beneficiam a sua eficiência, sendo respeitado o intervalo de 20% utilizado para o parâmetro abordado no ponto 4.3.5.4

**Critério 4:** Escolha da configuração das ligações dos módulos, respeitando os critérios anteriores, contudo, feita de modo a que a diferença entre a potência máxima instalável e a que é efetivamente montada não seja superior a 2,7 kWp, correspondendo este valor a 10 módulos fotovoltaicos para o presente estudo.

Motivo: Otimização do espaço de implementação

#### 4.6.1. NZE aplicado a ETAR

##### Etapa 1: Potência fotovoltaica a instalar.

Para a obtenção do NZE deve-se dimensionar o sistema fotovoltaico de forma a que a sua produção de energia elétrica associada à da cogeração seja igual ao consumo da ETAR. Deste modo, seguindo os pressupostos do ponto 4.5.2, o sistema fotovoltaico deverá apresentar capacidade para a produção de 3 647MWh/ano. Para a obtenção desta produção recorrendo a metodologia do ponto 4.3.5, seria necessário a potência fotovoltaica de aproximadamente 1,8MWp.

A potência máxima instalada de sistemas fotovoltaicos no sistema UPP é limitada pelo artigo 2º do Decreto-Lei 153/2014, onde a potência máxima de ligação da unidade de produção não pode ser superior à potência 250kW. Já para o sistema UPAC a capacidade máxima é limitada pelo Decreto-Lei 153/2014 alínea b do artigo 5º, onde a potência máxima de ligação da unidade de produção não pode ser superior à potência contratada que neste caso é de 930kW.

Por forma a que numa base anual a produção elétrica da ETAR, seja o mais aproximada possível do seu consumo, e apresente viabilidade económica, optou-se por dimensionar o sistema fotovoltaico de modo a que a sua potência instalada fosse igual aos limites impostos por lei para a ligação deste à rede. Deste modo, o sistema fotovoltaico para os casos da UPP e UPAC, serão dimensionados para as potências de 250 kWp e 930 kWp, respetivamente.

##### Etapa 2: Ângulo de inclinação dos módulos.

A definição do ângulo de inclinação dos módulos solares será guiada pela mesma máxima tanto para a UPP como para UPAC, esta baseia-se na produção de energia elétrica por potência fotovoltaica instalada, maximizando deste modo a produção de energia elétrica, sendo esta 30°. Na Tabela 4.28: Produção específica em função da inclinação do módulo fotovoltaico Tabela 4.28, estão demonstradas as diferentes produções específicas associadas as respetivas inclinações dos módulos.

Tabela 4.28: Produção específica em função da inclinação do módulo fotovoltaico

Parâmetro	Instalação fotovoltaica									Unidade	
	Inclinação do módulo	0	5	10	15	20	25	30	35		40
Produção específica por ano		1 450	1 497	1 534	1 567	1 590	1 606	1 613	1 612	1 449	Wh/Wp.

#### 4.6.1.1. Instalação fotovoltaica em regime UPP

##### Etapa 3: Definição da zona a implementar o sistema

Na Figura 4.47 é representada a instalação fotovoltaica, correspondente ao presente dimensionamento.



Figura 4.47: Ilustração da instalação fotovoltaica com 242 kWp.

##### Etapa 4: Escolha dos inversores e ligação entre módulos

Na Tabela 4.29 estão representadas as características de ligação entre módulos para cada zona de implementação, assim como o inversor utilizado, para o dimensionamento da instalação fotovoltaica abordada no presente ponto.

Tabela 4.29: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 242 kWp

Zona de Implementação*	Potência de produção fotovoltaica instalada (kWp)	Número de inversores	Características de ligação dos módulos		Relação entre potência fotovoltaica e de saída do inversor (Wp/Wac)
		Sunny Tripower 10 000TL	Número de módulos por string	Número de strings ligadas em paralelo	
<b>A</b>	133,38	13	19	2	103%
<b>B</b>	41,04	4	19	2	103%
<b>C</b>	68,04	7	18	2	97%

\*Nomenclatura conforme a Figura 4.46.

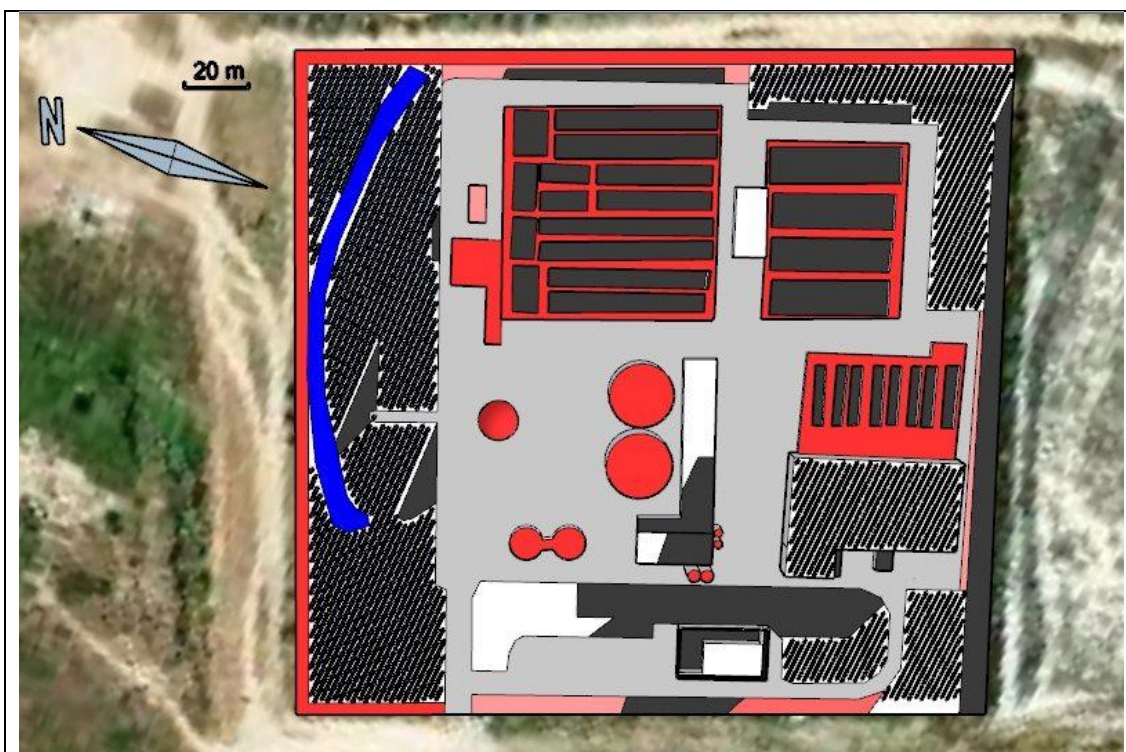
A potência de produção fotovoltaica instalada foi de 242 kWp, quando o dimensionamento previa a instalação de 250 kWp, contudo esta diferença não será preponderante para a obtenção do objetivo do dimensionamento.





#### 4.6.1.2. Instalação fotovoltaica em regime UPAC

##### Etapa 3: Definição da zona a implementar o sistema

Na Figura 4.48 é representada a instalação fotovoltaica, correspondente ao presente dimensionamento.



Legenda:

-  Locais considerados adequados à implantação de módulos fotovoltaicos;
-  Módulos fotovoltaicos.

Zonas onde não considerar a implementação da instalação de módulos fotovoltaicos:






-  Restrição por inadequável adoção de módulos, pelas características dos locais.
-  Linha de água;
-  Zonas de passagem;
-  Locais onde era possível a instalação de módulos, porém sofrem sombreamento em momentos que não existe o auto-sombreamento;
-  Opção devida a área disponível dos locais ser reduzida, o que descentralizava as instalações fotovoltaicas.

Figura 4.48: Ilustração da instalação fotovoltaica com 920 kWp

##### Etapa 4: Escolha dos inversores e ligação entre módulos

Na Tabela 4.30 estão representadas as características de ligação entre módulos para cada zona de implementação, assim como o inversor utilizado, para o dimensionamento da instalação fotovoltaica abordada no presente ponto.

Tabela 4.30: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 920 kWp

Zona de Implementação*	Potência de produção fotovoltaica instalada ( kWp)	Número de inversores		Características de ligação dos módulos		Relação entre potência fotovoltaica e de saída do inversor (Wp/Wac)
		<i>Sunny Tripower 12 000TL</i>	<i>Sunny Tripower 10 000TL</i>	Número de módulos por <i>string</i>	Número de <i>strings</i> ligadas em paralelo	
<b>A</b>	133,38	0	13	19	2	103%
<b>B</b>	41,04	0	4	19	2	103%
<b>C</b>	56,7	5	0	21	2	95%
<b>D</b>	151,2	14	0	20	2	90%
<b>H+H'</b>	270	25	0	20	2	90%
<b>J</b>	266,76	0	26	19	2	103%

\*Nomenclatura conforme a Figura 4.46.

A potência solar instalada efetivamente foi de aproximadamente 920 kWp, quando o dimensionamento previa a instalação de 930 kWp, contudo esta diferença não será preponderante para a obtenção do objetivo.

## 4.6.2. Otimização Económica

### Etapa 1: Potência de fotovoltaica a instalar.

A potência instalada irá ser definida pela TIR, os valores máximos para o parâmetro são de 11,3%, verificados quando a potência instalada está entre os 100 e os 500 kWp. Visto o VAL apresentar aumento entre as instalações onde a TIR é máxima, optou-se por tomar como potência instalada que otimiza o rendimento económico 500 kWp. A representação gráfica da variação do TIR e VAL é apresentada na Figura 4.49.

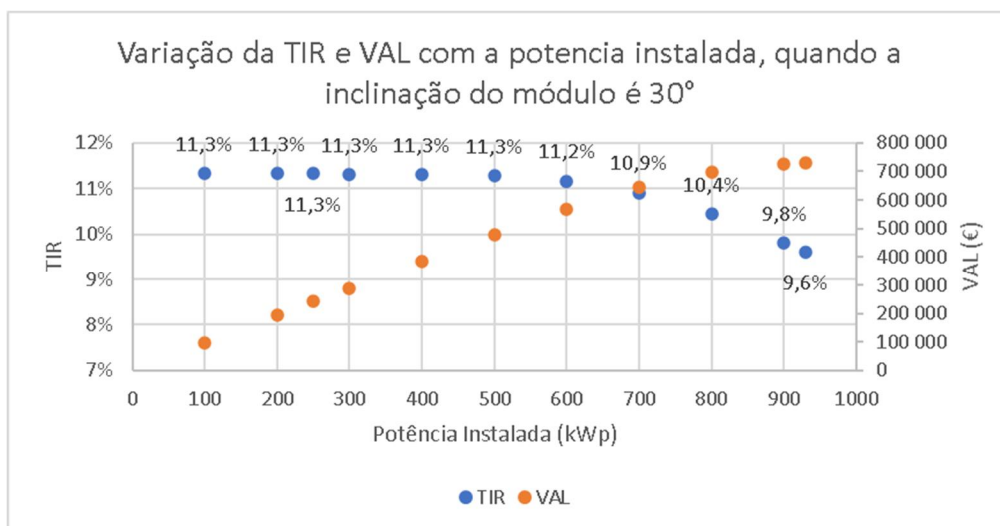


Figura 4.49: Influência da potência fotovoltaica instalada na variação da TIR e VAL

### Etapa 2: Ângulo de inclinação do módulo.

Os ângulos de inclinação dos módulos que otimizam a TIR são os 30° e os 35°, como se pode observar na Figura 4.50, contudo devido as instalações com menor ângulo de inclinação dos módulos necessitarem de um menor espaço de implementação, o que traz vantagens, permitindo que a instalação de módulos seja mais concentrada, evitando por exemplo, a ocupação de espaços que poderão vir a ter outro uso futuramente, optou-se por 30°.

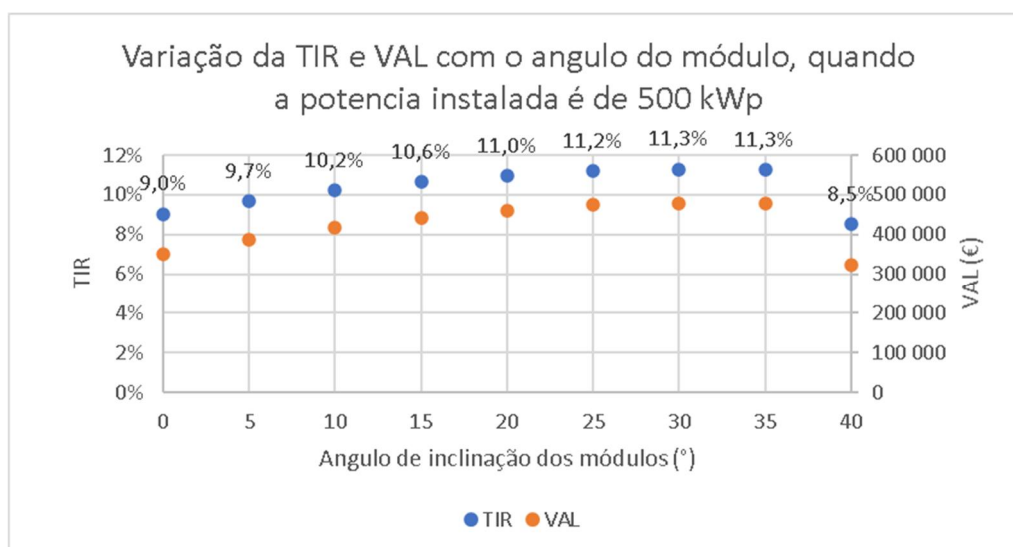


Figura 4.50: Variação da TIR e VAL com a inclinação do módulo fotovoltaico, para a potência instalada de 500 kWp

### Etapa 3: Definição da zona a implementar o sistema

Na Figura 4.51 é representada a instalação fotovoltaica, correspondente ao presente dimensionamento.



