



TÉCNICO
LISBOA

**Estudo de Cenários de Produção Fotovoltaica,
Armazenamento de Energia e Electrificação da Mobilidade
e dos Sectores Doméstico e Serviços na AML**

António Eduardo Rodrigues de Amaral

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Mecânica

Orientadores: Prof. Tânia Alexandra dos Santos Costa e Sousa
Prof. Tiago André Perdigão Alexandre Ribeiro

Júri

Presidente: Prof. Edgar Caetano Fernandes
Orientador: Prof. Tânia Alexandra dos Santos Costa e Sousa
Vogal: Dr. Diana Pereira Neves

Janeiro 2020

Esta tese foi escrita de acordo com a antiga ortografia.

Agradecimentos

Começo por agradecer à professora Tânia e ao professor Tiago que me motivaram através das suas propostas, conhecimento e orientação para aprofundar um tema de grande interesse, actualidade e relevância.

Agradeço, igualmente, todo o apoio familiar que recebi, em particular o da minha mãe, fundamental durante todo o curso pela confiança e compreensão sempre presentes.

Ao Instituto Superior Técnico pela qualidade de ensino e óptima preparação que me proporcionou.

A todos os meus amigos, em especial aqueles que fizeram parte do meu percurso académico, ao João Barata, ao Nuno Mendes e ao Francisco Fernandes.

Resumo

O RNC2050 estabelece trajetórias de descarbonização para Portugal até 2050 assentes no aumento da sua quota de FER endógenas e na diminuição dos seus níveis de dependência energética. A AML é um pólo importante na transição energética do país por nela se concentrarem grande parte dos seus consumo energéticos.

Através da análise exergética e de projecções de exergia útil e final, resultantes de diferentes taxas de crescimento económico do RNC2050, procurou-se analisar a viabilidade da descarbonização da AML em 2050 através de cenários. Estes pressupõem a electrificação de três sectores de actividade (doméstico, serviços e transportes) e a utilização da energia solar fotovoltaica descentralizada conjuntamente com baterias. No sector dos transportes, a electrificação foi estudada através da substituição da frota de VCI's por BEVs, considerando diferentes perfis de carregamento de veículos.

Para cada cenário foi calculada a capacidade fotovoltaica e de baterias necessária para satisfazer os consumos da AML, bem como, as áreas de instalação de PVs e o LCOE. No cenário de maior crescimento económico em que o carregamento de BEVs é efectuado de dia e de noite (P-C1), a capacidade fotovoltaica é de 31,77 GWp e a quantidade de baterias é de 35,45 GWh, correspondendo a uma área de instalação de 124,56 km^2 (4,1% da área total da AML). Para todos os cenários a paridade com a rede eléctrica pública é atingida a partir de 2020, com o cenário P-C1 a apresentar um LCOE de 0,228 €/kWh em 2020 e de 0,114 €/kWh em 2050.

Palavras-chave: Transição Energética, Análise Exergética, Electrificação, Energia Solar Fotovoltaica, Baterias, LCOE

Abstract

The RNC2050 establishes carbon neutrality trajectories for Portugal until 2050 based on the increase of its share of endogenous RES and the reduction of its energy dependence levels. The LMA is an important pole in the country's energy transition as it represents a large part of its energy consumption.

Through exergy analysis and projections of consumption of useful and final exergy, based on different economic growth rates of the RNC2050, LMA's decarbonisation feasibility in 2050 was studied through scenarios, which consider the electrification of three sectors of activity (residential, services and transport) and the use of decentralized solar photovoltaic power with battery storage. In the transport sector, the electrification was studied by replacing the ICEVs' fleet with BEVs, considering different vehicle charging profiles.

For each scenario, PVs and batteries capacities required to meet the LMA's consumption were calculated, as well as PVs' installation areas and LCOE. In the scenario with the highest economic growth where BEVs can be charged day and night (P-C1), the PV capacity is 31,77 GWp and the battery storage capacity is 35,45 GWh, corresponding to a PVs' installation area of 124,56 (4,1% of the total area of the LMA). For all scenarios, grid parity is attained in 2020, the P-C1 scenario presents a LCOE of 0,228 €/kWh in 2020 and 0,114 €/kWh in 2050.

Keywords: Energy Transition, Exergy Analysis, Electrification, Solar Photovoltaic, Battery Storage, LCOE

Índice

1. Introdução.....	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivo	6
1.3. Estrutura.....	7
2. Estado da Arte.....	8
2.1. Análise Exergética.....	8
2.2. Cenários de Evolução de Produção e Consumo de Energia	9
2.3. Mobilidade Inteligente	13
2.4. Potencial Solar da AML e do Município de Lisboa	14
2.5. Panorama do Solar Fotovoltaico.....	16
2.5.1. Capacidades Instaladas (Mundo, Europa e Portugal).....	16
2.5.2. Tecnologia dos Painéis Fotovoltaicos	18
2.6. Panorama do Armazenamento de Energia.....	20
2.7. Instalação PVs e Baterias	22
2.7.1. Componentes e Exemplos.....	22
2.7.2. Legislação	23
2.8. Custo Normalizado de Energia (LCOE).....	25
3. Metodologia.....	27
3.1. Dados energéticos (2011-2017).....	27
3.1.1. Consumo de Energia Final	28
3.1.2. Consumo de Exergia Final	29
3.1.3. Consumo de Energia/Exergia Primária	29
3.1.4. Emissões de CO ₂	30
3.1.5. Consumo de Exergia Útil	32
3.2. Cenários de Transição Energética 2050: Consumo	34
3.2.1. Consumo do sector dos transportes.....	35
3.2.2. Consumo dos sectores Doméstico e dos Serviços	38
3.2.2.1. Projecções de Consumo de Exergia Útil	38
3.2.2.2. Projecções de Consumo de Exergia Final.....	42

3.2.3. Perfis de Potência de Consumo	47
3.2.3.1. Perfis de Potência de Consumo do Sector dos Transportes.....	47
3.2.3.2. Perfis de Potência de Consumo dos Sectores Doméstico e dos Serviços	48
3.3. Cenários de Transição Energética 2050: Produção	50
3.3.1. Perfis de Potência de Produção dos Painéis Fotovoltaicos	50
3.3.2. Capacidade Fotovoltaica e de Baterias	51
3.3.3. Evolução Tecnológica dos Painéis Fotovoltaicos e Áreas Ocupadas	53
3.3.4. Custo Normalizado de Energia (LCOE)	54
4. Resultados e Discussão.....	58
4.1. BEVs e Sector dos Transportes.....	58
4.2. Sector Doméstico e Sector dos Serviços.....	59
4.3. Emissões de CO2	63
4.4. Capacidade Fotovoltaica e de Baterias em 2050	65
4.5. Faseamento da Instalação (Áreas de Instalação Fotovoltaica e LCOE).....	68
4.5.1. Áreas de Instalação	68
4.5.2. LCOE	69
5. Conclusões e Trabalho Futuro.....	72
5.1. Conclusões.....	72
5.2. Trabalho Futuro.....	74
Referências	75
Anexos.....	80

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Características de um painel fotovoltaico convencional, adaptado da Plataforma Solar de Lisboa (Solis, 2019).....	15
Tabela 2 - Custos iniciais, em €/Wp, de instalação das tecnologias sc-Si, mc-Si e CdTe na Alemanha e em Itália (2014/2015), adaptado de (Honrubia-Escribano et al., 2018).....	20
Tabela 3 - Exemplos de instalações de sistemas fotovoltaicos com baterias.....	23
Tabela 4 - Projecções do LCOE (PV e baterias) de 2020 e 2050 de sistemas de grande escala em Roma (Vartiainen et al., 2019)	26
Tabela 5 - Factores de conversão dos vectores energéticos para energia final (DGEG, 2018).....	29
Tabela 6 - Factores exergéticos de cada vector energético (adaptado de Serrenho et al. (2016)).....	29
Tabela 7 - Factores de emissão de CO ₂ (Lisboa E – Nova, 2014)	31
Tabela 8 - Factores de emissão de CO ₂ da electricidade (cálculos próprios).....	31
Tabela 9 - Eficiências de 2ªLei (ϵ) adaptado de (Serrenho et al., 2016). Nota: $T_1 > T_2 > T_0 > T_3$. Definições: W_{max} é o trabalho máximo que se poderia produzir da fonte de energia de entrada; W_{min} é o trabalho mínimo necessário para a conversão de energia; B representa a exergia; ΔH representa o poder calorífico; η e ϵ representam as eficiências de 1ª e 2ª Lei, respectivamente	32
Tabela 10 - Fracções de cada categoria de exergia útil da electricidade para cada sector de actividade (adaptado de Felício et al. (2019))	33
Tabela 11 - Valores de PCI, C_e , η_e e ϵ para os diferentes vetores energéticos para o subsector dos transportes rodoviários.....	34
Tabela 12 - Eficiência de segunda Lei do subsector dos transportes rodoviários	34
Tabela 13 - Massa específica e consumo médio para Gasóleo, Gasolina e G.P.L.	36
Tabela 14 - Eficiências do motor elétrico, de carregamento e de transmissão de um BEV	38
Tabela 15 - Valores médios de intensidade exergética (2011-2016) na AML	39
Tabela 16 - Taxas de crescimento do PIB per capita para Portugal (adaptado do RNC2050; 2016-2050)	40
Tabela 17 - VAB sector terciário/PIB AML de 2010 a 2016 (Preços Constantes, 2011)	42
Tabela 18 - Fracções de exergia útil de electricidade em 2050 do sector doméstico e dos serviços na AML	43
Tabela 19 - Eficiências de 2ªLei de do calor AC, arrefecimento AC e refrigeração.....	45
Tabela 20 - Irradiâncias Médias Mensais, G_k , para as coordenadas 38°42'28,8"N 9°08'13,2"W, inclinação de 0° e orientado a um ângulo de azimute de 0° (adaptado de (Comissão Europeia, 2019b))	51
Tabela 21 - Características de um módulo c-Si em 2020 e em 2050	53
Tabela 22 - Parâmetros do sistema fotovoltaico para cálculo do LCOE	55
Tabela 23 - Projecções de custo de investimento inicial do sistema fotovoltaico (€/Wp)	55
Tabela 24 - Parâmetros da bateria para cálculo do LCOE.....	56
Tabela 25 - Projecções de custo de investimento inicial das baterias (€/Wh)	57

Tabela 26 - Comparação entre 2016 e 2050 da exergia final, exergia útil e da eficiência exergética final-útil (ϵ) no sector dos transportes na AML	59
Tabela 27 - Eficiência exergética final-útil (ϵ) em 2016 e em 2050 no sector doméstico e no sector dos serviços para a AML e para o município de Lisboa	61
Tabela 28 - Exergia final no sector doméstico e no sector dos serviços na AML e no município de Lisboa (2016=100)	62
Tabela 29 - Exergia final (ktep) e potência média, P (MW), em 2050 por sector de actividade e cenário na AML e no município de Lisboa	62
Tabela 30 - Rácio de armazenamento, R (GWh/GWp), por cenário de carregamento de BEVs	67

Índice de Tabelas em Anexo

Anexo-Tabela 1 - Associação entre as categorias do DGEG e os sectores de actividade	80
Anexo-Tabela 2 - Categorias de exergia útil por vector energético (gás natural, G:P:L:, gasolina, gasóleo, fuelóleo e biodiesel).....	84
Anexo-Tabela 3 - Eficiências exergética final-útil por vector energético entre 2011 e 2017 (gás natural, G:P:L:, gasolina, gasóleo, fuelóleo e biodiesel).....	87
Anexo-Tabela 4 - Eficiências exergética final-útil entre 2011 e 2017 na electricidade (adaptado de (Felício et al., 2019))	89
Anexo-Tabela 5 - Projecções de população residente, PIB e VAB do sector terciário (preços constantes) para a AML (2016-2050)	90
Anexo-Tabela 6 - Fracções de exergia útil do sector doméstico e dos serviços na AML (2011-2017) 90	
Anexo-Tabela 7 - Consumo de exergia útil por categoria/tipo de uso na AML (2011-2017)	98
Anexo-Tabela 8 - Consumo de exergia útil por categoria/tipo de uso no município de Lisboa (2011-2017)	98
Anexo-Tabela 9 - Projecções de consumo de exergia útil nos sectores doméstico e dos serviços na AML (2016-2050)	99
Anexo-Tabela 10 - Projecções de consumo de exergia útil nos sectores doméstico e dos serviços em Lisboa (2016-2050)	99