Figura 4.51: Ilustração da instalação fotovoltaica com 492 kWp

### Etapa 4: Escolha dos inversores e ligação entre módulos

Na Tabela 4.31 estão representadas as características de ligação entre módulos para cada zona de implementação, assim como o inversor utilizado, para o dimensionamento da instalação fotovoltaica abordada no presente ponto.

Tabela 4.31: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 492 kWp

Zona de Implementação*	Potência de produção fotovoltaica instalada (kWp)	Número de inversores			Características de ligação dos módulos		Relação entre potência fotovoltaica e de saída do inversor (Wp/Wac)
		<i>Sunny Tripower 12 000TL</i>	<i>Sunny Tripower 10 000TL</i>	<i>Sunny Tripower 5 000TL</i>	Número de módulos por string	Número de strings ligadas em paralelo	
<b>A</b>	133,38	0	13	0	19	2	103%
<b>B</b>	41,04	0	4	0	19	2	103%
<b>C</b>	68,04	0	7	0	18	2	97%
<b>D</b>	151,2	14	0	0	20	2	90%
<b>E</b>	16,2	0	0	3	20	1	108%
<b>F</b>	59,4	5	0	0	22	2	99%
<b>G</b>	22,68	2	0	0	21	2	95%

\*Nomenclatura conforme a Figura 4.46.

A potência final instalada foi de 492 kWp, abaixo do valor projetado, 500 kWp, contudo esta diferença não terá influência no objetivo proposto para a instalação, pois a TIR verificou o mesmo valor para 400 kWp.

### 4.6.3. Valores de projeto da ETAR do Barreiro/Moira.

#### Etapa 1: Potência de fotovoltaica a instalar.

Para o caso do sistema fotovoltaico operar segundo o regime de UPP, a alteração dos consumos energéticos da ETAR não terão influência sobre o seu dimensionamento. O dimensionamento do sistema fotovoltaico em regime UPP abordado no ponto 4.6.1.1 maximiza a produção de energia elétrica, logo é aquele que irá ser mais proveitoso economicamente neste tipo de instalação.

Por outro lado, a operação do sistema fotovoltaico em regime UPAC sofrerá alterações de rendimento, pois o seu principal fim é a produção de energia fotovoltaica para fins de autoconsumo. Desta forma torna-se propício o dimensionamento de instalações solares fotovoltaicas em regime UPAC para os diferentes cenários de carga abordados. A representação gráfica das variações da TIR, em função das potências instaladas, está representada na Figura 4.52 Figura 4.53 e Figura 4.54

A potência fotovoltaica a instalar foi escolhida de formar a maximizar a TIR, visto o cenário se guiar pela otimização económica. Para praticamente todos os cenários a TIR foi maximizada pela potência fotovoltaica de 500 kWp, exceto os em que o aumento da carga tratada na ETAR seguiria um aumento logarítmico e o horizonte de projeto era atingido em 75 e 100%, sendo nestes o valor de potência que maximizava o retorno económico de 600 kWp.

Portanto no presente ponto será apenas dimensionado um novo sistema de produção fotovoltaico, para a obtenção dos 600 kWp, sendo que, para os cenários onde a potência que maximiza o rendimento é de 500 kWp, considerado o mesmo dimensionamento do ponto 4.6.2.

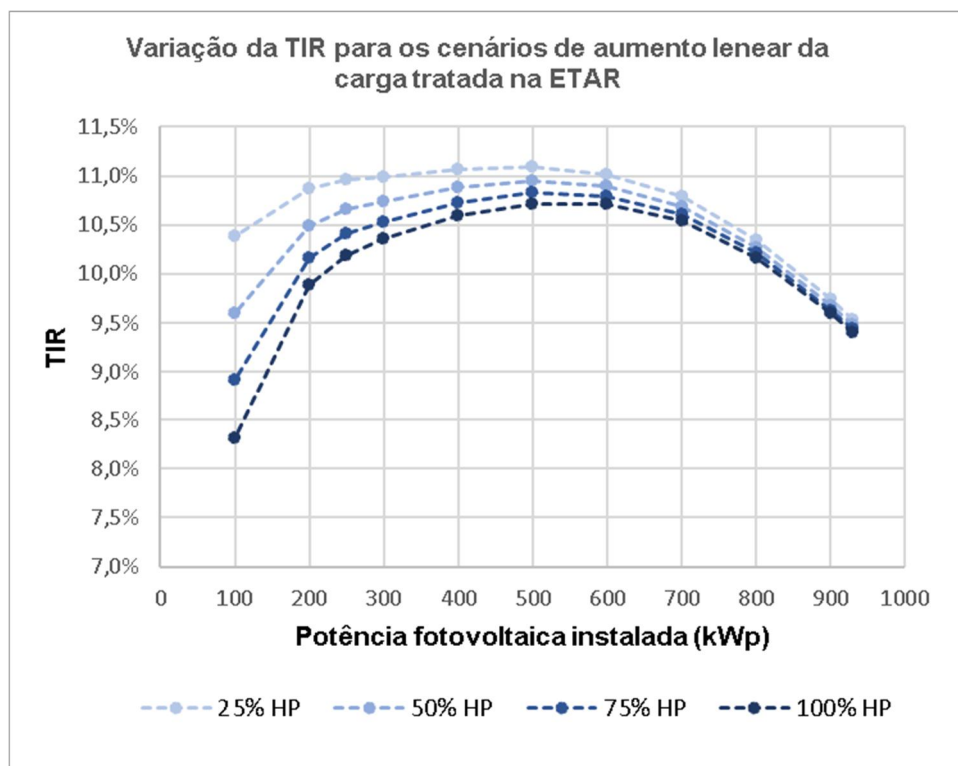


Figura 4.52: Variação da TIR para diferentes potências instaladas para os cenários de aumento linear de carga mássica tratada na ETAR

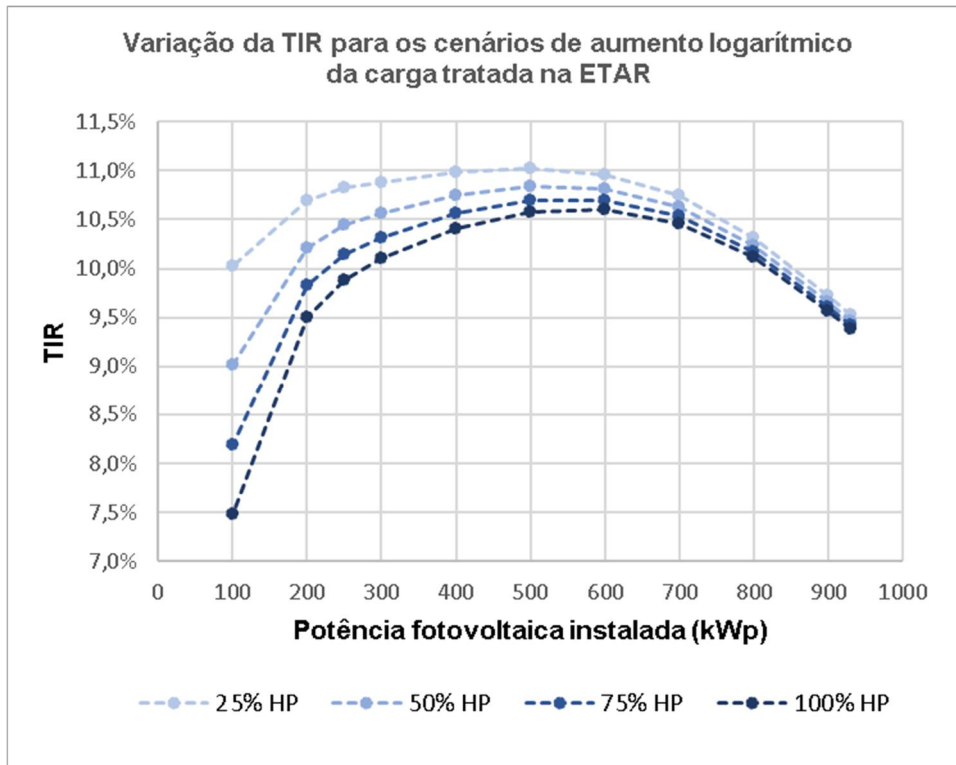


Figura 4.53: Variação da TIR para diferentes potências instaladas para os cenários de aumento logarítmico de carga mássica tratada na ETAR

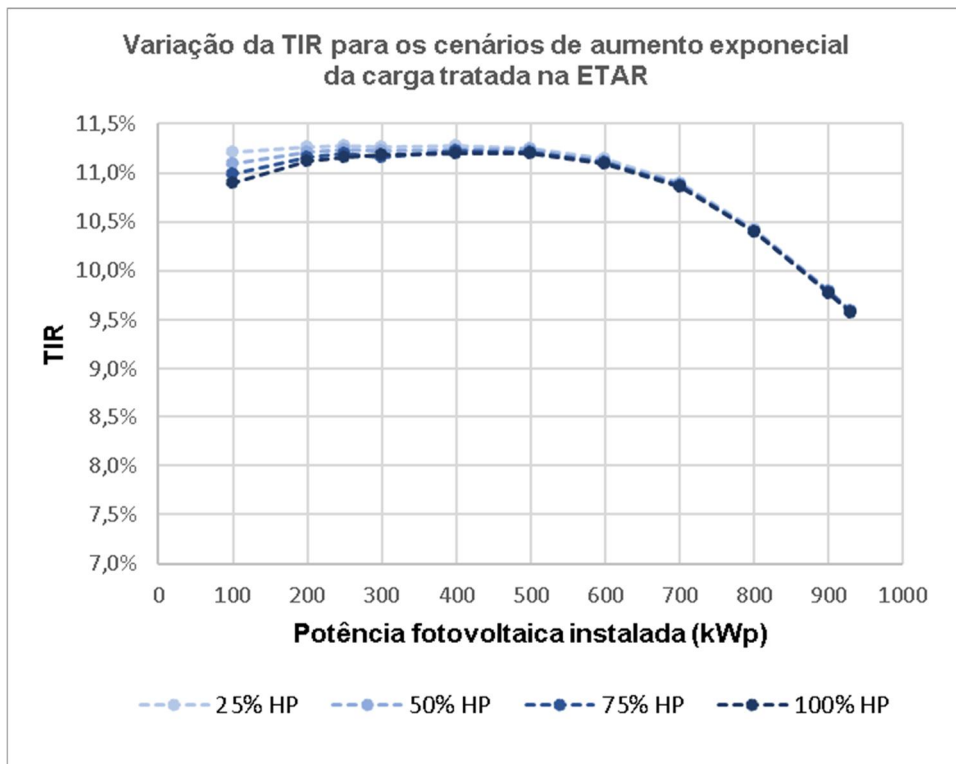


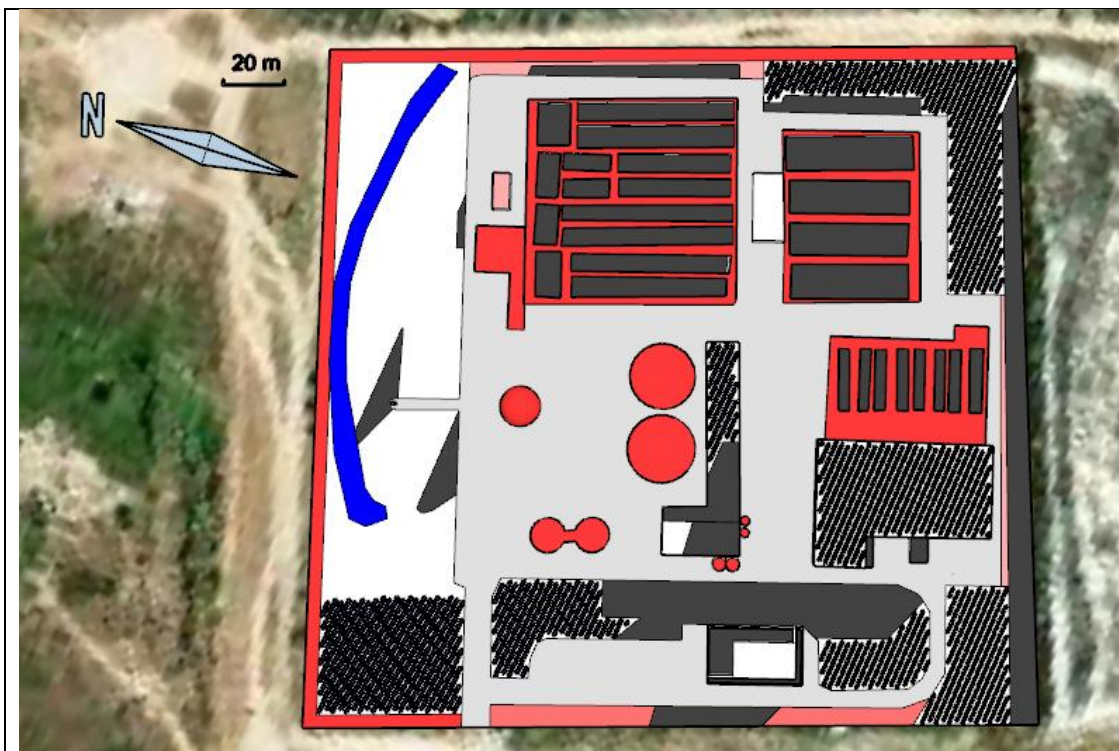
Figura 4.54: Variação da TIR para diferentes potências instaladas para os cenários de aumento exponencial de carga mássica tratada na ETAR

### Etapa 2: Ângulo de inclinação do módulo.



O ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos será de 30°, pois foi aquele que obteve melhores resultados tanto em termos de produção fotovoltaica como de rendimento económico, facto verificado nos anteriores dimensionamentos.