Índice de Figuras

Figura 1 - Produção (esquerda) e consumo (direita) energético mundial por região (Comissão Europeia, 2018)	1
Figura 2 - Saldo importador energético na UE por vector energético (Comissão Europeia, 2018)	2
Figura 3 - Densidade de potência (em escala logarítmica) de diferentes tipos de produção de electricidade renovável (a verde) e não-renovável (a azul). (n é o número de valores utilizado para um determinado tipo de produção de electricidade renovável e mdn é a densidade de potência mediana). O círculo representa a densidade de potência media. (Zalk et al., 2018)	5
Figura 4 - Intensidade exérgica final e útil de 1856 a 2009 (Serrenho et al., 2016)	8
Figura 5 - Narrativas dos cenários do RNC2050 (Barata et al., 2018)	10
Figura 6 - Narrativas do RNC2050 para o sistema electroprodutor (APA, 2019d)	11
Figura 7 - Evoluções da procura na mobilidade de passageiros nos cenários do RNC2050	12
Figura 8 - Irradiação global (kWh/m ²) e produtividade dos painéis (kWh/kWp) numa superfície com inclinação óptima e PR=0,75 (Fonte: PVGIS (Comissão Europeia, 2019a))	16
Figura 9 - Capacidade solar fotovoltaica instalada na Europa de 2000 a 2017 (Gaetan et al., 2018) .	17
Figura 10 - Capacidade solar fotovoltaica instalada em Portugal de 2000 a 2017 (DGEG)	18
Figura 11 - Máximas eficiências de células fotovoltaicas de diferentes tecnologias de 1976 a 2019 (NREL, 2019)	19
Figura 12 - Custo de instalação de diferentes químicas de ião-Li e respectivas reduções entre 2016 e 2030 (IRENA, 2017)	22
Figura 13 - Sistema fotovoltaico sem ligação à rede	23
Figura 14 - Capacidade instalada de mini/micro-produção Fotovoltaica e de UPAC/UPP, adaptado de (DGEG, 2019b)	24
Figura 15 - Método utilizado para caracterização energética de 2011 a 2017 da AML e do município de Lisboa	28
Figura 16 - Consumo de energia primária na produção de electricidade em 2016 (cálculos próprios), adaptado do Balanço Energético Nacional de 2016	30
Figura 17 - Vendas de produtos do petróleo para transportes terrestres na AML (2011-2017) (Fonte: DGEG)	35
Figura 18 - Vendas de produtos do petróleo para transportes terrestres no município de Lisboa (2011-2017) (Fonte: DGEG)	35
Figura 19 - Distância percorrida por transportes terrestres na AML (2011-2017)	36
Figura 20 - Distância percorrida por transportes terrestres no município de Lisboa (2011-2017)	37
Figura 21 - Conversão de exérgia final para exérgia útil no caso dos BEV	37
Figura 22 - Intensidade energética 2011 a 2016 (MJ/€ 2011)	39
Figura 23 - Rácio PIB per capita AML/PIB per capita Portugal 1995 a 2016 (Preços Constantes, 2011)	40
Figura 24 - PIB per Capita AML e PIB per Capita Portugal de 2010 a 2016 (Preços Constantes, 2011)	41

Figura 25 - Projecção de população residente na AML de 2016 a 2050 (Fonte: (INE, 2019c))	41
Figura 26 - Esquema de cálculo de projecções de exergia final	42
Figura 27 - Evolução da eficiência exergética final-útil do trabalho mecânico (1980-2014), adaptado de Serrenho et al., (2016)	46
Figura 28 - Cenário 1 de carregamento de BEVs (adaptado de Faria et al. (2019))	47
Figura 29 - Cenário 2 de carregamento de BEVs.....	48
Figura 30 - Cenário 3 de carregamento de BEVs.....	48
Figura 31 - Perfis de consumo BTN B e BTN C (adaptado dos “Perfis de consumo, de produção fotovoltaica e de autoconsumo” disponibilizados pela ERSE (ERSE, 2019))	49
Figura 32 - Perfis de produção normalizados (adaptado dos “Perfis de consumo, de produção fotovoltaica e de autoconsumo” disponibilizados pela ERSE (ERSE, 2019))	50
Figura 33 - Exemplo de perfis de potência diários de consumo e produção fotovoltaica de um edifício (Luthander et al., 2015)	51
Figura 34 - Fluxo energético do sistema (PV+Bateria).....	54
Figura 36 - Perfil anual de potência nominal de um sistema fotovoltaico com 1 kWp para o primeiro ano de funcionamento	56
Figura 37 - Evolução da procura de exergia útil no sector doméstico na AML e no município de Lisboa (2016=100)	60
Figura 38 - Evolução da procura de exergia útil no sector dos serviços na AML no município de Lisboa (2016=100)	60
Figura 39 - Emissões de CO ₂ por sector de actividade na AML entre 2011 e 2017 (Mton)	63
Figura 40 - Emissões de CO ₂ por vector energético na AML entre 2011 e 2017 (Mton).....	64
Figura 41 - Emissões de CO ₂ por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)	64
Figura 42 - Emissões de CO ₂ por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)	65
Figura 43 - Capacidades Fotovoltaicas a instalar até 2050.....	65
Figura 44 - Bateria a instalar até 2050.....	66
Figura 45 - Áreas de instalação de PVs na AML em 2050.....	68
Figura 46 - Evolução das áreas de instalação de PVs na AML (P-C1).....	69
Figura 47 - Projecções do LCOE (2020 a 2050), preços médios da electricidade para utilizadores domésticos e industriais e preço médio do MIBEL para Portugal em 2018 (€/kWh)	70
Figura 48 - Projecções do LCOE (2020 a 2050) para os diferentes cenários de carregamento de BEVs (C1, C2 e C3) e rácios de armazenamento, R.....	71
Figura 49 - Análise de sensibilidade do LCOE à taxa de desconto, r=1%, 4%, 7% e 10%	71

Índice de Figuras em Anexo

Anexo-Figura 1 - Consumo de exergia primária por vector energético na AML (2011-2017)	91
Anexo-Figura 2 - Consumo de exergia primária por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)	91
Anexo-Figura 3 - Consumo de exergia primária por sector de actividade na AML (2011-2017)	92
Anexo-Figura 4 - Consumo de exergia primária por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)	92
Anexo-Figura 5 - Consumo de exergia final por vector energético na AML (2011-2017)	93
Anexo-Figura 6 - Consumo de exergia final por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)	93
Anexo-Figura 7 - Consumo de exergia final por sector de actividade na AML (2011-2017)	94
Anexo-Figura 8 - Consumo de exergia final por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)	94
Anexo-Figura 9 - Consumo de exergia útil por vector energético na AML (2011-2017)	95
Anexo-Figura 10 - Consumo de exergia útil por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)	95
Anexo-Figura 11 - Consumo de exergia útil por sector de actividade na AML (2011-2017)	96
Anexo-Figura 12 - Consumo de exergia útil por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)	96
Anexo-Figura 13 - Consumo de exergia útil por categoria de uso na AML (2011-2017)	97
Anexo-Figura 14 - Consumo de exergia útil por categoria de uso no município de Lisboa (2011-2017)	97

Lista de Siglas e Acrónimos

AML – Área Metropolitana de Lisboa

BEV – Battery Electric Vehicle

CE – Comissão Europeia

CER – Comunidades de Energia Renovável

DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia

DL – Decreto-Lei

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FER – Fontes de Energia Renovável

GEE – Gases com Efeito de Estufa

GPL – Gás de Petróleo Liquefeito

IESD – Intensidade Energética do Sector Doméstico

IESS – Intensidade Energética do Sector dos Serviços

LCOE – Levelised Cost of Energy / Custo Normalizado de Energia

MCF / PCM – Método do Conteúdo Físico / Physical Content Method

MCI – Motor de Combustão Interna

MRN / RCM – Método dos Recursos Naturais / Resource Content Method

MSP / PSM – Método da Substituição Parcial / Partial Substitution Method

P2P – Peer to Peer

PHEV – Plug-in Hybrid Vehicle

PIB – Produto Interno Bruto

UE – União Europeia

UP – Unidades de Produção

UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo

UPP – Unidades de Pequena Produção

USD – Dólar dos Estados Unidos

V2G – Vehicle to Grid

VAB – Valor Acrescentado Bruto

VCI – Veículo de Combustão Interna

1. Introdução

1.1. Motivação

A energia primária mundial alcançou, em 2016, 13764 Mtep sendo a União Europeia (UE) responsável por 770,4 Mtep (cerca de 5,5%), o que equivale a 79% da produção da UE em 1995. A diminuição da quantidade de energia primária produzida¹ justifica-se, parcialmente, pelo esgotamento de matérias-primas e/ou pelos produtores considerarem a sua exploração pouco vantajosa em termos económicos (Eurostat, 2019). Do lado do consumo, a UE atingiu, em 2016, 1640,6 Mtep (11,6% do consumo energético global), cerca de 98% dos consumos da região em 1995 (Figura 1). Isto significa que, comparando com 1995, o saldo importador energético tem aumentado, existindo, actualmente, no contexto dos países membros, uma elevada dependência da produção energética exógena. Em 2016, 53,6% das suas necessidades energéticas eram garantidas através de países que não pertenciam à UE.

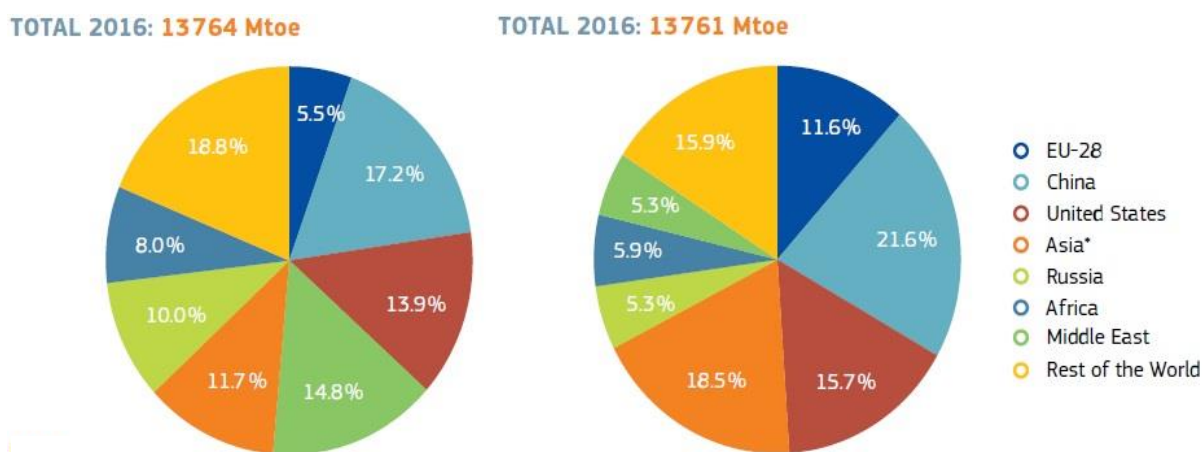


Figura 1 - Produção (esquerda) e consumo (direita) energético mundial por região (Comissão Europeia, 2018)

Esta dependência energética acarreta alguns desafios e problemas em termos de segurança na oferta de energia, especialmente, estando concentrada em poucos fornecedores e assente em fontes de energia não renovável como o petróleo e seus derivados e o gás natural (Figura 2). Em 2014, a Comissão Europeia (CE) traçou uma estratégia de combate a estas adversidades que põem em causa a estabilidade e abundância energética na UE, procurando construir, simultaneamente, os alicerces de “[...]uma economia competitiva e hipocarbónica capaz de reduzir a utilização de combustíveis fósseis importados” (Comissão Europeia, 2014). Alguns dos pilares em que esta estratégia assenta são uma maior oferta energética na UE, aumentando a quota de energias renováveis no consumo de energia

¹ Embora os termos “produção” e “consumo” de energia sejam fisicamente incorrectos porque esta se conserva serão utilizados neste contexto para facilidade de leitura e compreensão do texto.

final para 27% até 2030, acompanhada por uma redução na procura e um maior desenvolvimento das tecnologias energéticas.

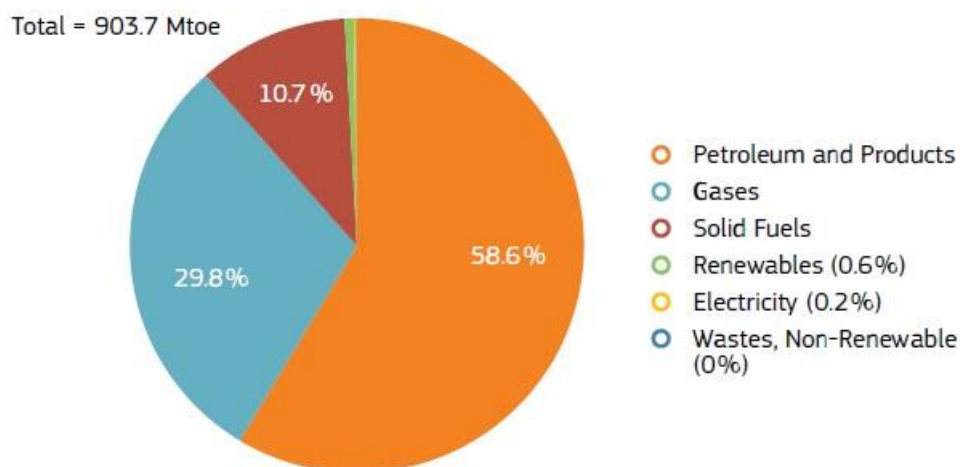


Figura 2 - Saldo importador energético na UE por vector energético (Comissão Europeia, 2018)

No caso português, a escassez de matérias-primas que alavancaram a primeira revolução industrial (carvão) e a segunda (petróleo e gás natural) tornaram o país bastante dependente do ponto de vista energético, sendo que, em 2017, era o quarto país com maior dependência energética na UE. Entre 1997 e 2017 a dependência energética nacional situou-se entre os 72,4% (2014) e os 88,8% (2005), tendo, desde 2010, apresentado valores inferiores a 80% (DGEG, 2019a). Esta diminuição resultou de uma maior aposta nas energias renováveis e na eficiência energética, beneficiando de uma maior produção de electricidade de origem renovável, principalmente, através do aumento de fontes de energia hídrica e eólica, que, no caso da primeira, dada a sua elevada variabilidade, influencia negativamente os valores de dependência energética nos anos mais secos (DGEG, 2018).

Na Directiva FER (fontes de energia renovável) definida pela UE e no PNAER 2020 (Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis 2020), foram estabelecidas para Portugal metas de 31% de utilização de FER no consumo final de energia, 10% para o consumo energético nos transportes e, ainda, 60% de FER no consumo de electricidade até 2020² ((Parlamento Europeu, 2009) e (República Portuguesa, 2013)). No Compromisso para o Crescimento Verde estabelece-se ainda o mínimo de 40% de utilização de FER no consumo final bruto³ de energia até 2030 (Alvarenga et al., 2014). Em 2016 atingiram-se os 28,5% de utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia, 7,5% nos transportes e 54,1% de FER na electricidade (DGEG, 2018), o que demonstra que o país se encontra bem posicionado para o cumprimento dos objectivos da Directiva e do PNAER.

Em 2015, com o objectivo de mitigar os efeitos das alterações climáticas foi criado em Portugal o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2020/2030), onde são estabelecidas metas sectoriais que visam assegurar a transição para uma economia competitiva e de baixo carbono. Com

² No caso da electricidade apesar do objectivo de 60%, esta quota deverá ser de 55,3% para que se contabilize a variabilidade da produção hídrica.

³ No PNAER 2020 é por vezes utilizada a expressão “consumo final bruto”, isto é, o consumo final acrescido das perdas na rede e a utilização própria de calor e electricidade em instalações de produção de electricidade e de calor.

o propósito de garantir que Portugal cumpre os objectivos europeus e o Acordo de Paris foram definidas trajectórias de redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) com metas de -18% a -23% até 2020 e de -30% a -40% até 2030, relativamente aos valores de 2005 (APA, 2019a). No que toca aos sectores de actividade estipularam-se no PNAC 2020/2030 as seguintes metas de redução de emissões de GEE comparativamente aos valores de 2005: -65% até 2020 e -69% até 2030 nos serviços, -14% até 2020 e -15% até 2030 no doméstico e -14% até 2020 e -26% até 2030 nos transportes (APA, 2019b).

Adicionalmente, em 2016, Portugal assumiu, o objectivo de atingir a neutralidade carbónica até 2050. Iniciou-se, por isso, em 2017, a preparação do Roteiro de Neutralidade Carbónica (RNC2050) que, de acordo com pressupostos macroeconómicos e demográficos para 2050, traça trajectórias alternativas para quatro componentes sectoriais: a energia e a indústria, a mobilidade e os transportes, os resíduos e as águas residuais e a agricultura, florestas e outros uso do solo.

A electricidade dispõe de um conjunto de características que, a longo prazo, favorecem o desaparecimento de combustíveis fósseis tornando-a no principal vector das economias — o seu transporte desde o local de produção ao de consumo é fácil e barato; a sua conversão noutras formas de energia é mais eficiente do que a dos combustíveis fósseis e, apesar de apresentar actualmente preços, aproximadamente três vezes superiores ao gás natural, se a sua produção for feita sem recurso a combustíveis fósseis a tendência é que diminuam (Tsao et al., 2019). Segundo Dennis (2015) a electrificação de sectores de actividade, como o doméstico, o dos serviços e o dos transportes, será benéfica devido à redução da intensidade de GEE, ao aumento da eficiência dos aparelhos electrodomésticos e por permitir a integração de mais FER através de uma maior capacidade de gestão dos consumos, de modo a minimizar o recurso a centrais de combustíveis fósseis e ao armazenamento de energia. Os equipamentos eléctricos permitem a redução das necessidades de armazenamento, alguns pela programação da sua utilização para a altura do dia mais apropriada e outros, como os termoacumuladores eléctricos, através do armazenamento de energia nas alturas de excedente para utilização quando a produção é escassa.

O sector dos transportes, em particular, é um dos sectores de actividade a nível nacional com maior consumo de energia primária, 37,2% em 2017, e tem no registo das emissões de GEE um peso significativo, contribuindo, em 2016, com 25% das emissões totais de GEE, em Portugal (APA, 2019c) Para além disso, é um dos sectores que mais contribui para a dependência energética do país por ser o maior consumidor de energia de origem petrolífera (Fernandes et al., 2019).

No caso dos transportes rodoviários, os BEV (battery electric vehicles) caracterizam-se por utilizarem um motor eléctrico que é alimentado através de uma bateria recarregável substituindo assim o motor de combustão interna (MCI) e o depósito dos veículos de combustão interna (VCI), com vantagens em relação aos mesmos: eficiências superiores; não emitem gases de escape; permitem reduzir as emissões de GEE à medida que FER são incorporadas no mix de produção de electricidade; ajudam na estabilização da rede eléctrica, através de conceitos como o vehicle-to-grid (V2G) em que um veículo que esteja ligado à rede pode também servir como fornecedor de energia; e na integração de mais FER através do “smart charging” em que o carregamento dos veículos é feito em alturas em que existe maior

disponibilidade de energia renovável ((EEA, 2018) e (Andwari et al., 2017)). Em Portugal, a quota de mercado deste tipo de veículos é ainda baixa, 0,8%, em 2017 (IEA, 2018).

A energia solar produzida através de painéis fotovoltaicos é uma das FER que se apresenta na linha da frente como solução na substituição de centrais que produzem energia através de combustíveis fósseis. Em primeiro lugar, apresentam menores emissões de GEE associadas a todas as fases da sua implementação (fabrico, instalação, operação e manutenção) quando comparadas com centrais a carvão e a gás natural, o rácio de emissões é de 18:1 e de 9,5:1, respectivamente (Kabir et al., 2018). Segundo (IRENA, 2019a), em 2010, FER tais como a biomassa, a hídrica, a geotérmica e a eólica já apresentavam um LCOE (Levelized Cost of Electricity) na gama dos valores apresentados pelas centrais que utilizam combustíveis fósseis, cujos valores médios globais de LCOE se situam entre 0,049 USD/kWh e os 0,174 USD/kWh. Desde 2014, a energia solar fotovoltaica entrou também neste intervalo, apresentando, entre todas as FER, a maior diminuição de custos de electricidade, entre 2010 e 2018, passando de valores médios globais de LCOE de 0,371 USD/kWh em 2010 para os 0,085 USD/kWh, isto é, uma redução de 77%.

Portugal beneficia de condições climáticas e geográficas que tornam a utilização de painéis fotovoltaicos frutífera, nomeadamente, pelo facto de atingir, no continente, valores de irradiação solar global horizontal com médias anuais entre os 1572 e os 1987 kWh/m² (Cavaco et al., 2016). Dispõe, ainda, de um elevado número médio de horas de sol anual em toda a sua região continental entre 2435 h (Penhas Douradas) e 3036 h (Faro) (Nações Unidas, 2019).

As tecnologias de armazenamento de energia desempenharão um papel importante à medida que a fracção de FER, que apresentam variabilidade ao longo de dias e meses como a energia solar, aumenta. O armazenamento de energia eléctrica é necessário na integração de FER essencialmente devido a três aspectos: a redução dos custos devido ao armazenamento de electricidade em alturas de reduzida procura e baixo preço para consumo nas horas de pico em que o preço é elevado, o fornecimento de energia caso existam falhas na rede e a melhoria da qualidade da potência, frequência e tensão (Schlufter et al., 2019).

Torna-se ainda importante perceber qual o papel das cidades e áreas metropolitanas na transição energética, uma vez que é nestas que grande parte da população se concentra. Desde 2007, mais de metade da população mundial vivia em cidades, estando projectado que esta fracção aumente para 70% até 2050 (Smil, 2019). Consequentemente, é também nas zonas urbanas que se concentram grande parte das residências, serviços, indústrias e transportes, o que eleva as suas taxas de consumo energético por unidade de área. Na produção de electricidade renovável descentralizada existem cinco recursos principais: os biocombustíveis, pequenas estações geotérmicas, micro-hídricas, pequenas turbinas eólicas e os painéis fotovoltaicos. A electricidade solar é entre estes a que apresenta maior densidade de potência, i.e., maiores taxas de energia eléctrica produzida por unidade de área. No entanto se a comparação for com qualquer tipo de electricidade não-renovável, a electricidade solar apresenta valores inferiores de densidade de potência (Figura 3).

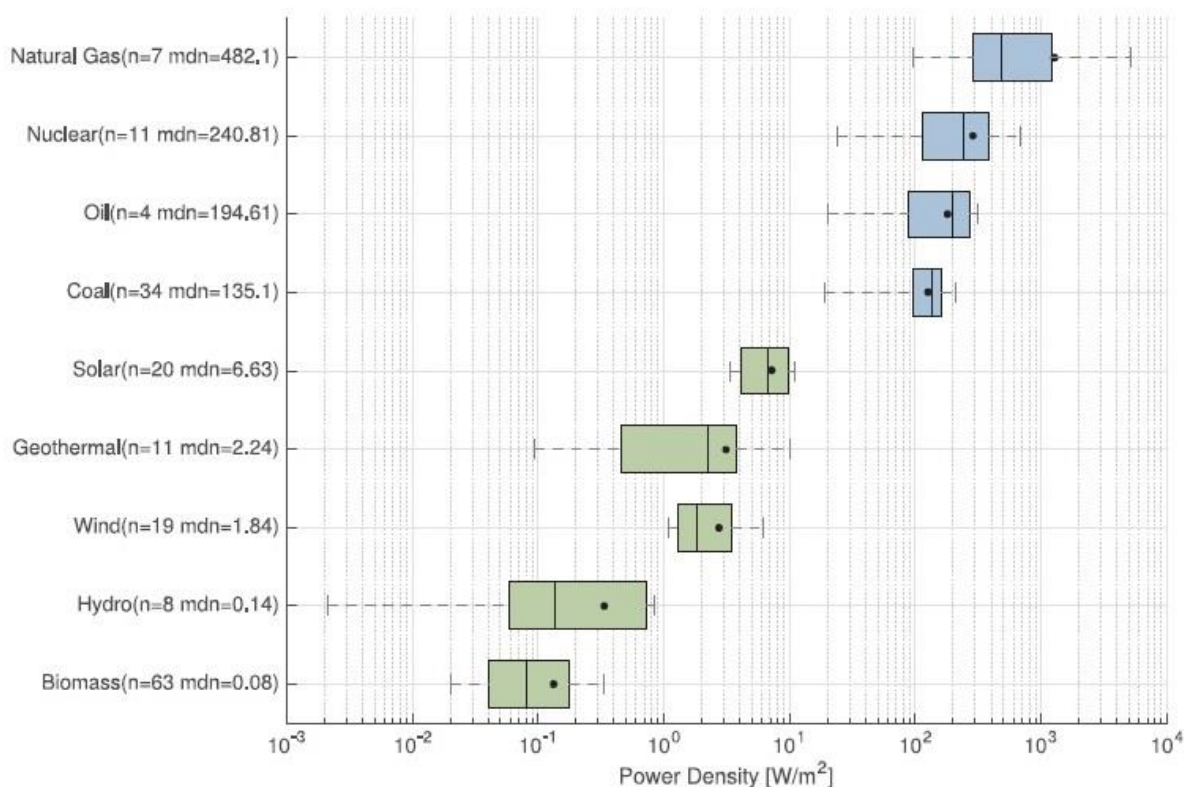


Figura 3 - Densidade de potência (em escala logarítmica) de diferentes tipos de produção de electricidade renovável (a verde) e não-renovável (a azul). (n é o número de valores utilizado para um determinado tipo de produção de electricidade renovável e mdn é a densidade de potência mediana). O círculo representa a densidade de potência média. (Zalk et al., 2018)

O município de Lisboa apresenta valores médios anuais de irradiação solar global horizontal de 1772 kWh/m² segundo Cavaco et al. (2016), o que representa uma irradiância média anual de 202 W/m². Considerando a actual eficiência de painéis fotovoltaicos (cerca de 16,5%), atingir-se-iam valores médios de densidade de produção de electricidade fotovoltaica de cerca de 33 W/m². Segundo Smil (2019) a densidade de potência média em termos de consumo nas zonas urbanas situa-se entre os 10 e os 35 W/m². No caso de edifícios até dez pisos esta média é superior (200-800 W/m²). Comparando com o valor de densidade de produção dos painéis fotovoltaicos em Lisboa (33 W/m²), significa que para este tipo de edifícios a área de painéis pode ser entre 6 a 24 vezes superior à área dos telhados dos mesmos.