### Etapa 3: Definição da zona a implementar o sistema

Na Figura 4.55 é representada a instalação fotovoltaica, correspondente ao presente dimensionamento.



Legenda:

-  Locais considerados adequados à implantação de módulos fotovoltaicos;
-  Módulos fotovoltaicos.

Zonas onde não considerar a implementação da instalação de módulos fotovoltaicos:






-  Restrição por inadequável adoção de módulos, pelas características dos locais.
-  Linha de água;
-  Zonas de passagem;
-  Locais onde era possível a instalação de módulos, porém sofrem sombreamento em momentos que não existe o auto-sombreamento;
-  Opção devida a área disponível dos locais ser reduzida, o que descentralizava as instalações fotovoltaicas.

Figura 4.55: Ilustração da instalação fotovoltaica com 600 kWp

### Etapa 4: Escolha dos inversores e ligação entre módulos

Na Tabela 4.32 estão representadas as características de ligação entre módulos para cada zona de implementação, assim como o inversor utilizado, para o dimensionamento da instalação fotovoltaica abordada no presente ponto.



Tabela 4.32: Inversores e ligações entre módulos para a instalação com 600 kWp

Zona de Implementação*	Potência de produção fotovoltaica instalada (kWp)	Número de inversores		Características de ligação dos módulos		Relação entre potência fotovoltaica e de saída do inversor (Wp/Wac)
		<i>Sunny Tripower 12 000TL</i>	<i>Sunny Tripower 10 000TL</i>	Número de módulos por string	Número de strings ligadas em paralelo	
<b>A</b>	133,38	0	13	19	2	103%
<b>B</b>	41,04	0	4	19	2	103%
<b>C</b>	68,04	0	7	18	2	97%
<b>D</b>	151,2	14	0	20	2	90%
<b>F</b>	59,4	5	0	22	2	99%
<b>G</b>	22,68	2	0	21	2	95%
<b>J</b>	124,2	10	0	23	2	104%

\*Nomenclatura conforme a Figura 4.46.

## 5. ANÁLISE/DISCUSSÃO DE RESULTADOS

No presente ponto será executada a análise dos diferentes cenários estudados. Numa primeira fase serão abordados os consumos de energia elétrica na ETAR do Barreiro/Moita, posteriormente os resultados relativos às duas fontes renováveis em estudo, cogeração a partir de biogás e produção fotovoltaica, e por fim, será feita uma análise com as três integrantes, incidente-te sobre os objetivos da presente dissertação.

### 5.1. Consumo de energia elétrica na ETAR do Barreiro/Moita

O principal recurso energético da ETAR é a energia elétrica, daí o estudo incisivo sobre este. No ano de 2018 o consumo de energia elétrica foi de 3 518MWh/ano, subdividindo-se pelos diferentes horários, correspondentes estes ao ciclo diário tetra-horário aplicado ao consumo, conforme representado na Figura 5.1.

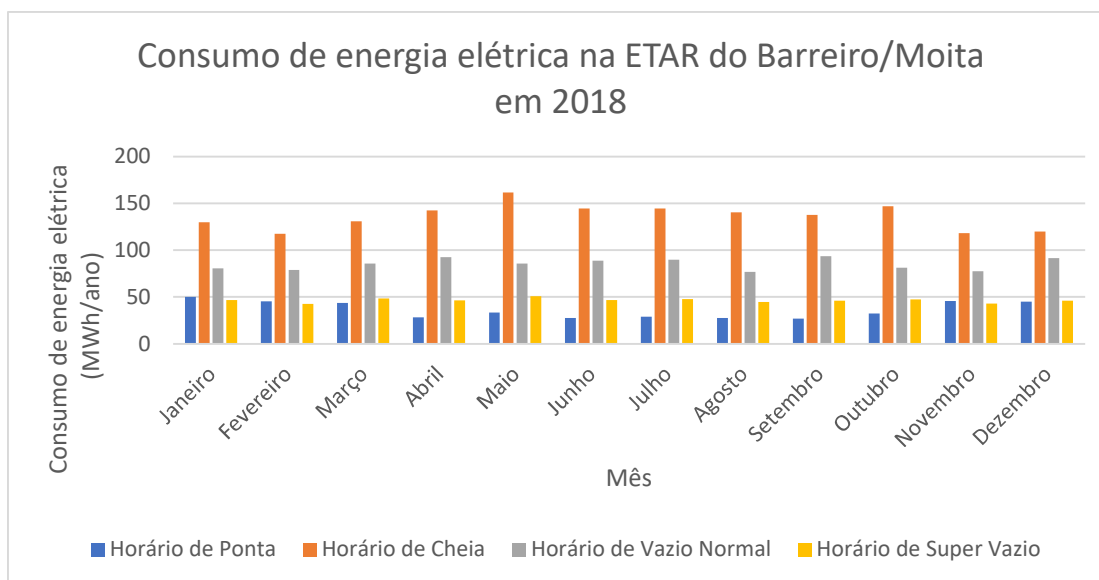


Figura 5.1: Consumo de energia elétrica na ETAR do Barreiro/Moita em 2018

O consumo de energia elétrica mensal nos diferentes horários de consumo apresentou similaridades, sendo verificados valores menores na Ponta e no Super Vazio, e os mais elevados no Vazio Normal e na Cheia, sendo este último o que apresenta constantemente os valores mensais mais altos para o parâmetro. Relativamente aos totais anuais, seguindo a mesma linha do referido anteriormente, no horário de Cheia a ETAR consumiu 1 634MWh/ano, no Vazio Normal, 1 022MWh/ano, no Super Vazio, 556MWh/ano; e na Ponta, 435MWh/ano.

Em termos mensais, a energia elétrica foi pouco variável em comparação com a carga tratada como observado no ponto 4.1.5. Para o HP da ETAR é estimado que a carga tratada seja aproximadamente 2,7 vezes maior que a de 2018, contudo utilizando a metodologia desenvolvida no ponto 4.3.4, a previsão do consumo de energia elétrica a quando da obtenção do HP é de 3 665MWh/ano, valor superior ao sucedido em 2018 em 4%. O comportamento enunciado anteriormente é característico do efeito de escala, que leva a que os cenários elaborados para o HP da ETAR apresentassem um aumento no consumo de energia elétrica reduzido, em comparação com o aumento de carga, como apresentado nas Figura Anexo 1, Figura Anexo 2 e Figura Anexo 3.

Na Tabela 5.1, estão representados os consumos de energia elétricos totais no período de análise, para os diferentes cenários de aumento de carga.

Tabela 5.1: Consumos elétricos previstos para a ETAR

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Consumos de energia elétrica (2020 a 2034)				
		Horário de Ponta	Horário de Cheia	Horário de Vazio Normal	Horário de Super Vazio	Total
Expressão de resultados		<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	6 525	24 503	15 334	8 346	54 708
	100%	6 681	25 091	15 702	8 547	56 022
<b>Aumento de carga linear</b>	75%	6 651	24 977	15 630	8 508	55 766
	50%	6 616	24 845	15 548	8 463	55 473
	25%	6 575	24 691	15 452	8 411	55 129
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	6 742	25 320	15 845	8 625	56 532
	75%	6 702	25 170	15 752	8 574	56 199
	50%	6 655	24 995	15 642	8 514	55 806
	25%	6 598	24 780	15 507	8 441	55 327
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	6 565	24 653	15 428	8 398	55 044
	75%	6 556	24 621	15 408	8 387	54 972
	50%	6 547	24 586	15 386	8 375	54 893
	25%	6 536	24 547	15 361	8 362	54 806

Os cenários de previsão do consumo elétrico, sugerem que ao não existir aumento de carga tratada na ETAR, a energia elétrica consumida no período de análise seja de 54 708MWh, sendo as porções desta nos horários de Ponta, Cheia, Vazio Normal, Super Vazio, de 12%, 45%, 28% e 15%, respetivamente.

O aumento da carga tratada logarítmico, induz que o valores próximos dos previstos no HP sejam obtidos prematuramente em ralação aos restantes cenários, o que leva o consumo de energia elétrica para o período de análise sejam os mais elevados para as respetivas obtenções do HP. Em contraponto, tem-se o aumento de carga exponencial, onde a previsão de consumo elétrico, é superior apenas ao cenário onde não há alteração de carga tratada em relação a 2018.

Os consumos energéticos são um fator a considerar nos custos operacionais das ETAR, sendo responsáveis por cerca de 25-40% destes (Panepinto et al., 2016). Na Tabela 5.2 estão representados os custos previstos para o período de análise para os diferentes cenários.

Tabela 5.2: Custos associados aos consumos elétricos previstos para a ETAR

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Custos energéticos sem recorrer ao fotovoltaico (2020 a 2034)
<b>Expressão de resultados</b>	-	€/15anos
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	5 884 871
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	6 027 800
	75%	5 999 985
	50%	5 968 130
	25%	5 930 684
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	6 082 136
	75%	6 046 095
	50%	6 003 642
	25%	5 951 820
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	5 922 169
	75%	5 914 144
	50%	5 905 401
	25%	5 895 746

Ao analisar a Tabela 5.2 é verificável que o consumo de energia elétrica de 2020 a 2034, terá um custo mínimo para os cenários analisados de 5 884 871€ e máximo de 6 082 136€, sendo estes extremos referentes ao cenário sem aumento da carga tratada e ao de obtenção de 100% do HP em 2035 com aumento de carga logarítmico, respetivamente.

## 5.2. Produção de biogás e de energia elétrica através da cogeração

A produção de biogás do sistema de DA é dependente da temperatura de operação do mesmo, como verificado no ponto 4.1.3, tendo influência em várias das etapas do processo. Na Tabela 5.3 está demonstrado os resultados das simulações executadas para os diferentes cenários de temperatura de operação de DA, para o ano 2018, estando esta a trabalhar com problemas operacionais no aquecimento do digestor idênticos aos do ano referencia; sem problemas operacionais; e à temperatura de dimensionamento.

*Tabela 5.3: Previsão de parâmetros produtivos associados ao sistema integrado de DA/cogeração*

Parâmetro	Cenários de temperatura de operação da DA			Expressão de resultados
	Com problemas operacionais no sistema de aquecimento	Sem problemas operacionais no sistema de aquecimento	Dimensionamento	
<b>Temperatura média de operação DA</b>	31,1	31,5	35,0	°C
<b>Produção específica média de biogás por quantidade de SSV alimentado à DA</b>	0,293	0,296	0,325	m <sup>3</sup> /kgSSV
<b>Produção de biogás</b>	357 839	361 669	396 605	m <sup>3</sup> /ano
<b>Fração de metano média no biogás</b>	67,8%	68,0%	70,0%	v/v
<b>Energia elétrica cedida à RESP</b>	742	753	850	MWh/ano
<b>Produção de energia elétrica em relação ao consumo na ETAR</b>	20,4%	20,6%	23,3%	
<b>Remuneração proveniente da cedência de energia à RESP</b>	83 267	84 445	95 509	€/ano

Em condições idênticas às 2018, considerando os problemas de aquecimento, tem-se uma temperatura média de operação da DA de 31,1°C, o que leva a uma produção específica de biogás por quantidade de SSV alimentados ao sistema de 0,293 m<sup>3</sup>/kgSSV, e que a qualidade média do mesmo seja de 67,8% de metano, o que terá influência ao nível da produção elétrica. Ao se considerar o ano 2018, as condições de temperatura levam a uma produção de biogás de 357 839m<sup>3</sup>/ano e de energia elétrica de 742MWh, sendo o retorno económico desta última 83 267€/ano.

Ao se considerar a inexistência de problemas operacionais no aquecimento do digestor, as temperaturas médias de operação serão mais elevadas 0,4°C. No caso do sistema de aquecimento de lamas trabalhar em pleno durante o ano explorativo, ter-se-á uma produção de biogás, energia elétrica e remuneração proveniente da cedência da mesma, superior em 1,2%, 1,5% e 1,4%, respetivamente, comparativamente a existência de problemas iguais ao ano explorativo analisado.

Quando a temperatura média de operação da DA é igual à de dimensionamento, 35°C, a quantidade de biogás produzido será superior á do cenário onde são considerados os problemas

no aquecimento do digestor em 10,8%, e o mesmo irá suceder na energia elétrica e retorno económico da mesma, em 14,2% e 14,7%, respetivamente.

Relativamente à porção de energia elétrica produzida através da cogeração de biogás em relação à consumida na ETAR, caso não se consumam aumentos na carga tratada anualmente, será de 20,4% quando considerados problemas operacionais iguais aos ocorridos no ano de referência. Por outro lado, ao se considerar a ausência de problemas no sistema de aquecimento da DA, será conseguido 20,6%, e no caso de se conseguir manter a temperatura de dimensionamento 23,3%.

A carga tratada na ETAR tem influência na quantidade de matéria que chega a DA para ser sintetizada, pois consome um dos seus tratamentos. Deste modo, na Tabela 5.4 estão representados os valores de energia e remuneração projetados para os diferentes cenários de aumento de carga na ETAR, considerando problemas no aquecimento da DA.