Lisboa é o município com maior número de população residente do país, 506654 residentes em 2018 (PORDATA, 2019b), e o quarto com maior densidade populacional, com uma média de 5064 indivíduos/km² no mesmo ano (PORDATA, 2019a). Lisboa é também o terceiro município português com maior número total de edifícios para habitação, 52496, em 2011, (524,7 edifícios/km²) e o primeiro em relação aos edifícios com 7 ou mais pisos (6388 em 2011). A área metropolitana de Lisboa (AML) engloba 18 municípios, incluindo o lisboeta, e apresenta valores de densidade populacional inferiores, 942 indivíduos/km², em 2018, e também uma menor quantidade de edifícios de habitação por unidade de área com 148,9 edifícios/km². É por isso relevante estudar de que forma poderão interagir, no equilíbrio da oferta e procura energética em cenários de produção eléctrica descentralizada, duas zonas com características distintas, uma mais urbana (Lisboa), onde a densidade de consumo é superior e

outra com maior disponibilidade de área para instalação de painéis fotovoltaicos (AML s/Lisboa) e, portanto, com potencial para elevados valores de produção.

A transição energética conseguida através de um esforço conjunto de aposta nas FER e melhorias de eficiência energética, no qual Portugal se encontra envolvido, poderá significar para o país não só o cumprimento dos objectivos da UE de mitigação das alterações climáticas e de preservação dos ecossistemas, como também, a diminuição dos seus níveis de dependência energética melhorando a competitividade económica do país. Assim, nesta dissertação, discute-se em que medida é que na AML, estes propósitos poderão ser alcançados com recurso à produção solar fotovoltaica descentralizada, ao aumento da capacidade de armazenamento de energia e a melhorias de eficiência energética através da passagem de usos garantidos por vectores energéticos provenientes de combustíveis fósseis para a electricidade.

1.2. Objectivo

A presente dissertação pretende analisar a viabilidade da descarbonização da AML até 2050 através de cenários que combinam a produção solar fotovoltaica descentralizada com mobilidade eléctrica e a electrificação do sector doméstico e dos serviços e, ainda, a redução do impacto ambiental (emissões de CO_2) e o custo económico desta transição energética.

O primeiro objectivo do trabalho é a realização da análise exérgica da AML e do município de Lisboa para o período compreendido entre 2011 e 2017. Ao contrário das análises energéticas convencionais, focadas na etapa primária e final de conversão de energia, a análise exérgica efectuada inclui a última etapa de transformação, final para útil, contabilizando a qualidade dos diferentes vectores energéticos e as suas eficiências de conversão. Partindo de dados de consumo de energia final de electricidade e gás natural e de vendas de produtos do petróleo foi possível caracterizar as duas zonas por sector de actividade e tipo de uso em termos de exergia primária, final e útil e, ainda, de emissões de CO_2 .

O segundo objectivo é o cálculo de projecções de consumo de exergia útil para 2050 de três sectores de actividade (doméstico, serviços e transportes), ou seja, partindo dos resultados de 2011 a 2017 de exergia útil obtidos e de indicadores macroeconómicos da AML e do município de Lisboa e através de projecções de população residente e de diferentes cenários de crescimento do PIB per capita do RNC250, projectar a evolução do consumo de exergia útil.

Segue-se, após as projecções de exergia útil para 2050, o cálculo das projecções de exergia final tendo em conta a electrificação dos sectores doméstico, serviços e transportes e, ainda, previsões de melhoria tecnológica (eficiência) dos tipos de uso associados a estes sectores de actividade.

Por último, pretende-se analisar para as duas regiões consideradas de que forma os diferentes cenários de consumo projectados para 2050 dos três sectores de actividade poderiam ser satisfeitos através da produção solar fotovoltaica descentralizada conjugada com o uso de baterias para o armazenamento de energia, isto é, calcular a capacidade fotovoltaica (potência de painéis fotovoltaicos) e a capacidade

de baterias que permite satisfazer os perfis de consumo associados aos três sectores de actividade analisados, as áreas de instalação de painéis nas duas zonas (AML e município de Lisboa), e analisar a viabilidade económica que esse empreendimento acarretaria através do custo normalizado de energia (LCOE).

1.3. Estrutura

Esta dissertação divide-se em cinco capítulos.

O primeiro capítulo é de carácter introdutório e começa pela “Motivação” onde se contextualiza e expõe o problema e se discute a relevância deste trabalho, seguidamente, são referidos os principais objectivos. O capítulo termina no presente subcapítulo que consta de uma explicação da forma como está estruturado o documento.

O segundo capítulo diz respeito ao estado da arte. Neste apresenta-se a literatura de maior relevância e influência nos diferentes temas abordados e resumem-se as suas principais contribuições no âmbito desta tese.

No terceiro capítulo é explicada a metodologia utilizada no trabalho. Assim, são referidos os procedimentos utilizados desde a recolha e tratamento de dados até à obtenção de resultados.

No quarto capítulo os resultados obtidos são apresentados, analisados e discutidos.

O último capítulo divide-se em duas partes. Na primeira enumeram-se as conclusões consequentes dos capítulos anteriores e na segunda, referem-se sugestões de trabalho futuro.

2. Estado da Arte

2.1. Análise Exergética

A análise de transições energéticas pode focar-se nas alterações ao longo do tempo de três etapas do fluxo energético: energia primária (utilização dos recursos naturais), energia final (vectores energéticos) e energia útil (tipos de uso) (Serrenho et al., 2016). A maior parte dos estudos explora apenas as fases de energia primária e final, o que apenas permite investigar quais as mudanças na origem da energia. Ignorando a última etapa de conversão de energia (final-útil) torna-se impossível entender a forma como a energia é utilizada na economia.

Em termodinâmica, a exergia é uma medida da qualidade energética podendo ser quantificada através do trabalho útil que um determinado vector energético consegue produzir e pode ser definida como o valor teórico máximo de trabalho que se obtém quando um determinado sistema termodinâmico se encontra num estado de referência de equilíbrio. A análise exergética por comparação à energética permite ter em conta a qualidade dos fluxos energéticos e as eficiências nas suas conversões (Serrenho et al., 2016).

Em Serrenho et al. (2016), utilizando diferentes eficiências final-útil da electricidade dos diversos tipos de uso e sectores de actividade, são estudados os fluxos exergéticos de Portugal a longo prazo (1856 a 2009). Além disso, é explorada a relação entre o uso da exergia e o crescimento económico, através da intensidade exergética (primária, final e útil). Na Figura 4 apresentam-se as intensidades exergéticas, finais e úteis, ao longo de, aproximadamente, 150 anos. Verifica-se que, no caso da exergia final, a intensidade exergética reduziu ao longo do tempo. Já a intensidade de exergia útil quando comparada com a final exhibe valores aproximadamente constantes durante cerca de 150 anos, o que significa que a diminuição observada em termos finais resultou do aumento de eficiência exergética final-útil e não de uma diminuição da exergia útil.

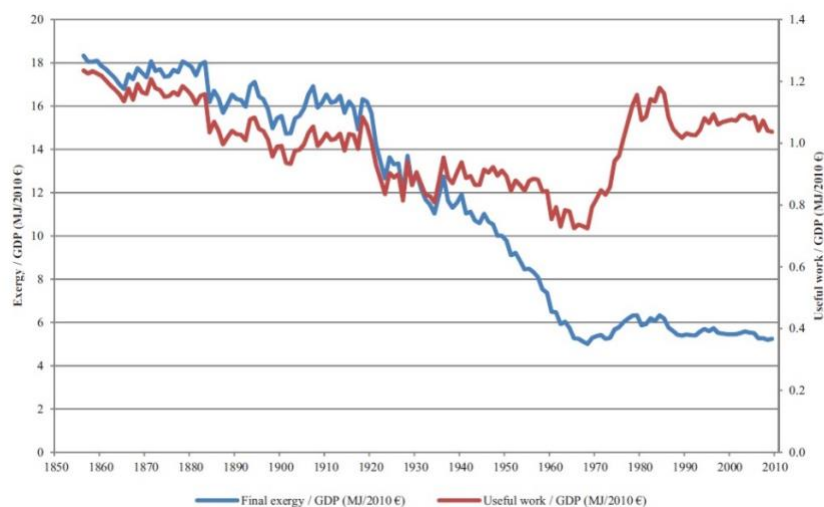


Figura 4 - Intensidade exergética final e útil de 1856 a 2009 (Serrenho et al., 2016)

Em Felício et al. (2019) o mesmo tipo de análise exergética é aplicado para Portugal de 1900 a 2014, contudo, neste estudo, as eficiências final-útil da electricidade são calculadas com maior detalhe para a estrutura de tipos de uso que este vector energético apresenta em Portugal. Adicionalmente, é ainda avaliado qual o impacto que diferentes formas de contabilização de exergia primária têm na eficiência exergética global da electricidade, sendo utilizados três métodos:

1. o método dos recursos naturais (MRN), que inclui eficiências de produção de electricidade provenientes de FER, como a hídrica, a eólica e a geotérmica;
2. o método do conteúdo físico (MCF), similar ao MRN, mas, neste caso, considera-se como primeira forma de exergia aquela que pode ser comercializada, isto é, que todas as FER têm uma eficiência de produção de electricidade de 100%, excepto a geotérmica, relativamente à qual se assume uma eficiência de 10%, porque a primeira forma de energia comercializável é o calor;
3. método da substituição física (MSF), que utiliza uma eficiência agregada de produção de electricidade em centrais termoeléctricas para o cálculo de exergia primária, considerando-a como a quantidade equivalente do mix de combustíveis utilizado nas centrais termoeléctricas, em cada ano, que seria necessária para produzir a mesma electricidade produzida por FER.

2.2. Cenários de Evolução de Produção e Consumo de Energia

Em 2015, com o Acordo de Paris, a comunidade internacional estabeleceu objectivos a longo prazo de contenção do aumento da temperatura média global a um máximo de 2°C acima dos níveis pré-industriais. Assumiu-se ainda o compromisso de reunir esforços para que este aumento não ultrapasse os 1,5°C, o que implica uma elevada redução de emissões de GEE em todos os sectores de actividade. Após ser definido o objectivo de alcançar a neutralidade carbónica na segunda metade do século XXI foi ainda solicitado, no Acordo de Paris, que os seus membros apresentassem até 2020 estratégias de desenvolvimento a longo prazo com baixas emissões de GEE. No caso da UE, para que se cumpram os objectivos assumidos, a neutralidade carbónica deverá ser atingida até 2050, o que corresponde a reduções de 80% a 95% nas emissões de GEE (DL n.º 85/2019 de 1 de Julho).

Em resposta a estes desafios, o Governo Português manifestou, em 2016, o compromisso de descarbonização da economia, atingindo a neutralidade carbónica até 2050. Por forma a delinear trajectórias que se alinhassem com estes propósitos, decidiu elaborar um Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. No RNC2050 é examinada a viabilidade e o potencial dessas diferentes trajectórias de redução de emissões de GEE em diversas componentes da economia portuguesa, nomeadamente, a energia e a indústria, a mobilidade e os transportes, a agricultura, florestas e outros usos do solo e os resíduos e águas residuais.

Na concepção do RNC2050 três cenários socioeconómicos foram formulados: o fora de pista, o pelotão e o camisola amarela. Numa primeira fase foram elaboradas narrativas de diferenciação dos cenários

assentes em dois factores principais: a estrutura de produção, extremada por uma economia de bens e uma economia de conhecimento e a globalização, relacionada com a distribuição da população e o papel dos grandes centros urbanos e das cidades médias (maior ou menor descentralização) (Barata et al., 2018). Estas narrativas são ilustradas na Figura 5.

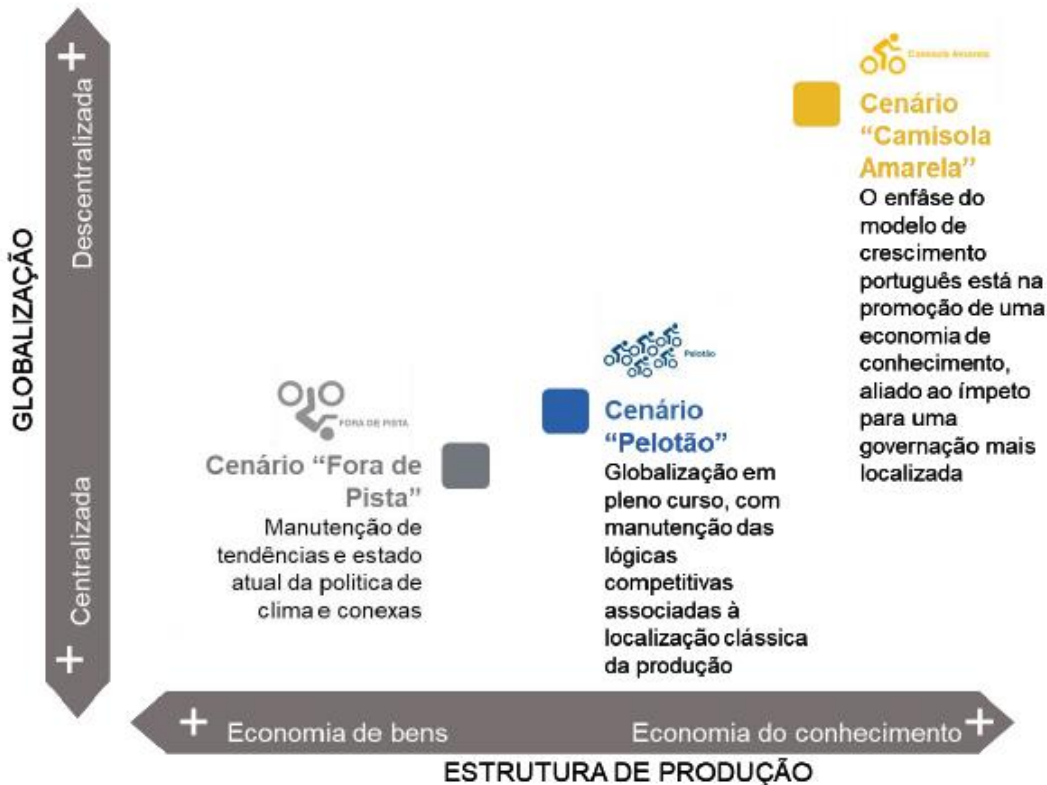


Figura 5 - Narrativas dos cenários do RNC2050 (Barata et al., 2018)

Após a criação de cada uma destas narrativas foram quantificadas variáveis económicas, sociais e demográficas a nível nacional para cada um dos cenários até 2050, designadamente a taxa de crescimento da população, índice de dependência total (relação entre população idosa e jovem e a população em idade activa), índice de envelhecimento, taxa de urbanização, dimensão média dos agregados domésticos privados, taxa de variação média anual do PIB e do PIB per Capita, grau de abertura ao exterior, estrutura sectorial do VAB e taxa de variação média anual de variáveis de rendimento e consumo.

Relativamente, à área da *Energia e Indústria* são apresentadas no RNC2050 as principais mudanças previstas relativamente ao sistema electroprodutor ilustradas na Figura 6. Salieta-se o aumento da produção solar fotovoltaica entre 2020 e 2030, com a produção solar descentralizada a ganhar destaque mais tarde, na década de 2030-2040, os produtores/consumidores (*prosumers*) representam um papel relevante neste âmbito, podendo as famílias e pequenos produtores ser responsáveis por mais de 20% da electricidade total produzida em 2050. Na década de 30, inicia-se igualmente a integração de baterias como solução de armazenamento a uma maior escala, coincidindo com o encerramento de centrais a gás natural, que até 2040 deverão apenas funcionar de forma complementar, não só assegurando estabilidade na oferta de electricidade num sistema com uma

elevada fracção de FER, mas permitindo também que surjam soluções de armazenamento que as possam substituir. Em 2050, a percentagem de FER na produção de electricidade é de 100%, com a energia eólica onshore e a solar a representarem entre 73% e 74% da capacidade instalada do sistema electroprodutor. A capacidade do solar fotovoltaico, centralizado e descentralizado, será de 26 GW a 26,4 GW em 2050. O armazenamento total (baterias e hídrica com bombagem) representa 14% do total de potência instalada do sistema electroprodutor, sendo a potência das baterias de 4 GW a 4,1 GW, isto é, cerca de 7% a 8% do total (APA, 2019d).

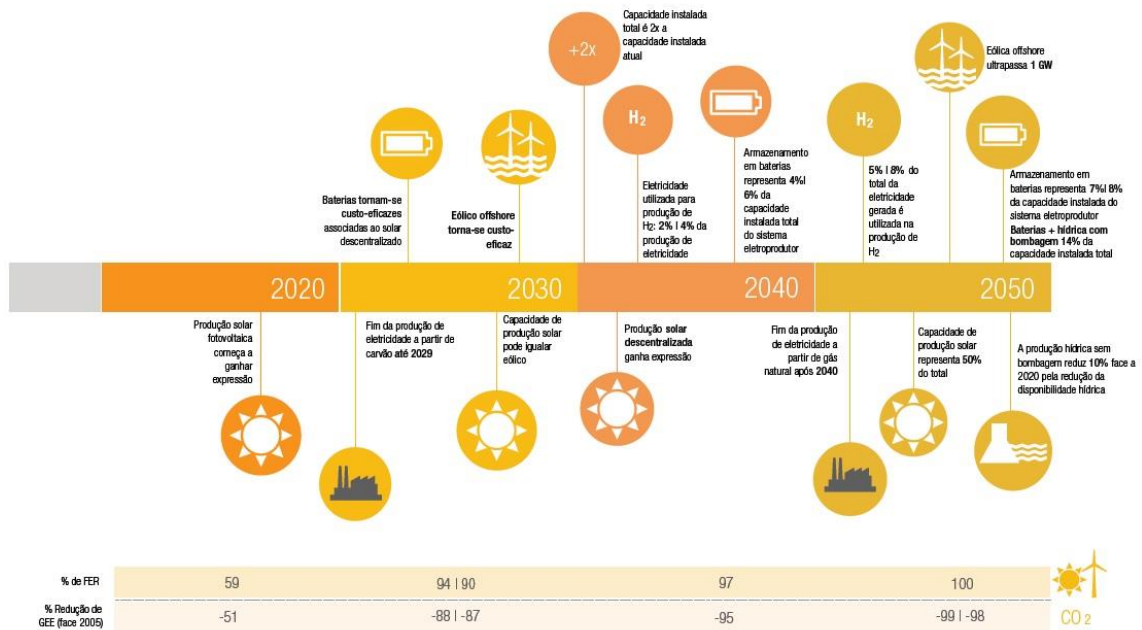


Figura 6 - Narrativas do RNC2050 para o sistema electroprodutor (APA, 2019d)

Tanto no sector doméstico como no dos serviços, o principal factor que impulsiona o aumento das necessidades energéticas é o crescimento económico, ainda assim existem algumas particularidades em ambos associadas às narrativas dos cenários que poderão ser mais centralizados e assentes numa economia de bens (Fora de Pista) ou descentralizados com uma economia de conhecimento (Camisola Amarela).

No sector doméstico a electricidade representa 81% do consumo e o aumento da procura energética será decorrente de aumentos no conforto térmico, na utilização de equipamentos eléctricos e no rendimento das famílias.

No sector dos serviços o aumento da procura é alavancado por um crescimento de outros usos eléctricos (servidores, clouds, etc.) e pela introdução de alguns usos que estão actualmente associados ao sector doméstico, tais como serviços de lavandaria e cozinha. A electricidade, apesar de já em 2015, ser o vector energético predominante, aumenta em 2050 a sua fracção para 91%. Simultaneamente existirá uma maior utilização de solar térmico para o aquecimento de águas e de bombas de calor no aquecimento de espaços.

Apesar dos aumentos de procura energética associados a ambos os sectores de actividade, em termos de energia final verifica-se o oposto, ou seja, o consumo final em 2050 é 83% do valor de 2015 agregado para os dois sectores de actividade. Quanto à redução de emissões de GEE, alcançar-se-ão, em 2050, -95% das emissões de 2015 no sector doméstico⁴ e -100% no sector dos serviços.

Na componente *Mobilidade e Transportes* a electrificação é apresentada como factor decisivo na descarbonização do sector dos transportes. A autonomia, conectividade e a utilização de sistemas de partilha dos veículos permitirá uma maior taxa de utilização dos veículos (dez vezes superior à actual) e taxas de ocupação próximas da capacidade total dos veículos. A intermodalidade, a multimodalidade e o aumento do uso de modos suaves serão tendências que permitirão uma maior qualidade na mobilidade, isto é, menores constrangimentos, pausas e um transporte mais fluido (Ferreira et al., 2019).

Na Figura 7 encontram-se as evoluções da procura relativa à mobilidade de passageiros (passeiro quilómetro) para os diferentes cenários.

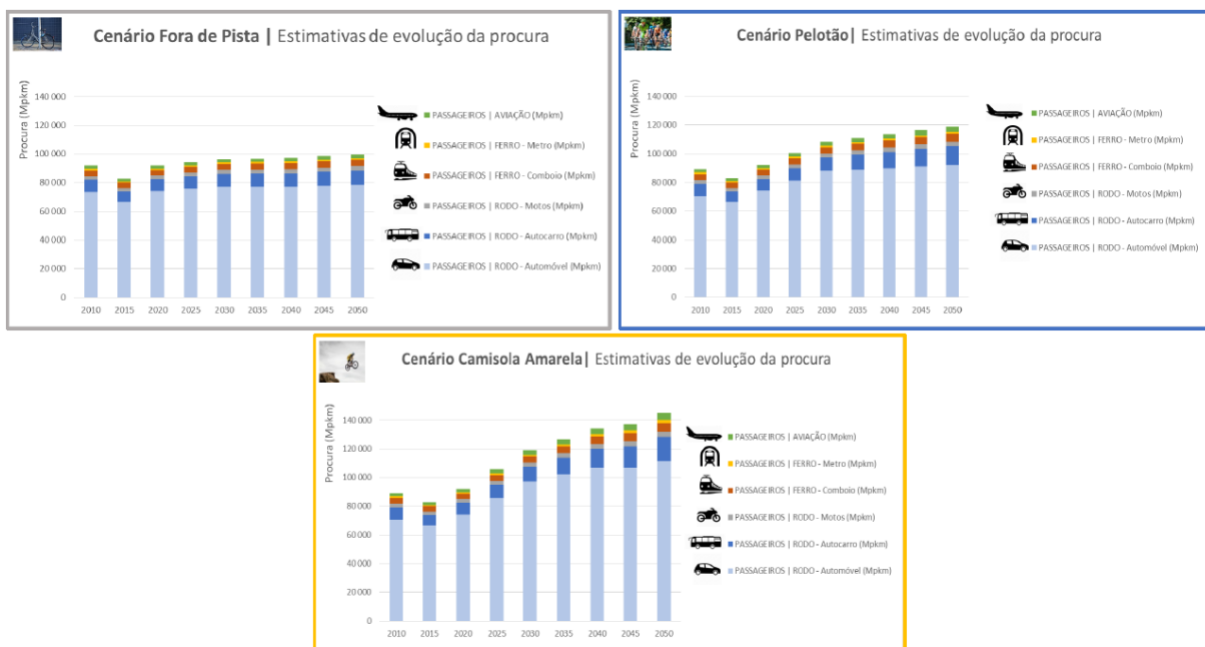


Figura 7 - Evoluções da procura na mobilidade de passageiros nos cenários do RNC2050

Quanto aos consumos de energia final para os transportes verifica-se que, apesar de maiores procuras associadas aos cenários pelotão e camisola amarela, em termos de energia final existe uma diminuição de consumo relativamente ao cenário fora de pista. Para além disto, também para estes cenários os combustíveis fósseis deixam de ter expressão mais cedo, extinguindo-se o seu uso em 2050. Esta maior independência de combustíveis fósseis acontece pela integração de veículos elétricos e de hidrogénio, este último apenas começa a ter representação a longo prazo, a partir de 2040 (Ferreira et al., 2019).

⁴ Em 2050, no sector doméstico, a redução de emissões de GEE não é de 100% face aos valores de 2015 devido à utilização, ainda que residual, de gás natural e biomassa.