*Tabela 5.4: Produção elétrica e remuneração previstas para o sistema de cogeração de biogás*

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Sistema de cogeração de biogás (2020 a 2034)	
		Energia elétrica produzida	Remuneração
Expressão de resultados	-	MWh/15anos	€/15anos
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	11 878	1 328 013
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	21 811	2 520 249
	75%	19 328	2 222 190
	50%	16 845	1 924 131
	25%	14 361	1 626 072
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	26 990	3 119 021
	75%	23 212	2 671 269
	50%	19 434	2 223 517
	25%	15 656	1 775 765
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	14 048	1 595 637
	75%	13 506	1 528 731
	50%	12 963	1 461 825
	25%	12 421	1 394 919

Ao analisar a Tabela 5.4 é verificável que a produção de energia elétrica de 2020 a 2034, terá um valor mínimo para os cenários analisados de 11 878MWh e máximo de 26 990MWh, sendo estes extremos referentes ao cenário sem aumento da carga tratada e ao de obtenção de 100% do HP em 2035 com aumento de carga logarítmico, respetivamente. Apesar dos extremos de produção energia elétrica através da cogeração e consumos serem relativos aos mesmos cenários carga tratada, a diferença entre máximo e mínimo é de 83,6% e 2,4%, para produção e consumo, respetivamente. O facto apresentado é indicativo de uma maior influência da carga tratada na produção de biogás, e consequentemente na de energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração, do que nos consumos, o que é indicativo que ao aumentar as cargas tratadas na ETAR a fração de energia produzida em relação à consumida terá tendência a aumentar, como representado nas Figura Anexo 1, Figura Anexo 2 e Figura Anexo 3, referentes aos diferentes cenários de aumento de carga.

Relativamente aos rendimentos monetários da cogeração de biogás, os valores brutos para o período de análise são maiores quanto maior for a produção de energia elétrica, sendo os valores máximo e mínimo para os cenários analisados de 3 119 021€ e 1 328 013€ no período de análise, respetivamente.

### 5.3. Unidades de produção fotovoltaica

Neste ponto serão estudadas as diferentes instalações fotovoltaicas projetadas, primeiramente será abordada a produção de energia elétrica destas, posteriormente é avaliado o desempenho das UPAC em relação aos índices de autoconsumo e autossuficiência, e por fim é feita uma análise económica recorrendo aos indicadores VAL, TIR, PRI e LCOE.

#### 5.3.1. Produção de energia elétrica

A produção específica de energia elétrica apresentará valores iguais para os sistemas fotovoltaicos dimensionados, isto porque a metodologia de elaboração dos mesmos contempla uma eficiência constante de conversão de energia elétrica, 92%, e para além disto, a inclinação e orientação dos módulos das instalações também igual. Deste modo, na Figura 5.2, estão representadas as produções específicas mensais, no primeiro ano de exploração.

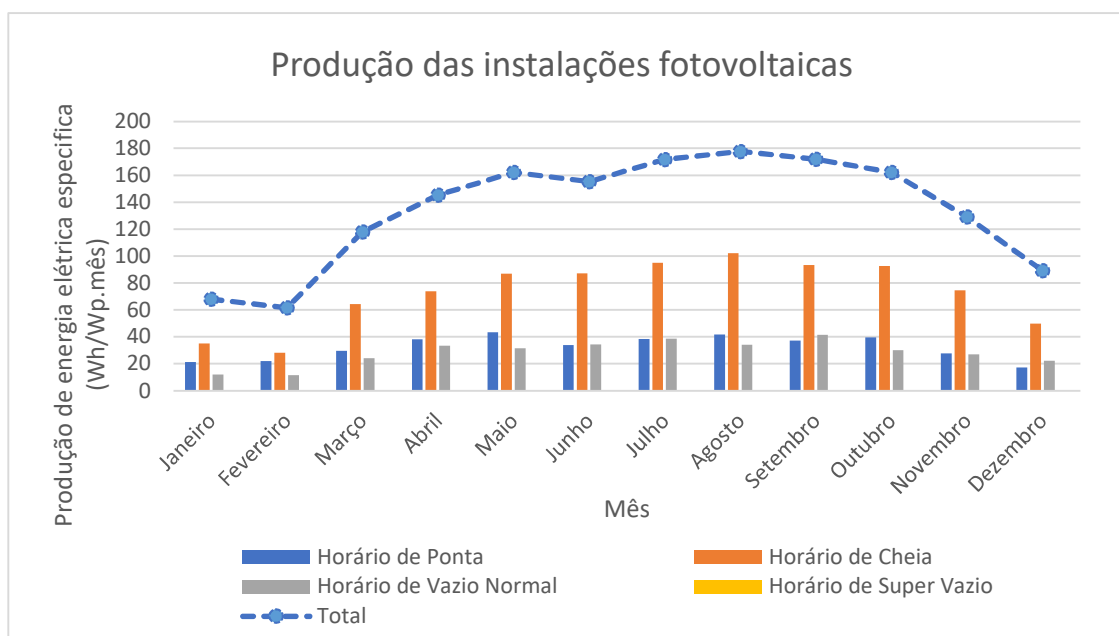


Figura 5.2:Variação da produção das instalações fotovoltaicas ao longo do ano 0

As produções de energia elétrica proveniente dos sistemas fotovoltaicos serão máximas no mês de agosto e mínimas em fevereiro. A curva da produção total mensal representada na Figura 5.2 é influenciada tanto pelas condições de irradiação recebida, como pelas condições de temperatura do módulo e sombreamentos considerados.

A produção de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos é maior no horário de Cheia, devido à irradiação solar também apresentar maiores potências nestes momentos, o que é bastante positivo para os sistemas em regime UPAC, isto porque a ETAR também apresenta os seus maiores consumos energéticos neste horário, portanto o autoconsumo sairá beneficiado.

A quantidade de energia produzida pelos módulos irá descer, ao longo do tempo de vida útil do sistema, uma vez que para os cálculos desta foi considerado uma perda de rendimento de 1% por ano. Na Tabela 5.5 estão representadas as produções solares consideradas para os diferentes sistemas fotovoltaicos dimensionados, tanto para o ano zero como para o tempo de vida útil considerado (15 anos).

Tabela 5.5: Produção das instalações fotovoltaicas

Parâmetro	Expressão de resultados	Instalação fotovoltaica			
		242	492	600	920
Potência Instalada	kWp	242	492	600	920
Produção no ano 0	$\frac{\text{MWh}}{\text{ano}}$	390	794	968	1484
Produção durante o tempo de vida útil	$\frac{\text{MWh}}{15\text{anos}}$	5447	11073	13504	20706

### 5.3.2. Análise de desempenho

A análise de desempenho, em termos de autoconsumo e autossuficiência só será realizada para os sistemas de 492 kWp, 600 kWp e 920 kWp, pois estes são em regime UPAC. Os indicadores foram calculados para o período analisado, visto existirem distintos cenários de aumento do consumo energético. Para o cálculo dos indicadores, serão utilizados os valores relativos à produção fotovoltaica dos diferentes sistemas dimensionados, energia elétrica consumida e a quantidade desta proveniente do fotovoltaico, representados nas Tabela 5.5 e Tabela 5.1 e os relativos aos autoconsumos (em energia) nas Tabela anexo 1, Tabela anexo 2 e Tabela anexo 3.

Na Tabela 5.6 estão representados os valores relativos ao índice de autoconsumo, para os diferentes cenários de consumo energético e sistemas fotovoltaicos

Tabela 5.6: Índice de autoconsumo para as diferentes instalações fotovoltaicas

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Autoconsumo (2020 a 2034)		
		UPAC com 492 kWp	UPAC com 600 kWp	UPAC com 920 kWp
Sem alteração de carga	0%	99,75%	99,25%	89,31%
	100%	99,77%	99,35%	90,29%
Aumento de carga linear	75%	99,77%	99,33%	90,11%
	50%	99,77%	99,31%	89,89%
	25%	99,76%	99,29%	89,64%
	100%	99,77%	99,39%	90,70%
Aumento de carga logarítmico	75%	99,77%	99,38%	90,46%
	50%	99,77%	99,34%	90,16%
	25%	99,77%	99,30%	89,80%
	100%	99,76%	99,27%	89,54%
Aumento de carga exponencial	75%	99,76%	99,27%	89,49%
	50%	99,76%	99,26%	89,44%
	25%	99,76%	99,26%	89,38%
	100%	99,76%	99,26%	89,38%

O índice de autoconsumo apresentou valores mais elevados e menos variáveis para a instalação fotovoltaica de 492 kWp, facto que pode ser explicado por o seu dimensionamento ter sido realizado com o fim de otimização económica considerando um consumo anual constante, o que levou a maximizar a porção de energia autoconsumida, sendo a poupança de energia consumida



da RESP o seu principal retorno económico. O dimensionamento do sistema fotovoltaico, foi realizado para que no primeiro ano de exploração, tivesse um autoconsumo de 99,69%, valor este que sofreu um acréscimo quando considerado o período de análise, devido a perda de eficiência do módulo.

Quando a potência instala é de 600 kWp a variação do índice de autoconsumo apresenta uma maior variabilidade para os diferentes cenários de aumento de carga do que quando esta é de 492 kWp, o que é indicativo do maior desfasamento entre o perfil de geração e consumo de energia elétrica. A maior proximidade dos valores do índice autoconsumo para as potências instaladas de 600 e 492 kWp, é consumada nos cenários de consumo para qual a primeira foi dimensionada, com o objetivo de otimização económica, correspondentes estes a um aumento de carga logarítmico de carga logarítmico, onde a obtenção do HP era de 75 e 100% em 2035. Estes cenários de aumento de carga, preveem um crescimento inicial acentuado do parâmetro, sendo esbatido ao longo do tempo, o que levará a que energia elétrica consumida na ETAR apresente uma tendência semelhante, contudo em menor proporção, como já referido. O comportamento do aumento do consumo é vital para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em regime UPAC, neste caso, como era considerado um aumento elevado nos primeiros anos, em relação aos restantes cenários, o dimensionamento que maximizava o retorno económico foi realizado para se adaptar a curva do consumo, prevendo os ganhos futuros, estando sobredimensionado no primeiro ano.

Quando a potência da UPAC é de 920 kWh, para além dos índices de autoconsumo serem mais baixos, têm-se uma maior variação dos autoconsumos para os diferentes cenários de aumento de carga, isto porque, o que o perfil de geração é mais afastado do de consumo de energia elétrica. Tendo o presente dimensionamento fotovoltaico sido executado com o objetivo de aproximar a produção de energia elétrica na ETAR do seu consumo, o rendimento económico não foi tomado em conta, daí os autoconsumos baixos em comparação com os restantes dimensionamentos de UPAC.

Na Tabela 5.7 estão representados os valores relativos ao índice de autossuficiência, para os diferentes cenários de consumo energético e sistemas fotovoltaicos

*Tabela 5.7: Índice de autossuficiência para as diferentes instalações fotovoltaicas*

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Autossuficiência (2020 a 2034)		
		UPAC com 492 kWp	UPAC com 600 kWp	UPAC com 920 kWp
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	20,19%	24,50%	33,80%
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	19,72%	23,95%	33,37%
	75%	19,81%	24,05%	33,46%
	50%	19,91%	24,18%	33,55%
	25%	20,04%	24,32%	33,67%
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	19,54%	23,74%	33,22%
	75%	19,66%	23,88%	33,33%
	50%	19,80%	24,04%	33,45%
	25%	19,97%	24,24%	33,61%
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	20,07%	24,35%	33,68%
	75%	20,09%	24,39%	33,71%
	50%	20,12%	24,42%	33,74%
	25%	20,15%	24,46%	33,77%

O índice de autossuficiência é relativo a porção de energia consumida que é proveniente das instalações de produção energética em relação a total consumida. O que faz com que os cenários que preveem um aumento de que contribua para um maior consumo energético no período analisado, sejam caracterizados por índices de autossuficiência menores.

Os sistemas fotovoltaicos apresentam maiores autossuficiências quanto maior é a sua potência, pois conseguem garantir uma maior quantidade de energia autoconsumida, como verificado pelos valores representados na Tabela 5.7.

### 5.3.3. Análise económica

No presente ponto, serão numa primeira fase abordados os custos associados as diferentes instalações fotovoltaicas dimensionadas, e posteriormente os indicadores VAL; TIR, PRI e LCOE

#### 5.3.3.1. Custos

Os custos referentes as instalações fotovoltaicas, apresentam os valores discriminados na Tabela 5.8.

*Tabela 5.8: Custos associados às instalações fotovoltaicas projetadas*

Parâmetro	Unidade produtiva fotovoltaicas				Expressão de resultados
<b>Potência fotovoltaica instalada</b>	242	492	600	920	kWp
<b>Módulo</b>	114 046	231 394	282 194	432 308	€
<b>Suporte de Módulo</b>	17 960	36 440	9 839	68 080	€
<b>Inversor</b>	57 384	119 565	141 983	222 889	€
<b>Cabos e aparelhagem de corte e proteção</b>	3 429	7 019	8 484	13 104	€
<b>Custo de legalização</b>	500	750	750	750	€
<b>Implementação</b>	85 715	175 480	212 089	327 599	€
<b>Substituição do inversor</b>	11 477	23 913	28 397	44 578	€/ano
<b>Operação e Manutenção</b>	5 571	11 398	13 092	21 280	€/ano
<b>Investimento inicial (<math>I_0</math>)</b>	279 034	570 648	655 338	1 064 729	€
<b>Custos anuais (<math>D_t</math>)</b>	17 047	35 311	41 488	65 857	€/ano
<b>Custo específico</b>	1,15	1,16	1,16	1,09	€/Wp

O custo dos inversores, são utilizados para o cálculo de outros custos da instalação, conforme apresentado na Tabela 4.21, levam a que os custos específicos das instalações fotovoltaicas apresentem valores diferentes, sendo estes 1,15, 1,16, 1,16 e 1,09 €/W, para as potências de 242, 492, 600 e 920 kWp, respetivamente.

#### 5.3.3.2. VAL

Para o cálculo do VAL foram utilizados os seguintes dados:

- Taxa de atualização: 2%;
- Receitas provenientes da:
  - Cedência de energia à RESP, representadas na Tabela anexo 5;
  - Poupança na energia consumida da RESP. representadas na Tabela anexo 4.
- Período de investimento: 15 anos;
- Custos, representados na Tabela 4.21.

O VAL para os diferentes cenários estudados apresentou os valores da Tabela 5.9.

Tabela 5.9: VAL das instalações fotovoltaicas projetadas

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	VAL			
		UPAC com 492 kWp	UPAC com 600 kWp	UPAC com 920 kWp	UPP com 242 kWp
<b>Expressão de resultados</b>	-	€	€	€	€
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	517 427	629 000	812 175	
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	517 588	630 312	824 615	
	75%	517 552	630 064	822 109	
	50%	517 520	629 789	819 261	
	25%	517 482	629 429	816 060	
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	517 682	630 968	830 635	
	75%	517 639	630 643	827 322	139 970
	50%	517 587	630 222	823 325	
	25%	517 510	629 717	818 440	
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	517 458	629 199	814 460	
	75%	517 448	629 166	813 923	
	50%	517 431	629 113	813 405	
	25%	517 428	629 065	812 839	

O VAL da UPP com uma potência instalada de 242 kWp, é o menor entre as instalações, para este caso o parâmetro apresenta um valor constante para os diferentes cenários de consumo pois a sua rentabilidade económica é independente destes, visto toda a energia produzida ser injetada na RESP. Apesar de deter uma potência instalada de aproximadamente 50% da instalação com 492 kWp, esta apresenta um VAL inferior em 27%, o que é indicativo da maior rentabilidade das UPAC, para o caso de estudo.

A UPAC com 492 kWp, apresenta uma variabilidade reduzida do VAL para os diferentes cenários de consumo em comparação com as restantes instalações deste tipo, tendo um valor mínimo de 517 427€ e um máximo de 517 682€, para o parâmetro. Este facto pode ser justificado através da baixa variação do índice de autoconsumo, observável na Tabela 5.6, que leva a que o aumento do consumo na ETAR não seja sinónimo do aumento considerável da energia autoconsumida, sendo esta a principal fonte remuneratória das UPAC. No caso da UPAC com 600 kWp o VAL atingiu valores entre os 630 968€ e 629 000€, valores para o parâmetro superiores aos relativos à unidade de produção com 492 kWp, o que é indicativo do aumento do mesmo com a potência instalada, contribuindo para esta conclusão, têm-se os valores máximos do parâmetro na UPAC com 920 kWp. Contudo esta última instalação fotovoltaica referida, é a que apresenta a maior variação do indicador VAL, sendo a diferença entre o cenário de consumo energético que permite o maior e menor rendimento de 18 460€, isto devido a diferença entre a quantidade de energia autoconsumida também aumentar.

### 5.3.3.3. TIR

A TIR apresenta-se como o indicador chave para a otimização económica do dimensionamento fotovoltaico, pois o maior rendimento económico bruto não é sinónimo do melhor investimento, sendo a taxa de retorno do investimento aplicado o principal fator a ter em conta para a avaliação económica das instalações. Na Tabela 5.10 estão representadas as TIR para os diferentes cenários e unidades de produção fotovoltaicas estudadas.

Tabela 5.10: TIR das instalações fotovoltaicas projetadas

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	TIR			
		UPAC com 492 kWp	UPAC com 600 kWp	UPAC com 920 kWp	UPP com 242 kWp
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	11,96%	11,94%	10,33%	
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	11,96%	11,96%	10,44%	
	75%	11,96%	11,95%	10,42%	
	50%	11,96%	11,95%	10,39%	
	25%	11,96%	11,95%	10,36%	
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	11,97%	11,97%	10,51%	
	75%	11,96%	11,96%	10,48%	7,90%
	50%	11,96%	11,96%	10,44%	
	25%	11,96%	11,95%	10,39%	
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	11,96%	11,94%	10,35%	
	75%	11,96%	11,94%	10,34%	
	50%	11,96%	11,94%	10,34%	
	25%	11,96%	11,94%	10,34%	

As instalações dimensionadas para a obtenção do NZE aplicado a ETAR, UPAC de 920 kWp e UPP de 242 kWp apresentaram as TIR mais baixas, sendo os seus valores para a UPAC na faixa de valores entre os 10,33% e os 10,51%, já a UPP obteve um valor para o parâmetro de 7,90%.

Relativamente as TIR das UPAC com 492 e 600 kWp, têm-se as TIR mais elevadas, sendo que a unidade de produção com a maior potência apresenta valores para o parâmetro mais altos em relação às restantes, apenas quando considerado o aumento logarítmico de carga tratada na ETAR com obtenção de 75% e 100% do HP em 2035.

Em suma as TIR mais altas têm-se essencialmente com a UPAC de 492 kWp, sendo que dos treze cenários de carga não apresenta valores mais elevados do parâmetro apenas em dois destes, sendo que nestes apresenta diferenças inferiores a 0,01%.

### 5.3.3.4. PRI

Os valores relativos ao PRI, para as diferentes sistemas fotovoltaicos e cenários de aumento de carga tratada, estão representados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11: PRI das instalações fotovoltaicas projetadas

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	PRI			
		UPAC com 492 kWp	UPAC com 600 kWp	UPAC com 920 kWp	UPP com 242 kWp
<b>Expressão de resultados</b>	-	anos	anos	anos	anos
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	8	8	9	10
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	8	8	8	
	75%	8	8	8	
	50%	8	8	8	
	25%	8	8	9	
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	8	8	8	
	75%	8	8	8	
	50%	8	8	8	
	25%	8	8	8	
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	8	8	9	
	75%	8	8	9	
	50%	8	8	9	
	25%	8	8	9	

Os valores mais elevados do PRI ocorreram nos casos em que a TIR foi mais baixa, sendo o valor mais elevado para o parâmetro relativo à UPP de 242 kWp de potência, consumando 10 anos. Por outro lado, a UPAC de 920 kWp, apresentou PRIs variantes entre 9 e 8 anos, sendo os valores mais elevados verificados nos cenários de aumento de carga que apresentavam um menor consumo energético para o período analisado, penalizando o autoconsumo de energia, e consequentemente o retorno monetário da instalação fotovoltaica.

As UPAC com 492 e 600 kWp de potência fotovoltaica instalada, apresentam um PRI constante para os cenários analisados, 8 anos, sendo este valor o mais baixo verificado.

### 5.3.3.5. LCOE

Os resultados para o LCOE, que são relativos ao custo normalizado da energia elétrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos, estão demonstrados na Tabela 5.12

Tabela 5.12: LCOE das instalações fotovoltaicas projetadas

Parâmetro	Expressão de resultados	Instalação fotovoltaica			
Potência instalada	kWp	242	492	600	920
Regime	-	UPP	UPAC	UPAC	UPAC
LCOE	€/kWh	0,0708	0,0714	0,0708	0,0713

A UPP de 242 kWp, apresentou um LCOE de 70,8 €/MWh, valor inferior à tarifa de venda, sendo esta de 103,95 €/MWh, o que faz com que ganhos brutos sejam de 33,15 €/MWh.

Já para as UPAC, a tarifa de venda de energia à RESP, utilizando a metodologia descrita no ponto 4.2.2.1, só atinge valores médios anuais superiores aos do LCOE da produção das instalações fotovoltaicas no ano de 2026, correspondendo este ao sexto ano de exploração. Por outro lado, a tarifa aplicada ao consumo de energia elétrica proveniente da RESP no ano 2020, considerando um consumo constante na ETAR, de forma a não alterar a tarifa, devido à consideração nos cálculos da mesma do custo da potência em horas de ponto, foi de 102,54 €/kWh.

## 5.4. Avaliação integrada

No presente ponto pretende-se abordar os diferentes objetivos propostos para o estudo, passando estes pela obtenção do NZE aplicado à ETAR recorrendo à cogeração de biogás e produção fotovoltaica, e pela otimização económica do dimensionamento fotovoltaico.

### 5.4.1. Obtenção do NZE aplicado à ETAR

A obtenção de um balanço nulo entre energia elétrica produzida e consumida anualmente, será dependente principalmente da cogeração de biogás produzido na ETAR, isto porque o dimensionamento fotovoltaico que permite uma maior produção elétrica, a UPAC de 920 kWp, consegue aproximadamente 40% da produção elétrica necessária para o objetivo.

Ao considerar-se que a carga tratada na ETAR não sofre aumentos em relação ao sucedido no ano 2018, e a instalação de um sistema fotovoltaico com 920 kWp, a fração de energia produzida face à consumida apresentará o comportamento descrito na Figura 5.3.

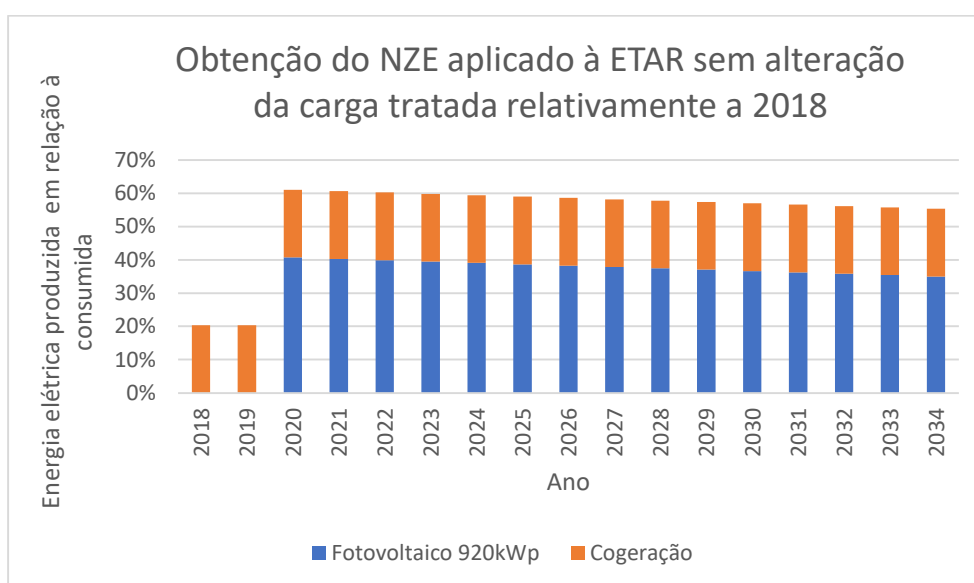
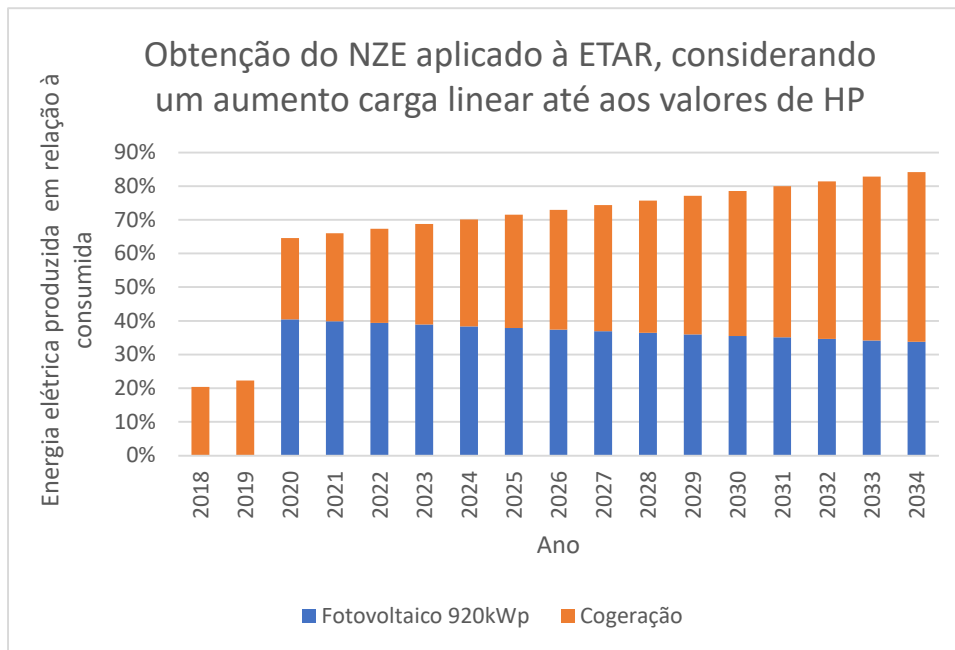


Figura 5.3. Energia elétrica produzida face à consumida, considerando a carga de entrada constante para o período de análise e, a adoção de um sistema fotovoltaico de 920 kWp.

Ao observar a Figura 5.3 é notória a contribuição constante da cogeração para a obtenção do NZE aplicado à ETAR com 20%, por outro lado o sistema fotovoltaico apresenta um valor para o parâmetro de 41% no ano de instalação, e posteriormente sofre uma descida constante até aos 35% devido a perda de eficiência dos módulos. Deste modo o ano em que o consumo se aproxima mais da produção é o de 2020, sendo atingido apenas 61% do mesmo.

Caso se considere um aumento linear da carga tratada na ETAR até à obtenção do HP em 2035, e a instalação de um sistema fotovoltaico com 920 kWp, a fração de energia produzida face à consumida apresentará o comportamento descrito na Figura 5.4.