No caso dos veículos ligeiros de passageiros verifica-se que em 2050, mesmo no cenário mais pessimista, o Fora de Pista, a gasolina representa apenas um terço da energia consumida através da electricidade e é utilizada, exclusivamente, em veículos híbridos. É possível observar, igualmente, que no cenário camisola amarela 44% da procura é satisfeita por veículos autónomos e partilhados em 2050.

Quanto ao objetivo de atingir a neutralidade carbónica, este é alcançado mais pela redução de emissões do que pela captura dos gases com efeito de estufa, sendo que dependendo do cenário a redução de emissões de GEE face a 2005 situar-se-á entre 93% e 100%.

2.3. Mobilidade Inteligente

A mobilidade inteligente pode ser definida pela combinação de um conjunto de aspectos que não só modificarão a indústria automóvel, bem como o modo de utilização dos veículos. As principais características desta nova era da mobilidade são: a conectividade, a autonomia, a partilha e a electricidade (em inglês: *Connected, Autonomous, Shared, Electric* - CASE).

A conectividade dos veículos refere-se ao conjunto de tecnologias que permitirão o aumento da comunicação e troca de dados entre veículos (V2V), entre os veículos e as infraestruturas (V2I), entre os veículos e os peões (V2P), etc. (Yorgos et al., 2019). Este tipo de interligações entre veículos e o que os rodeia permitirá um maior controlo do tráfego e maior segurança rodoviária (Ganter & Berrisford, 2019).

Os veículos autónomos poderão contribuir também para a diminuição do congestionamento do tráfego rodoviário e aumento da segurança, segundo (NHTSA, 2015), entre 2005 e 2007 nos EUA, em 94% dos acidentes a principal causa foi atribuída ao comportamento dos condutores. A autonomia permite, além disso, reduzir as emissões de gases e os consumos dos veículos (Kyriakidis et al., 2015). Em (SAE, 2019) definem-se seis níveis de autonomia dos veículos, começando no nível 0, no qual a autonomia do veículo é praticamente inexistente, consistindo, apenas, em alguns avisos e na assistência de condução momentânea (travagem automática de emergência) e terminando no nível 5, no qual o veículo é totalmente autónomo, não sendo necessária a intervenção humana em qualquer tipo de condições.

A autonomia poderá, ainda, favorecer, de forma complementar, o aumento da partilha de veículos, através do aparecimento de diferentes conceitos de partilha, tal como os robotaxis, que têm o potencial de reduzir os custos (€/km) para quase metade dos custos de veículos particulares (Ganter et al., 2019). A partilha possibilita, além do mais, o aumento das taxas de ocupação e utilização dos veículos. Segundo Ganter et al. (2019) um veículo partilhado poderá substituir cerca de 25 veículos particulares, o que torna o transporte particular ineficiente comparando com o partilhado que apresenta, ainda, benefícios para a circulação nas cidades, quer em termos de trânsito, quer na falta de lugares de estacionamento (Cervero et al., 2007).

Relativamente à eletrificação da mobilidade é necessário fazer a distinção entre dois tipos de veículos: os que utilizam a electricidade como fonte de energia e possuem um motor eléctrico e, outros, que apesar de utilizarem um motor eléctrico se movem recorrendo a outras formas de energia.

Do primeiro caso é possível ainda a divisão em três subtipos consoante o nível de uso de electricidade:

1. BEV (*Battery Electric Vehicle*) – veículo 100% eléctrico, isto é, alimentado apenas pela energia eléctrica armazenada numa bateria. Esta pode ser carregada não só externamente, em tomadas ou em postos de carregamento, como também através da travagem regenerativa;
2. PHEV (*Plug-in Hybrid Vehicle*) – veículo que possuem dois motores: um eléctrico, que utiliza uma bateria que pode ser carregada externamente e um motor de combustão interna (gasolina ou gasóleo). Apresenta uma menor autonomia eléctrica quando comparado com o BEV (tipicamente entre os 30-50 km);
3. HEV (*Hybrid Electric Vehicle*) – veículo que, dispondo de um motor eléctrico e de um MCI, tal como o PHEV, não permite carregar externamente a bateria nos postos de carregamento. É caracterizado por uma menor autonomia eléctrica comparando com os outros dois tipos, funcionando o motor eléctrico apenas como auxiliar do MCI.

Designa-se, a partir deste momento, como veículos eléctricos, apenas os BEVs e os PHEVs, excluindo-se deste grupo os HEVs por não permitirem o carregamento externo.

Em 2018, a frota mundial de veículos eléctricos ultrapassou os 5,1 milhões de veículos, isto é, um aumento de cerca de 2 milhões de veículos face ao ano anterior. A China é actualmente o maior mercado deste tipo de veículos com 1,1 milhões de vendas em 2018 e quase metade da frota mundial (2,3 milhões de veículos). A Europa, com 385 mil unidades vendidas, em 2018, é neste momento o segundo mercado mundial de veículos eléctricos. No entanto, é no continente europeu que se encontram os países que lideram mundialmente em termos de quota de mercado de veículos eléctricos. Em 2018, a Noruega, ocupava o primeiro lugar, com uma quota de mercado de veículos eléctricos de 46% (em 2010, esta quota era de apenas 0,31%), seguindo-se a Islândia com uma quota de 17% e a Suécia com 8% (Till Bunsen et al., 2019). No caso norueguês, o aumento da quota de mercado de veículos eléctricos está associado a um conjunto de incentivos que favorecem a compra de carros eléctricos, tais como: isenções do pagamento de taxas de registo/importação dos veículos, de IVA, do imposto rodoviário; descontos iguais ou superiores a 50% nas portagens, estacionamento e no uso de ferries e, ainda, o acesso livre às faixas BUS (Elbil, 2019).

2.4. Potencial Solar da AML e do Município de Lisboa

Os dados apresentados na Plataforma Solar de Lisboa (Solis, 2019) relativamente ao potencial de capacidade solar em Lisboa e das características de um painel fotovoltaico convencional (Tabela 1) permitem o cálculo do número e da área potencial de painéis fotovoltaicos.

Tabela 1 - Características de um painel fotovoltaico convencional, adaptado da Plataforma Solar de Lisboa (Solis, 2019)

Painel Fotovoltaico Convencional	
Potência Pico, P_{pvc} (kWp)	0,270
Eficiência, η (%)	16,5
Área, A_{pvc} (m^2)	1,6335
Rendimento, r_{pvc} (kWp/ m^2)	0,165

Segundo a Plataforma Solar de Lisboa: “O potencial total de produção de eletricidade solar em Lisboa é de 2,85 TWh/ano. [...] Se todo este potencial fosse aproveitado, o “giga campo solar” nos telhados lisboetas teria uma potência instalada de quase 2,8 GWp.”

Isto significa que a área total dos telhados de Lisboa pode ser calculada através da equação (1), resultando numa área total dos telhados disponível para a instalação de painéis fotovoltaicos de 16,94 km^2 , o que equivale a mais de dez milhões de painéis.

$$A_{total\ telhados} = Potência\ Instalada \frac{A_{pvc}}{P_{pvc}} \quad (1)$$

O cálculo da energia gerada pelos painéis anualmente (Wh/ano), E, pode ser efectuado a partir da equação (2), onde A representa a área (m^2), η a eficiência de conversão do módulo (%), H a irradiação global dos telhados (Wh/ m^2 por ano) e PR⁵ o rácio de desempenho.

$$E = A \eta H PR \quad (2)$$

No entanto como a potência pico dos painéis é a potência máxima obtida em STC (do inglês, *Standard Test Conditions*), em que a irradiância é de 1 kW/ m^2 , multiplicando e dividindo a equação (2) por esta constante é possível reescrevê-la da seguinte forma,

$$E = A r_{pvc} Produtividade\ dos\ painéis \quad (3)$$

Onde r_{pvc} ($= \eta \times 1 \frac{kW}{m^2}$) representa o rendimento dos painéis (kWp/ m^2) e a produtividade dos painéis ($= H \frac{kWh}{m^2} \times 1 \frac{m^2}{kW}$) é a energia gerada por potência pico (kWh/kWp).

Para um PR = 0,75, o valor de H que se obtém com os dados da plataforma (E=2,85 TWh/ano, η = 16,5% , r_{pvc} = 0,165 kWp/ m^2 e A = 16,94 km^2) é de cerca de 1350 kWh/ m^2 e a produtividade dos painéis é de 1012 kWh/kWp.

Na Figura 8 apresenta-se o mapa de irradiação global e de produtividade dos painéis (para um PR=0,75) para o caso de instalação com uma inclinação óptima. Para a AML observam-se valores de

⁵ O rácio de desempenho representa a relação entre valores reais e teóricos de produção energética do PV. Os principais factores que afectam o PR são a irradiância (W/ m^2) que atinge os módulos, a temperatura das células e a existência de sombra e/ou sujidade (Hukseflux, 2019).

irradiação global superiores a 1900 kWh/m^2 e de produtividade superiores a 1425 kWh/kWp , consideravelmente maiores do que os que foram considerados pela Plataforma Solar de Lisboa (1350 kWh/m^2 e 1012 kWh/kWp). Esta diferença resulta do facto da plataforma considerar todos os telhados do município, caso em que nem sempre é possível a instalação de painéis com a inclinação óptima, resultando em irradiações globais inferiores às que seriam obtidas num cenário ideal.

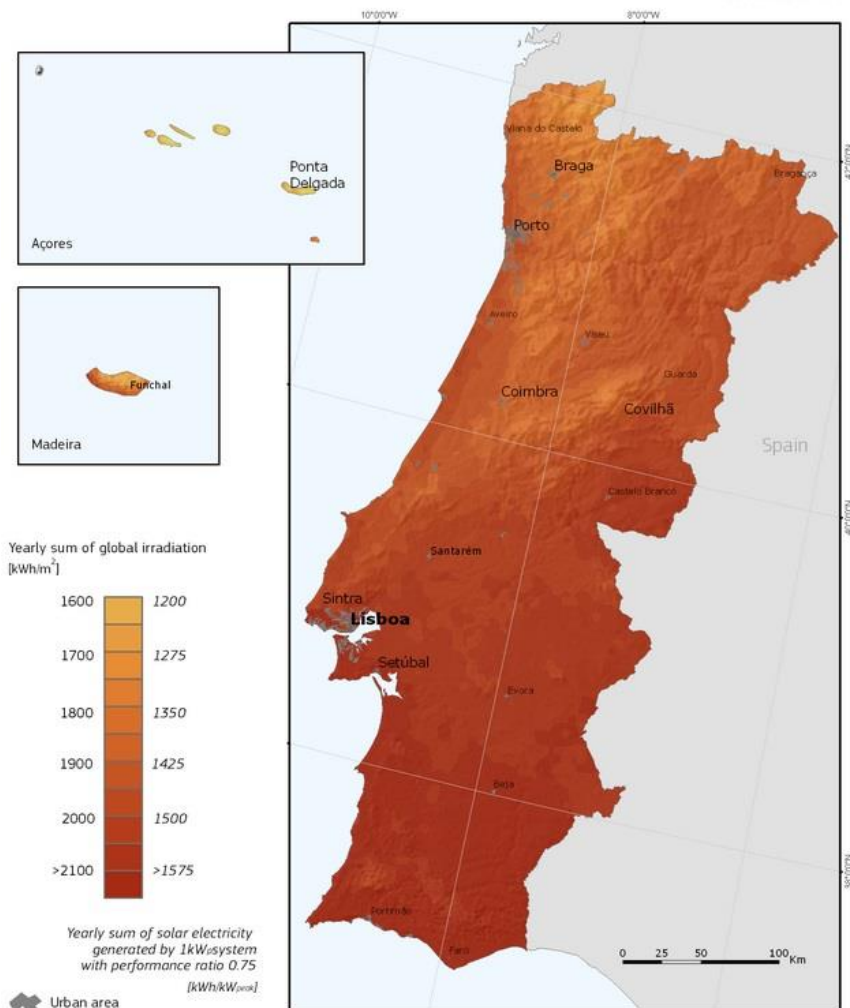


Figura 8 - Irradiação global (kWh/m^2) e produtividade dos painéis (kWh/kWp) numa superfície com inclinação óptima e $PR=0,75$ (Fonte: PVGIS (Comissão Europeia, 2019a))

2.5. Panorama do Solar Fotovoltaico

2.5.1. Capacidades Instaladas (Mundo, Europa e Portugal)

Em 2017, a capacidade solar fotovoltaica mundial total instalada atingiu os 404,5 GW, um aumento de um factor de cerca de 44 face aos valores de 2007, ano em que existiam apenas 9,2 GW. A Europa representava, em 2017, cerca de 28% da capacidade mundial total instalada, com 114 GW, sendo actualmente o segundo maior mercado mundial atrás da China.