*Figura 5.4: Energia elétrica produzida face à consumida, considerando um aumento de carga de entrada linear para o período de análise até a obtenção dos valores do HP em 2035 e, a adoção de um sistema fotovoltaico de 920 kWp.*

No caso ilustrado pela Figura 5.4, apesar de existir um decréscimo do contributo do sistema fotovoltaico na fração de energia produzida em relação à consumida, provocado não só pela perda de rendimento dos módulos como pela diluição desta contribuição com o aumento de consumo de energia elétrica, tem-se no último ano analisado o consumo mais próximo da produção. A cogeração de biogás neste cenário de aumento de carga tratada na ETAR, apresenta no último ano uma produção de energia elétrica de 50% do consumo, contribuindo para que o total para o parâmetro, adicionando o fotovoltaico, seja de 84%.

É importante referir que, caso não existissem problemas com o aquecimento da DA ou trabalhasse sobre a temperatura de dimensionamento, a cogeração produziria mais 1,4% ou 15,4% de energia elétrica, respetivamente

Os restantes cenários de aumento de carga não foram abordados no presente ponto, pois o fator mais diferenciador para que os consumos se aproximem da produção é a cogeração de biogás, estando as repostas produtivas destas para os cenários estudados, representadas nas Figura Anexo 4, Figura Anexo 5 e Figura Anexo 6.



#### 5.4.2. Otimização económica do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico que otimiza o rendimento económico, conforme o estudado no ponto 5.3.3, é a UPAC com 492 kWp de potência, apresentando a TIR mais alta para a maioria dos cenários de aumento de carga, sendo que nos casos em que isto não sucede, apresenta valores bastante próximos.

Na Tabela 5.13 estão representados os valores referentes ao dimensionamento fotovoltaico executado na presente dissertação que otimiza o rendimento económico e ao realizado pelo grupo *FINERTEC*, para a mesma ETAR.

Tabela 5.13: Comparação do dimensionamento fotovoltaico que maximiza o retorno económico com o realizado pelo grupo *FINERTEC*.

Parâmetro	Potência fotovoltaica	Produção de energia no primeiro ano	Autoconsumo	TIR	Custo específico	Custos anuais
Expressão de resultados	kWp	kWh	%	%	€/Wp	€/ano
<b>Presente estudo</b>	492	793 781	99,75	11,96	1,16	35 311
<b><i>FINERTEC</i></b>	499	815 027	99,78	19,74	0,93	8 644

O sistema dimensionado no presente estudo apresenta semelhanças em relação ao da *FINERTEC*, a principal prende-se com o facto das potências dimensionadas apresentem valores bastantes próximos da ETAR, consequentemente visto o estudo ser feito para as mesmas instalações, contudo em anos referência distintos, o autoconsumo também é próximo. A principal diferença entre os estudos, é relativa aos parâmetros económicos, sendo que na presente dissertação é considerado um custo específico e anual de 1,16 €/Wp e 35 311€/ano, enquanto que para o estudo da *FINERTEC* é de 0,93€/Wp e 8 644€/ano, respetivamente. Fato que consuma que a TIR do presente estudo também seja inferior.

Considerando o cenário de carga tratada na ETAR mais restritivo, tanto em termos de remuneração económica da cogeração como da produção fotovoltaica, o que o consumo anual não sofre alterações, fez-se uma previsão remuneratória das produções de energia elétrica de ambas as fontes renováveis.

Na figura está representado o *CashFlow* anual, e o acumulado relativo á unidade de produção fotovoltaica.

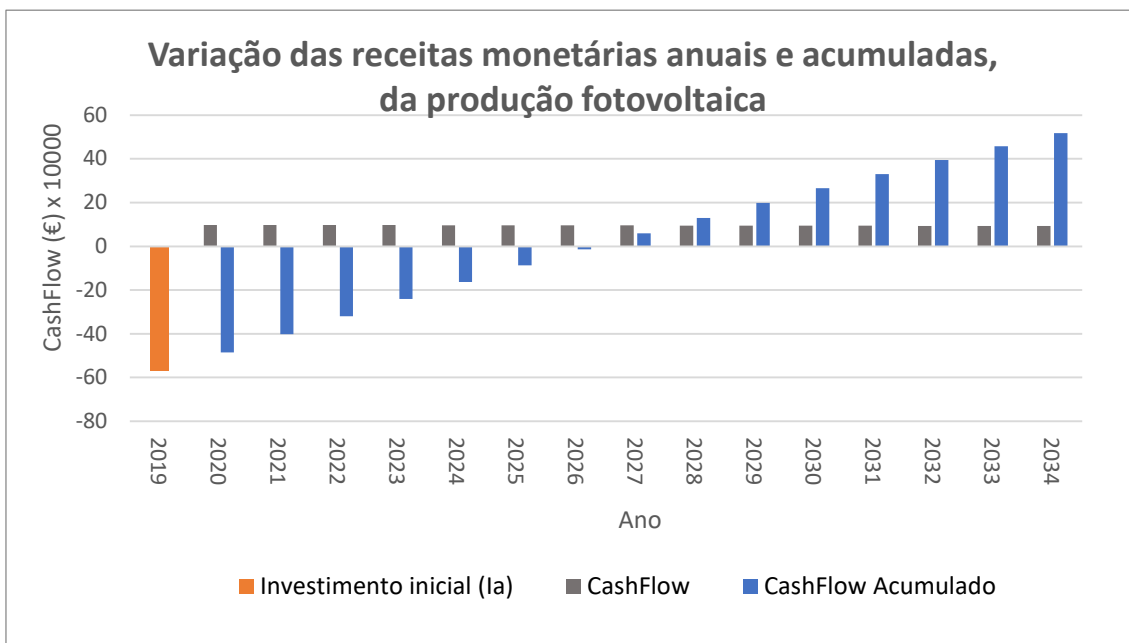


Figura 5.5: Representação gráfica dos CashFlows anuais e acumulado,

sendo a receita previsível das duas fontes renováveis representada na Figura 5.6.

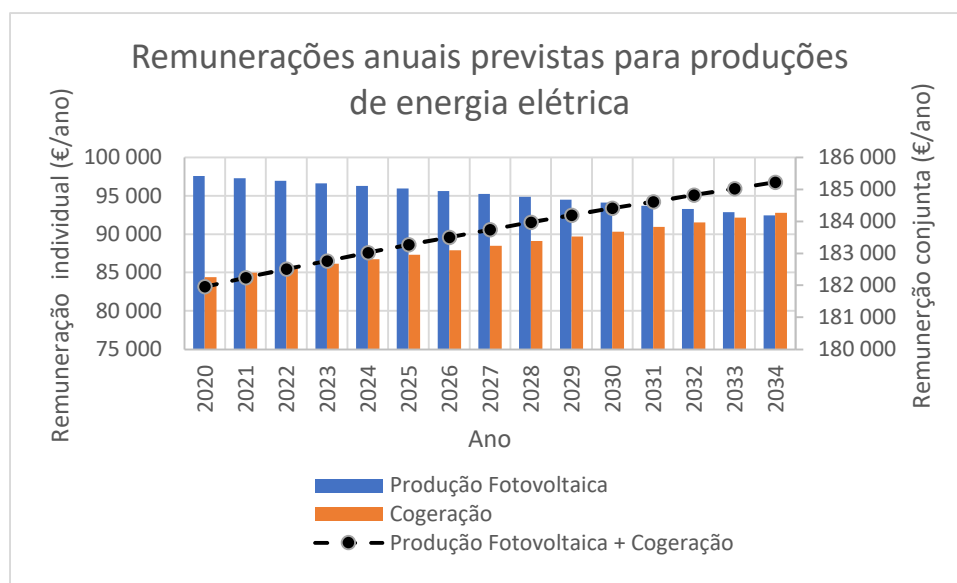


Figura 5.6: Representação gráfica das remunerações anuais provenientes da energia elétrica produzida pelo sistema de cogeração e produção fotovoltaica de 492 kWp.

Enquanto a produção fotovoltaica apresenta uma receita anual decrescente, para o período analisado, a cogeração de biogás apresenta uma tendência inversa, esta devido ao aumento da tarifa remuneratória, por ação do IPC, uma vez que a quantidade de energia produzida é constante quando não existe aumento na carga tratada.



## 6. Conclusão e trabalhos futuros

### 6.1. Conclusão

Na presente dissertação as principais ilações são as seguintes:

Relativamente aos consumos energéticos, o parâmetro que possui uma maior relação com estes, é a quantidade de carga mássica tratada. Verificou-se também que a nível dos consumos específicos, em unidade energética por carga mássica tratada, o efeito de escala, o que irá se repercutir no consumo elétrico total da instalação, aplicando-se uma relação positiva entre quantidade afluyente a ETAR e eficiência energética da mesma.

No processo de digestão anaeróbia, verificou-se que a temperatura de operação do mesmo apresenta uma dependência constante da temperatura ambiente, o que se irá repercutir na capacidade do mesmo. Neste âmbito, ao longo do estudo foram identificadas influências da temperatura de operação do sistema a nível da quantidade de sólidos suspensos voláteis removidos e poder calorífico do biogás.

Ao se considerar que os comportamentos de consumo e produção não apresentem alterações relativamente a 2018, a instalação fotovoltaica que permite a maior produção de energia elétrica é a dimensionada para a potência máxima de ligação à rede. Desta forma, foi considerada uma potência fotovoltaica de 920kWp, que apresenta uma capacidade e produção de aproximadamente 40% da energia consumida na ETAR, no primeiro ano de vida, valor reduzido, tendo em conta que a cogeração de biogás tomará valores para o parâmetro de 20%. Deste modo, a quantidade de energia elétrica produzida, seria apenas de 60% do consumo. A obtenção de um maior equilíbrio entre energia produzida e consumida, estará mais próxima quanto menor for a diferença entre mais perto se trabalhar dos níveis de carga para qual a ETAR foi dimensionada, aproveitando o efeito de escala verificado nos consumos, e o aumento de produção de energia elétrica por parte da cogeração de biogás. Estima-se que parava valores de tratada a carga máxima do horizonte de projeto da ETAR, a fração de energia elétrica produzida pela cogeração será de 55% do consumo desta.

Relativamente ao fotovoltaico, verificou-se que a ETAR apresenta um perfil de consumo, e custos associados à energia elétrica, que justificam a adoção de um sistema fotovoltaico, sendo o regime de UPAC o que maiores benefícios monetários traz. O dimensionamento que otimizou o retorno económico foi a instalação com a potência de 492kWp, apresentando esta um investimento inicial de 570 648 €, e um custo anual de 35 311€, sendo a TIR de 11,96% e o período de retorno de investimento 8 anos. É importante referir que a análise económica tomou em consideração o custo de substituição dos inversores a cada cinco anos, o que levou a que esta apresenta-se valores remuneratórios restritivos em comparação com outros estudos deste foro.

Como conclusão final tem-se que o *mix* energético que melhor se adapta ao caso de estudo, passa pela cogeração de biogás produzido pela digestão anaeróbia, com cedência total de energia a rede, e pela adoção de uma unidade produtiva fotovoltaica com a potência aproximada de 500kWp, em regime UPAC, sendo que 99%da energia produzida por esta é consumida pela própria ETAR. Ao deter estas duas instalações, nos termos impostos, ter-se-á uma produção de energia elétrica na ETAR corresponde a aproximadamente 45% do consumo, estando este valor sujeito a alterações conforme a carga mássica tratada na ETAR, e funcionamento da digestão anaeróbia.

## 6.2. Trabalhos futuros

Como estudos futuros propõe-se, um estudo mais aprofundado sobre a variação de temperatura diária de um digestor anaeróbio em larga escala, e a influência que esta tem na capacidade do sistema. Este estudo justifica-se pela constatare recorrência a ensaios laboratoriais para reproduzir a digestão anaeróbia, sendo os resultados distanciados por vezes dos de larga escala, pois as condições de operação não são iguais.

Visto no presente estudo ter sido verificado uma dependência constante da temperatura deste em relação á ambiente, e adicionando a este facto, a maioria dos sistemas de cogeração de biogás serem remunerados de acordo com o Decreto-Lei 225/2007, que apresenta um tarifário remuneratório bastante vantajoso, tendo em conta as modalidades impostas às energias de fonte renovável na atualidade. Deste modo considera-se interessante o estudo da integração de um sistema solar térmico com vista ao aquecimento do digestor anaeróbio, visando a viabilidade do dimensionamento.