No mercado europeu a capacidade instalada em 2017 foi de 9,2 GW, ou seja, um aumento de 31% comparando com o ano anterior, contrariando a desaceleração a que se tinha assistido de 2012 a 2016, período em que as capacidades instaladas tinham diminuído de ano para ano. Na Figura 9 é possível consultar a evolução da capacidade total instalada na Europa e verificar que actualmente a Alemanha e a Itália são os países que maior representação têm neste mercado, com mais de metade da potência instalada no continente europeu.

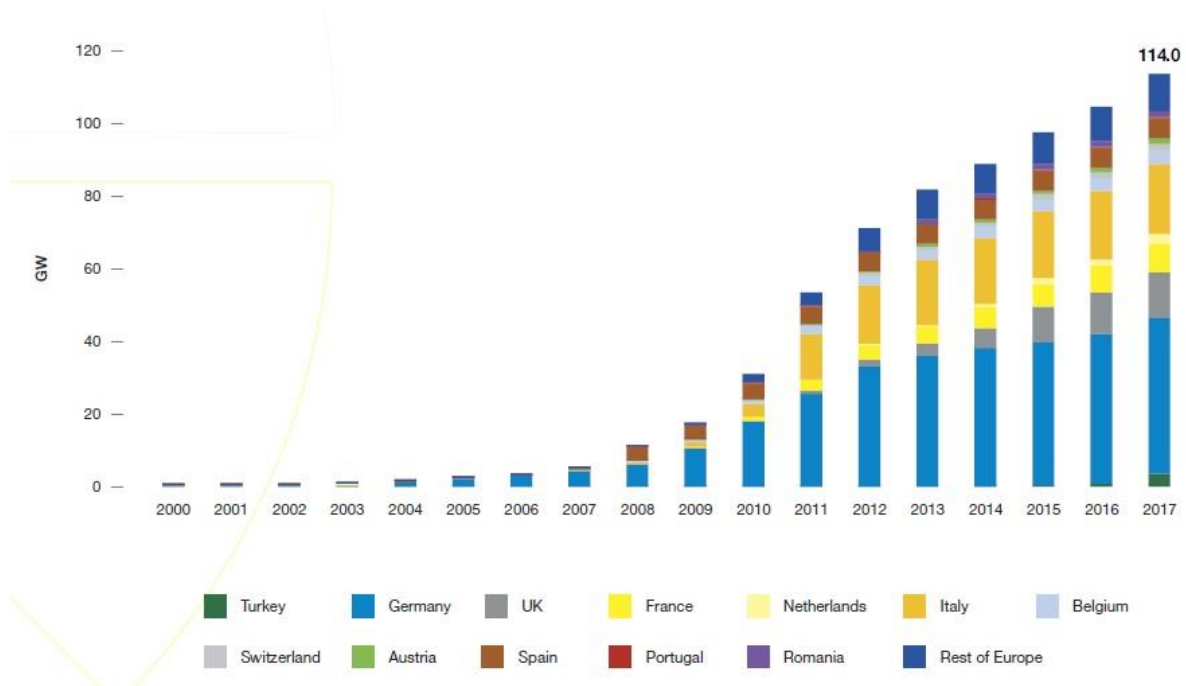


Figura 9 - Capacidade solar fotovoltaica instalada na Europa de 2000 a 2017 (Gaetan et al., 2018)

Na Figura 10 mostra-se a evolução da capacidade instalada em Portugal de 2000 a 2017. Portugal contava, em 2017, com 585 MW de potência solar fotovoltaica e nesse ano produziu 993 GWh de electricidade fotovoltaica, uma produtividade de 1697 kWh/kWp por ano. Em 2019, estava prevista a entrada de 19 centrais solares fotovoltaicas com uma capacidade total de 475 MW, quase duplicando os valores de 2017. Adicionalmente, em 2019, foi ainda concedido em leilão o direito de ligação à rede de 1150 MW de novas centrais.

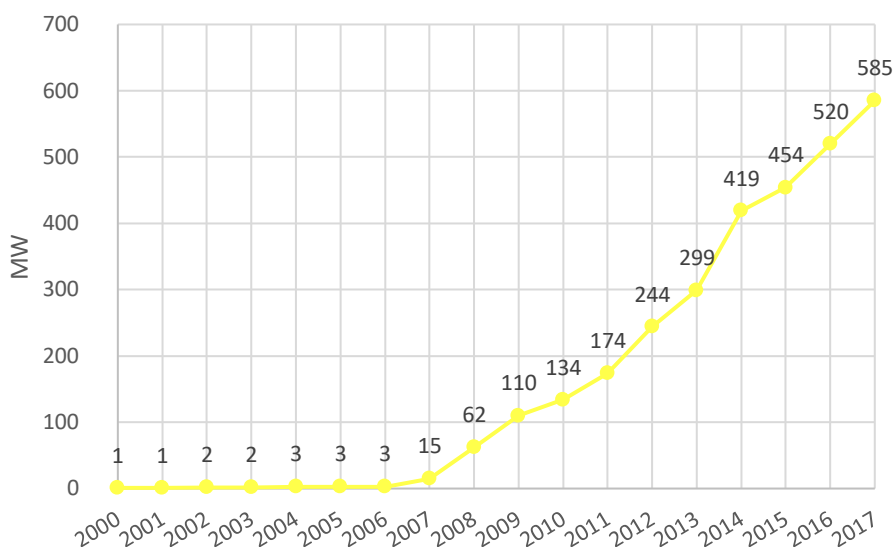


Figura 10 - Capacidade solar fotovoltaica instalada em Portugal de 2000 a 2017 (DGEG)

2.5.2. Tecnologia dos Painéis Fotovoltaicos

Os painéis ou módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas que utilizam o efeito fotovoltaico para conversão de energia luminosa em electricidade. As células são constituídas por materiais semicondutores, tal como o silício, aos quais se adicionam substâncias dopantes que potenciam o efeito fotovoltaico. Quando numa camada destes materiais semicondutores, incidem fótons, é fornecida energia aos electrões, se esta energia for superior à *bandgap* que separa a banda de valência e a banda de condução são formados pares electrão-buraco, movendo-se um electrão da banda de valência para a banda de condução. No caso do silício, devido à estabilidade dos seus electrões, para que ocorra de facto corrente eléctrica é necessária a introdução de elementos químicos (dopantes) que alterem as suas propriedades eléctricas para que se crie uma camada com excesso de cargas positivas (camada p) e outra com excesso de cargas negativas (camada n) (Calaia, 2011). No mercado dos painéis existem dois principais tipos de tecnologias de células fotovoltaicas: as células de silício cristalino (c-Si) e as de filme fino. As tecnologias de concentração fotovoltaica (CPV) e as nanotecnologias aplicadas às células fotovoltaicas são excluídas desta análise, as primeiras, por terem pouca representatividade no mercado e, as segundas, por se encontrarem numa fase de investigação.

As c-Si são as células de 1ª geração e dominam actualmente o mercado com uma quota de cerca de 95% em 2017, com quotas sempre superiores a 80% desde 1992 (Fraunhofer, 2019). A tecnologia c-Si divide-se em duas tecnologias: silício monocristalino (sc-Si) e silício policristalino (mc-Si) (Honrubia-Escribano et al., 2018). As células sc-Si detinham uma quota de mercado de cerca de 33%, em 2017 e segundo a Figura 11 a maior eficiência⁶ destas células é actualmente superior a 26%. Relativamente às células mc-Si a sua eficiência pode atingir cerca de 22%, sendo a sua quota de mercado de 62%.

⁶ A eficiência dos painéis é inferior à eficiência das células por dois motivos: perda de interconexão entre as células nos painéis e menor área activa dos painéis em relação à sua área total.

Os filmes finos (2ª geração), que apresentam camadas de espessura muito reduzida comparando com os módulos c-Si, surgiram após a necessidade de redução da quantidade de silício nos módulos. Consequentemente, são bastante mais versáteis, permitindo a instalação em fachadas e telhados (Jelle et al., 2012), tendo, apesar disso, uma menor expressividade no mercado com uma quota de cerca de 5%. Dentro dos filmes finos, os dois tipos principais de células são as de Disseleneto de Cobre e Índio (CIS) e as de Telureto de Cádmio (CdTe), estas apresentam eficiências máximas de 22%.

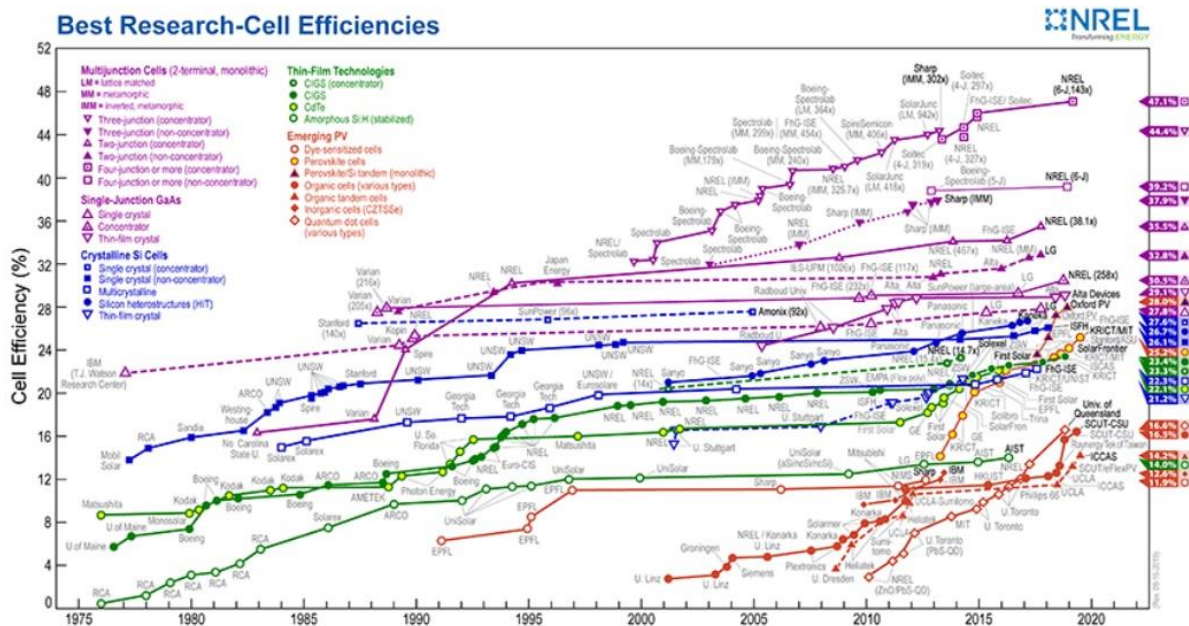


Figura 11 - Máximas eficiências de células fotovoltaicas de diferentes tecnologias de 1976 a 2019 (NREL, 2019)

No que diz respeito ao custo de investimento inicial, mais de metade deve-se ao custo do painel e do inversor. A restante parte do custo inicial está associada ao custo de mão-de-obra, a custos de outros materiais (componentes eléctricos e materiais auxiliares necessários para a montagem) e custos regulamentares (Honrubia-Escribano et al., 2018). Na Europa, no final de 2018, o custo médio dos painéis situava-se na gama dos 0,22 USD/W para os painéis “low cost” e os 0,42 USD/W. Os preços médios dos painéis, para mercados da escala dos GW de potência, diminuíram entre 34% e 61% de 2013 a 2018 dependendo do país (IRENA, 2019a). Em relação às principais tecnologias discutidas (sc-Si, mc-Si e CdTe), os custos de instalação entre 2014 e 2015, nos dois principais mercados europeus (Alemanha e Itália) estão presentes na Tabela 2.

Tabela 2 - Custos iniciais, em €/Wp, de instalação das tecnologias sc-Si, mc-Si e CdTe na Alemanha e em Itália (2014/2015), adaptado de (Honrubia-Escribano et al., 2018)

País	Tecnologia	Tipo / Capacidade de Instalação		
		5 kW (Fixo)	100 kW (Fixo)	1MW (Fixo)
Alemanha	sc-Si	1,75	1,35	1,03
	mc-Si	1,70	1,32	1,00
	CdTe	1,66	1,29	0,98
Itália	sc-Si	1,70	1,20	1,14
	mc-Si	1,65	1,17	1,11
	CdTe	1,62	1,14	1,08

2.6. Panorama do Armazenamento de Energia

O aumento da fracção de FER na electricidade implicará maior flexibilidade do sistema eléctrico, assim, o armazenamento de energia, que se caracteriza por fornecer uma ampla variedade de serviços complementares às FER, poderá facilitar a transição para um sector eléctrico descarbonizado e dependente de FER. Estes serviços envolvem e beneficiam uma grande quantidade de áreas (IRENA, 2017):

- o sector dos transportes, através de todo o tipo de veículos eléctricos que utilizam baterias (motociclos, autocarros, veículos comerciais e de passageiros, etc.);
- a produção descentralizada sem conexão à rede, utilizando baterias que funcionam em conjunto com a produção fotovoltaica e outro tipo de FER, que permitem o aumento do autoconsumo dessa produção e assegurando a estabilidade de mini-redes de produção descentralizada;
- a própria rede e os seus utilizadores poderão ser favorecidos, sobretudo, através da garantia de potência e facilitando a transição entre alturas de abundância de oferta e escassez de procura e vice-versa;
- a transmissão e distribuição, aliviando a carga imposta sobre estes serviços e adiando investimentos que seriam necessários para a sua melhoria.