## 7. Bibliografia

- Achinas, S., Achinas, V., & Euverink, G. J. W. (2017). A Technological Overview of Biogas Production from Biowaste. *Engineering*, 3(3), 299–307. <https://doi.org/10.1016/J.ENG.2017.03.002>
- AdP. (2019). Programa de Energia para o Ambiente 2020. Retrieved August 10, 2019, from <https://www.adp.pt/pt/sustentabilidade/boas-praticas/gestao-da-energia/?id=54>
- Aelenei, D., Lopes, R. A., Aelenei, L., & Gonçalves, H. (2019). Investigating the potential for energy flexibility in an office building with a vertical BIPV and a PV roof system. *Renewable Energy*, 189–197. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.140>
- Akalu, M. M. (2001). Re-examining project appraisal and control: Developing a focus on wealth creation. *International Journal of Project Management*, 19(7), 375–383. [https://doi.org/10.1016/S0263-7863\(00\)00019-3](https://doi.org/10.1016/S0263-7863(00)00019-3)
- Appels, L., Baeyens, J., Degève, J., & Dewil, R. (2008). Principles and potential of the anaerobic digestion of waste-activated sludge. *Progress in Energy and Combustion Science*, 34(6), 755–781. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2008.06.002>
- Buffière, P., Dooms, M., Hattou, S., & Benbelkacem, H. (2018). The hydrolytic stage in high solids temperature phased anaerobic digestion improves the downstream methane production rate. *Bioresource Technology*, 259(March), 111–118. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.03.037>
- Campana, P. E., Li, H., Li, W., Tian, Z., Yan, J., Hao, Y., & Jin, H. (2018). Integration of concentrating PVs in anaerobic digestion for biomethane production. *Applied Energy*, 231(July), 80–88. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.119>
- Ccbs-energia. (2019). Loja. Retrieved June 7, 2019, from <https://www.ccbs-energia.pt/loja>
- Decreto-Lei n.º 152/97. (1997). Ministério do Ambiente. *Diário Da República, I-Série A*, 4775–4780. Retrieved from <https://dre.pt/application/conteudo/365343>
- Energia, M. do A. O. do T. e. (2015). Portaria n.º 14/2015. *Diário Da República*, 524–531. Retrieved from [http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria\\_n.14\\_2015.pdf](http://www.apisolar.pt/images/stories/Legislacao/Portaria_n.14_2015.pdf)
- EU. (2019). Photovoltaic Geographical Information System.
- European Commission. (2014). *Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020*. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2776/97516>
- Ferreira, D. (2018). *Eficiência energética no setor do tratamento de água residual. Caso de estudo: ETAR de Santa Cita*. Tese de Mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade Nova de Lisboa.
- Gouveia, R. (2018). *Eficiência de remoção de microplásticos em quatro ETAR portuguesas*. Tese de Mestrado. Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade Nova de Lisboa.
- Hagos, K., Zong, J., Li, D., Liu, C., & Lu, X. (2017). Anaerobic co-digestion process for biogas production: Progress, challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76(March 2016), 1485–1496. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.184>
- Horan, N., Yaser, A. Z., & Wid, N. (Eds.). (2018). *Anaerobic Digestion Processes Applications*. In

*Applications and Effluent Treatment*. Springer.

- INE. (2019). IPC - Atualização de Valores. Retrieved from <https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ipc>
- IPMA. (2019). Acompanhamento do clima. Retrieved July 19, 2019, from <https://www.ipma.pt/pt/oclima/monitorizacao/i>
- IST-GREENPRO. (2004). *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. Retrieved from <https://www.voltimum.pt/artigos/manual-sobre-tecnologias-projecto-e>
- Kollmann, R., Neugebauer, G., Kretschmer, F., Truger, B., Kindermann, H., Stoeglehner, G., ... Narodoslowsky, M. (2017). Renewable energy from wastewater - Practical aspects of integrating a wastewater treatment plant into local energy supply concepts. *Journal of Cleaner Production*, 155, 119–129. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.08.168>
- Longo, S., d'Antoni, B. M., Bongards, M., Chaparro, A., Cronrath, A., Fatone, F., ... Hospido, A. (2016). Monitoring and diagnosis of energy consumption in wastewater treatment plants. A state of the art and proposals for improvement. *Applied Energy*, 179, 1251–1268. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.043>
- Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems*. *Choice Reviews Online* (Vol. 42). <https://doi.org/10.5860/choice.42-3448>
- McLeod, J. D., Othman, M. Z., & Parthasarathy, R. (2019). Process intensification of anaerobic digestion: Influence on mixing and process performance. *Bioresource Technology*, 274(October 2018), 533–540. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2018.12.011>
- Merkasol. (2019). Inversores de rede SMA. Retrieved February 13, 2019, from [erkasol.com/epages/62387086.sf/pt\\_PT/?ObjectPath=/Shops/62387086/Categories/%22InversoresSolares%22/Inversores\\_Conectados\\_a\\_Red/Inversores\\_de\\_red\\_SMA/Inversores\\_de\\_red\\_SMA\\_sin\\_transformador](http://erkasol.com/epages/62387086.sf/pt_PT/?ObjectPath=/Shops/62387086/Categories/%22InversoresSolares%22/Inversores_Conectados_a_Red/Inversores_de_red_SMA/Inversores_de_red_SMA_sin_transformador)
- Ministério da Economia e da Inovação. (2007). Decreto-Lei n.º 225/2007. *Diário Da República - I Série, N.º 105*, 3630–3638.
- Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. (n.d.). Decreto-lei n.º 153/2014 de 20 de outubro (Diário da República, 1.ª série - N.º 202). *Diário Da República*, 5298–5311.
- Molinos-Senante, M., Sala-Garrido, R., & Iftimi, A. (2018). Energy intensity modeling for wastewater treatment technologies. *Science of the Total Environment*, 630, 1565–1572. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.02.327>
- Mugume, S. N., Gomez, D. E., Fu, G., Farmani, R., & Butler, D. (2015). A global analysis approach for investigating structural resilience in urban drainage systems. *Water Research*, 81, 15–26. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2015.05.030>
- Neshat, A. A., Rashidi Mehrabadi, A., Alighardashi, A., & Tajrobehkar, O. (2017). Nitrate Removal from Waters Containing Sulfate Using Autotrophic Denitrification with Sulfide Return. *Water, Air, and Soil Pollution*, 228(1). <https://doi.org/10.1007/s11270-016-3218-z>
- OMIE. (2019). Preço médio diário do mercado de electricidade. Retrieved March 10, 2019, from <https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad>
- Panepinto, D., Fiore, S., Zappone, M., Genon, G., & Meucci, L. (2016). Evaluation of the energy efficiency of a large wastewater treatment plant in Italy. *Applied Energy*, 161, 404–411. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.027>
- Payá, J., Monzó, J., Borrachero, M. V., & Soriano, L. (2019). *Sewage sludge ash*. *New Trends in*

*Eco-efficient and Recycled Concrete*. Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/b978-0-08-102480-5.00005-1>

- Qiao, J., & Zhang, W. (2018). Dynamic multi-objective optimization control for wastewater treatment process. *Neural Computing and Applications*, 29(11), 1261–1271. <https://doi.org/10.1007/s00521-016-2642-8>
- Rego, R. R. (2012). PERFORMANCE ANALYSIS OF THE WASTEWATER TREATMENT PLANTS USING A METABOLISM MODEL Rodrigo Ribeiro Rego Extended Abstract September 2012 Abstract, (September).
- Samer, M. (2015). Biological and chemical wastewater treatment processes. In *Wastewater Treatment Engineering* (pp. 0–50). IntechOpen.
- Schopf, K., Judex, J., Schmid, B., & Kienberger, T. (2018). Modelling the bioenergy potential of municipal wastewater treatment plants. *Water Science and Technology*, 77(11), 2613–2623. <https://doi.org/10.2166/wst.2018.222>
- Silva, C., & Rosa, M. J. (2015). Energy performance indicators of wastewater treatment: A field study with 17 Portuguese plants. *Water Science and Technology*, 72(4), 510–519. <https://doi.org/10.2166/wst.2015.189>
- Skelion 2019. (2019). Retrieved from <http://skelion.com/>
- SketchUp Pro 2020. (2020). Retrieved from <https://www.sketchup.com/>
- SNIRH. (2019). Redes de Monitorização. Retrieved December 10, 2019, from <https://snirh.apambiente.pt/>
- Tao, X., & Chengwen, W. (2012). Energy Consumption in Wastewater Treatment Plants in China. *World Congress on Water, Climate and Energy*, (September), 1–6. <https://doi.org/10.13140/2.1.1228.9285>
- Torregrossa, D., Castellet-Viciano, L., & Hernández-Sancho, F. (2019). A data analysis approach to evaluate the impact of the capacity utilization on the energy consumption of wastewater treatment plants. *Sustainable Cities and Society*, 45(November 2018), 307–313. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.11.036>
- Vasco-Correa, J., Khanal, S., Manandhar, A., & Shah, A. (2018). *Anaerobic digestion for bioenergy production: Global status, environmental and techno-economic implications, and government policies*. *Bioresource Technology* (Vol. 247). <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.09.004>
- Wang, N. X., Lu, X. Y., Tsang, Y. F., Mao, Y., Tsang, C. W., & Yueng, V. A. (2019). A comprehensive review of anaerobic digestion of organic solid wastes in relation to microbial community and enhancement process. *Journal of the Science of Food and Agriculture*, 99(2), 507–516. <https://doi.org/10.1002/jsfa.9315>
- Wang, P., Wang, H., Qiu, Y., Ren, L., & Jiang, B. (2018). Microbial characteristics in anaerobic digestion process of food waste for methane production—A review. *Bioresource Technology*, 248, 29–36. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2017.06.152>
- Xin-Gang, Z., Gui-Wu, J., Ang, L., & Yun, L. (2016). Technology, cost, a performance of waste-to-energy incineration industry in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 115–130. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.137>
- Zahedi, S., Solera, R., Micolucci, F., Cavinato, C., & Bolzonella, D. (2016). Changes in microbial community during hydrogen and methane production in two-stage thermophilic anaerobic co-digestion process from biowaste. *Waste Management*, 49, 40–46. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.01.016>







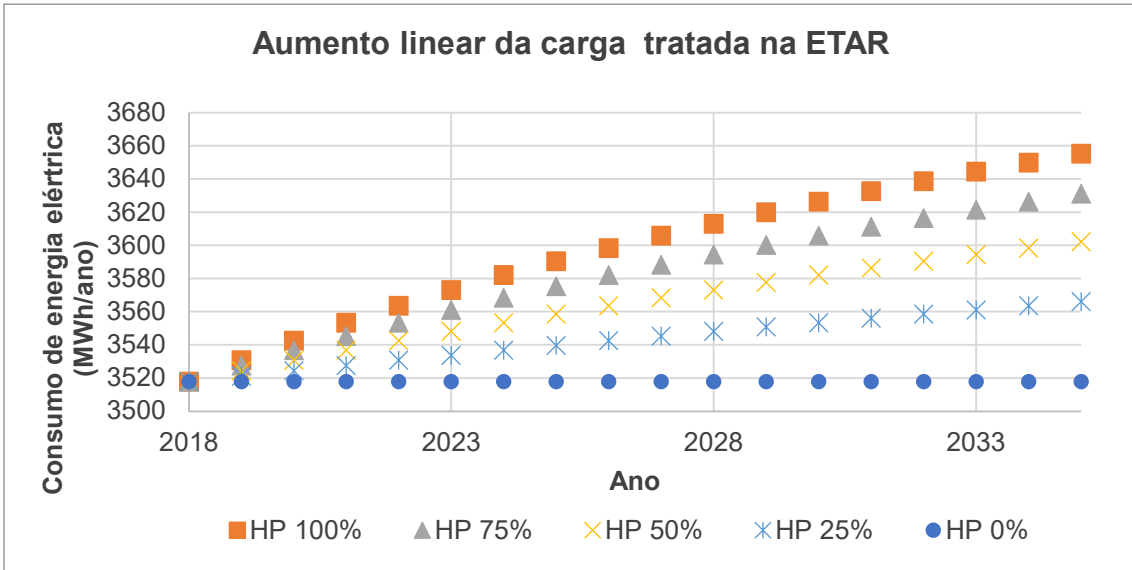


Figura Anexo 1: Variação do consumo de energia elétrica na ETAR com aumento linear de carga mássica tratada.

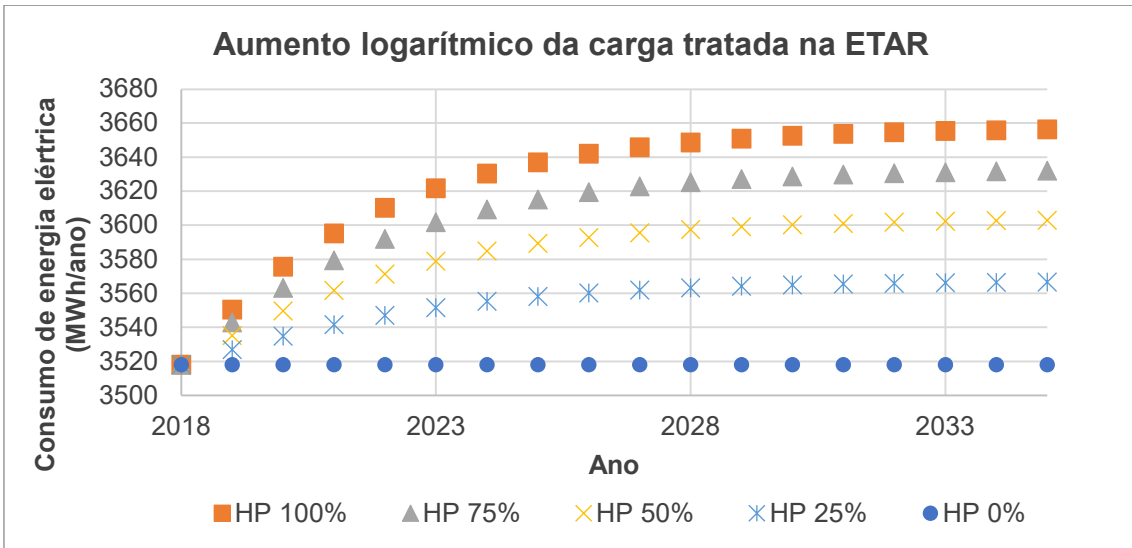


Figura Anexo 2: Variação do consumo de energia elétrica na ETAR com aumento logarítmico de carga mássica tratada.

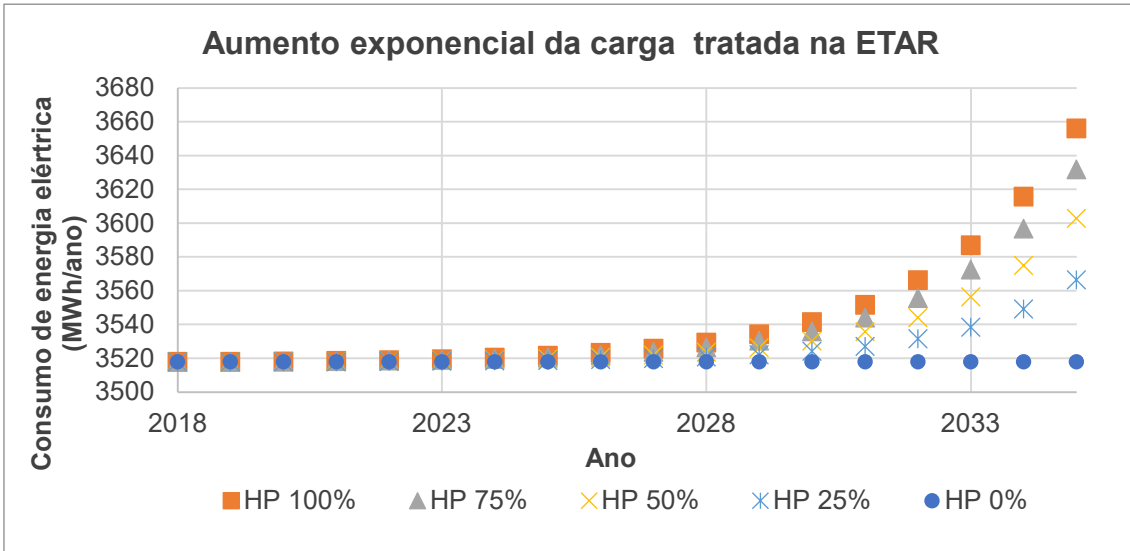


Figura Anexo 3: Variação do consumo de energia elétrica na ETAR com aumento exponencial de carga mássica tratada.

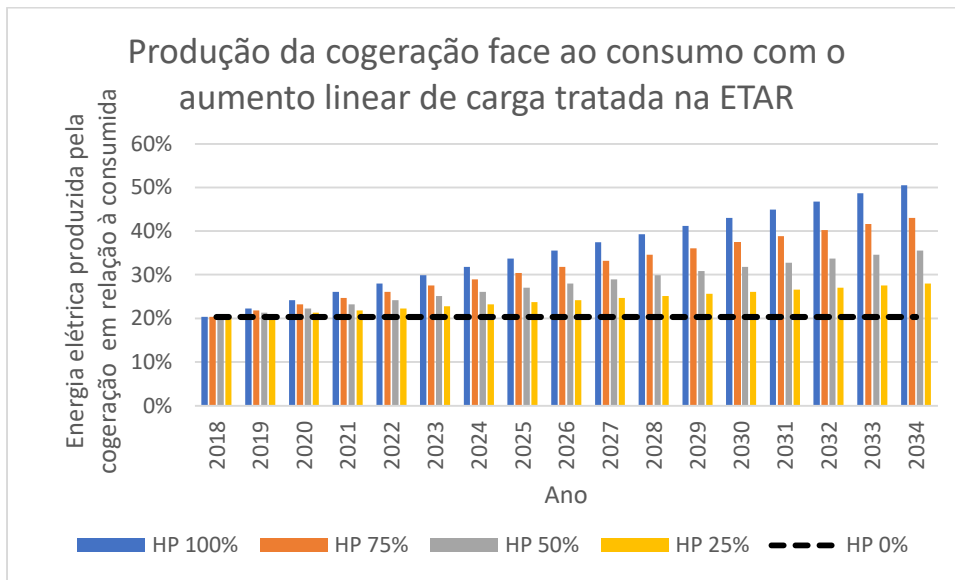


Figura Anexo 4: Produção de energia elétrica através da cogeração de biogás, face o consumo global da ETAR, quando existe um aumento da carga mássica tratada linear.

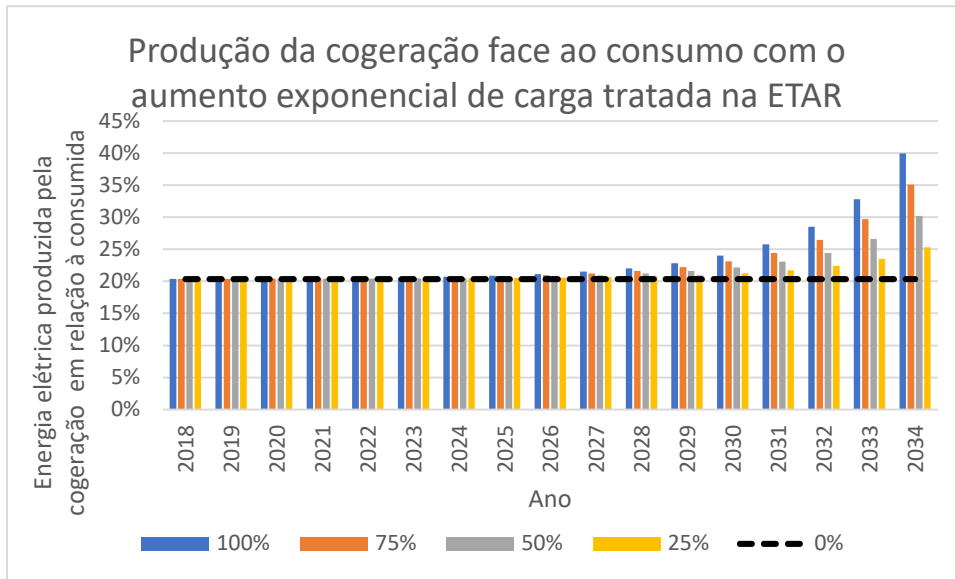


Figura Anexo 5: Produção de energia elétrica através da cogeração de biogás, face o consumo global da ETAR, quando existe um aumento da carga mássica tratada exponencial.

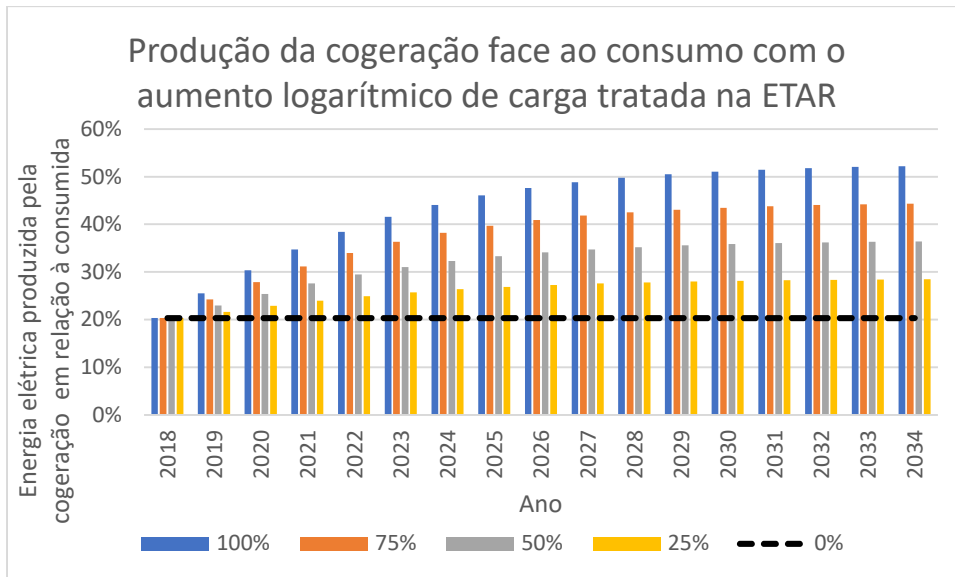


Figura Anexo 6: Produção de energia elétrica através da cogeração de biogás, face o consumo global da ETAR, quando existe um aumento da carga mássica tratada logarítmico.

Tabela anexo 1: Autoconsumo instalação fotovoltaica com 492kWp

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Autoconsumo energia elétrica (2020 a 2034)				
		Horário de Ponta	Horário de Cheia	Horário de Vazio Normal	Horário de Super Vazio	Total
Expressão de resultados		MWh 15anos	MWh 15anos	MWh 15anos	MWh 15anos	MWh 15anos
Sem alteração de carga	0%	2 664	6 044	2 335	3	11 045
	100%	2 664	6 044	2 335	3	11 047
Aumento de carga linear	75%	2 664	6 045	2 335	3	11 047
	50%	2 664	6 044	2 335	3	11 047
	25%	2 664	6 044	2 335	3	11 046
Aumento de carga logarítmico	100%	2 664	6 045	2 335	3	11 047
	75%	2 664	6 044	2 335	3	11 048
	50%	2 664	6 045	2 335	3	11 047
	25%	2 664	6 044	2 335	3	11 047
Aumento de carga exponencial	100%	2 664	6 043	2 335	3	11 046
	75%	2 664	6 044	2 335	3	11 046
	50%	2 664	6 044	2 335	3	11 046
	25%	2 663	6 044	2 335	3	11 046

Tabela anexo 2: Autoconsumo instalação fotovoltaica com 600kWp

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Autoconsumo energia elétrica (2020 a 2034)				
		Horário de Ponta	Horário de Cheia	Horário de Vazio Normal	Horário de Super Vazio	Total
Expressão de resultados		MWh 15anos	MWh 15anos	MWh 15anos	MWh 15anos	MWh 15anos
Sem alteração de carga	0%	3229	7329	2841	3	13403
	100%	3232	7337	2842	4	13416
Aumento de carga linear	75%	3232	7336	2842	4	13414
	50%	3231	7333	2842	4	13411
	25%	3230	7331	2842	4	13408
Aumento de carga logarítmico	100%	3234	7341	2843	4	13422
	75%	3233	7338	2843	4	13420
	50%	3232	7337	2843	4	13415
	25%	3231	7333	2841	4	13410
Aumento de carga exponencial	100%	3230	7330	2841	4	13405
	75%	3229	7330	2841	4	13405
	50%	3230	7330	2841	4	13404
	25%	3229	7330	2841	3	13404

Tabela anexo 3: Autoconsumo instalação fotovoltaica com 920kWp

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Autoconsumo energia elétrica (2020 a 2034)				
		Horário de Ponta	Horário de Cheia	Horário de Vazio Normal	Horário de Super Vazio	Total
Expressão de resultados		<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos
Sem alteração de carga	0%	4376	10114	3997	6	18492
	100%	4435	10221	4033	6	18696
Aumento de carga linear	75%	4424	10201	4026	6	18658
	50%	4411	10177	4018	6	18613
	25%	4396	10149	4009	6	18560
Aumento de carga logarítmico	100%	4460	10265	4049	6	18781
	75%	4445	10238	4040	6	18731
	50%	4427	10207	4029	6	18669
	25%	4405	10167	4015	6	18594
Aumento de carga exponencial	100%	4390	10139	4005	6	18540
	75%	4387	10134	4004	6	18530
	50%	4384	10128	4002	6	18519
	25%	4380	10121	3999	6	18507

Tabela anexo 4: Receita proveniente do autoconsumo de energia elétrica na ETAR

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Energia elétrica cedida á RESP (2020 a 2034)			
		UPAC com 492kWp	UPAC com 600kWp	UPAC com 920kWp	UPP com 242kWp
Expressão de resultados	-	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos	<u>MWh</u> 15anos
Sem alteração de carga	0%	28	101	2 213	5 447
	100%	25	88	2 011	
Aumento de carga linear	75%	25	90	2 048	
	50%	25	93	2 093	
	25%	27	96	2 145	
Aumento de carga logarítmico	100%	25	82	1 926	
	75%	25	84	1 975	
	50%	25	89	2 037	
	25%	25	95	2 112	
Aumento de carga exponencial	100%	27	99	2 166	
	75%	27	99	2 176	
	50%	27	100	2 187	
	25%	27	100	2 199	

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Poupança proveniente do autoconsumo (2020 a 2034)			
		UPAC com 492kWp	UPAC com 600kWps	UPAC com 920kWp	UPP com 242kWp
<b>Expressão de resultados</b>	-	€/15anos	€/15anos	€/15anos	€/15anos
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	1 425 294	1 724 713	2 318 067	0
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	1 425 599	1 727 364	2 350 075	
	75%	1 425 537	1 726 877	2 343 896	
	50%	1 425 472	1 726 317	2 336 768	
	25%	1 425 397	1 725 604	2 328 426	
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	1 425 749	1 728 552	2 362 882	
	75%	1 425 671	1 727 933	2 354 982	
	50%	1 425 578	1 727 136	2 345 442	
	25%	1 425 448	1 726 132	2 333 610	
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	1 425 361	1 725 207	2 325 735	
	75%	1 425 343	1 725 115	2 324 057	
	50%	1 425 315	1 724 993	2 322 294	
	25%	1 425 304	1 724 868	2 320 330	

*Tabela anexo 5: Receita pela venda de energia à rede*

Parâmetro	Obtenção da carga de HP em 2035 em relação a 2018	Remuneração a partir de energia elétrica cedida à RESP (2020 a 2034)			
		UPAC com 492kWp	UPAC com 600kWps	UPAC com 920kWp	UPP com 242kWp
<b>Expressão de resultados</b>	-	€/15anos	€/15anos	€/15anos	€/15anos
<b>Sem alteração de carga</b>	0%	2 173	7 992	187 569	566 173
<b>Aumento de carga linear</b>	100%	2 041	6 770	167 929	
	75%	2 066	6 985	171 560	
	50%	2 094	7 243	175 821	
	25%	2 128	7 566	180 986	
<b>Aumento de carga logarítmico</b>	100%	1 994	6 284	161 687	
	75%	2 024	6 555	166 180	
	50%	2 061	6 897	171 602	
	25%	2 108	7 348	178 419	
<b>Aumento de carga exponencial</b>	100%	2 132	7 683	180 722	
	75%	2 140	7 743	182 067	
	50%	2 149	7 811	183 595	
	25%	2 160	7 891	185 381	