Tendo em conta todos os factores mencionados e segundo o cenário traçado em (IRENA, 2017), o mercado mundial de armazenamento de energia terá de crescer entre 2017 e 2030, de cerca de 4,67 TWh para 11,89-15,72 TWh, se a fracção de FER na electricidade for duplicada. O mercado actual é caracterizado pelo domínio do armazenamento hídrico com bombagem, traduzindo-se em, aproximadamente, 96 % da capacidade total. Porém, a emergência de outras tecnologias de armazenamento poderá reduzir a sua representação para cerca de 45-51%, o que significará um

aumento de um factor de 17 da capacidade de armazenamento eléctrico através de baterias, fruto maioritariamente de uma elevada integração deste tipo de armazenamento com sistemas fotovoltaicos de pequena escala. Segundo o mesmo estudo num cenário de duplicação da fracção de FER e no caso de aplicações estacionárias, a capacidade mundial poderá aumentar 17 a 34 vezes, de cerca de 11 GWh, em 2017 para 181-421 GWh, em 2030.

As diversas formas de armazenamento podem ser agrupadas, de acordo com o tipo de tecnologia, da seguinte forma: electro-químico, electro-mecânico, químico, hídrico com bombagem e térmico. Tendo em conta o âmbito deste trabalho apenas o armazenamento electro-químico será abordado, devido ao crescimento exponencial da capacidade desta tecnologia verificado desde o final do século passado até agora, resultante de um aumento de performance e diminuição de custos durante o mesmo período. Para além disso, estudos de diversas subtecnologias de armazenamento electro-químico, revelam um elevado potencial para contínuas melhorias quer ao nível da performance quer dos custos até 2030 e 2050 ((IRENA, 2017) e (Schmidt et al. 2019), respectivamente).

Dentro do armazenamento electro-químico existe uma grande diversidade de subtecnologias ou tipos, que se ramificam, segundo (US DOE, 2019), da seguinte forma: baterias de fluxo, condensadores, baterias de iões de lítio, baterias de fluxo redox de vanádio, baterias de chumbo ácido, baterias de iões de sódio e baterias de metal-ar.

Apesar de contínuas melhorias e do aparecimento de novas soluções de armazenamento electro-químico, esta tese foca-se, exclusivamente, nas baterias de iões de lítio (ião-Li), que representam 59% da capacidade instalada deste tipo de armazenamento. Algumas das características que explicam a escolha das baterias ião-Li são o tempo de resposta na ordem dos milissegundos e, ainda, o facto de exibirem elevados valores de densidade de potência (1500-10000 W/l) e densidade energética (150-500 Wh/l) (Luo et al., 2015), o que pode ser um factor decisivo quando existem restrições espaciais. Apresentam, além disso, um histórico recente de redução de custos, 73% de 2010 a 2016. Esta diminuição proporcionou-se devido ao aumento de escala da mobilidade eléctrica. As aplicações desta tecnologia não se restringem apenas à área dos transportes podendo servir para uso estacionário, porém, os custos de instalação são superiores aos das baterias utilizadas em veículos eléctricos. Segundo (IRENA, 2017), devido ao efeito de economias de escala e de melhorias tecnológicas que permitirão reduzir a quantidade de material necessário, estes custos sofrerão reduções até 2030 de 54-61%, dependendo da química da bateria de ião-Li, o que significa que a sua instalação apresentará custos entre 145 e 480 USD/kWh (Figura 12). Em Schmidt et al. (2019) é projectada uma redução de 86% do custo de instalação de baterias de ião-Li até 2050, podendo atingir aproximadamente 110 USD/kWh.

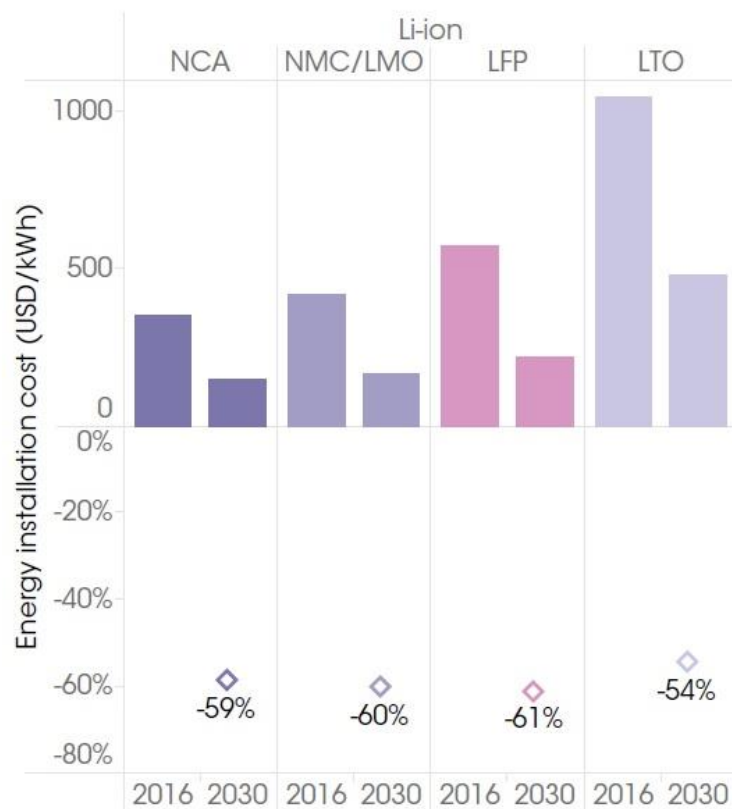


Figura 12 - Custo de instalação de diferentes químicas de ião-Li e respectivas reduções entre 2016 e 2030 (IRENA, 2017)

As perspectivas da performance das baterias de Li-ion, até 2030, são também positivas: o tempo de vida poderá aumentar cerca de 50%, o número de ciclos até 90% e a sua eficiência poderá situar-se entre os 88% e os 98%, dependendo da química da bateria (IRENA, 2017).

2.7. Instalação PVs e Baterias

2.7.1. Componentes e Exemplos

A instalação fotovoltaica sem ligação à rede eléctrica pode ser representada, de forma simplificada, conforme o esquema da Figura 13. Nos sistemas fotovoltaicos estão incluídos os seguintes componentes: o painel fotovoltaico, um micro-inversor, cabos que permitem a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e ainda a estrutura de suporte. No entanto, quando à produção fotovoltaica se associam baterias é necessária a substituição do micro-inversor por um inversor híbrido, que, para além de converter CC em CA, permite ainda o carregamento da bateria e regular a carga, ou seja, gerir o uso de energia da forma mais eficiente (Camilo et al. (2017). Existe ainda a opção de utilização de um gerador como reserva para o carregamento das baterias.

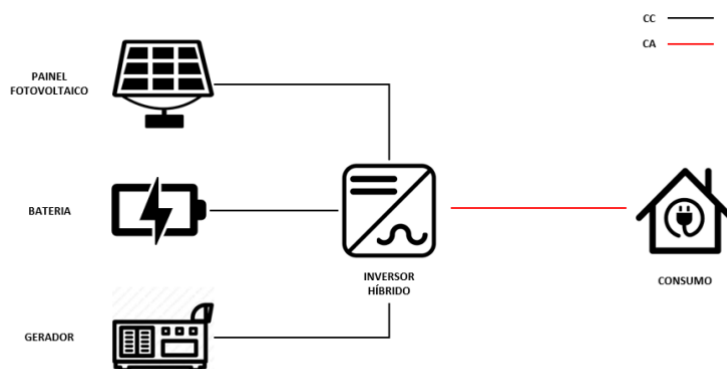


Figura 13 - Sistema fotovoltaico sem ligação à rede

Na Tabela 3 apresentam-se alguns exemplos de instalações fotovoltaicas descentralizadas sem ligação à rede que utilizam baterias para armazenar a energia. O rácio de armazenamento, baterias (MWh) por capacidade fotovoltaica (MWp), varia de 1,25 a 5,88 para as instalações aqui apresentadas. No entanto, segundo Vartiainen et al. (2019), o rácio de armazenamento idealmente deverá situar-se entre 1 e 2 kWh de baterias por kWp de capacidade fotovoltaica.

Tabela 3 - Exemplos de instalações de sistemas fotovoltaicos com baterias

Localização	Capacidade Fotovoltaica (MWp)	Baterias (MWh)	Rácio de Armazenamento	Referência
Bakken Hale, Hawaii	0,170	1	5,88	(RenewEconomy, 2015b)
Ta'u, Samoa Americana	1,400	6	4,29	(CleanEnergyGroup, 2019)
Yap, Estados Federados da Micronésia	0,270	1,5	5,56	(IRENA, 2019b)
Ilha Robben, África do Sul	0,666	0,837	1,26	(WSP, 2019)
Murchison, Australia	1,6	2,5	1,56	(RenewEconomy, 2015a)

2.7.2. Legislação

No DL n.º 363/2007 de 2 de Novembro foi regulamentada a microprodução (potência de ligação à rede inferior a 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW) a partir deste DL, os *prosumers*, (produtores e consumidores de energia) tinham de injectar toda a sua produção na rede eléctrica pública, sendo a venda desta energia remunerada através de tarifas *feed-in* (FIT). No DL n.º 34/2011

de 8 de Março foi regulamentada a miniprodução (potência de ligação à rede igual ou inferior a 250 kW).

O DL n.º 153/2014 de 20 de Outubro introduziu os regimes referentes às Unidades de Produção, revogando os decretos-leis anteriormente mencionados. Ficaram assim definidos os regimes das Unidade de Produção (UP), cuja potência de ligação deverá ser igual ou inferior a 100% da potência contratada e que se subdividem em dois tipos: UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo, cuja potência instalada está limitada a duas vezes a potência de ligação) e as UPP (Unidades de Pequena Produção, cuja potência de ligação à rede não pode exceder os 250 kW). Este DL revogou igualmente o regime de FIT, passando a existir uma nova tarifa de injeção na rede que a cada mês equivale a 90% do valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), sendo este valor substancialmente inferior ao das FIT. Assim, favoreceu-se o autoconsumo da energia produzida por comparação à venda da mesma.

Na Figura 14 apresenta-se a evolução da capacidade fotovoltaica total instalada de mini/micro-produção e de UPAC/UPP de 2012 a 2019.

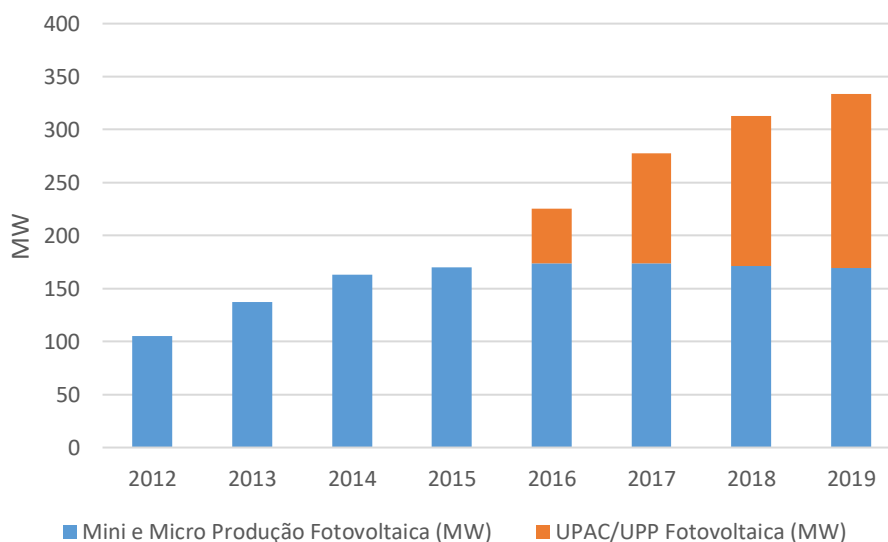


Figura 14 - Capacidade instalada de mini/micro-produção Fotovoltaica e de UPAC/UPP, adaptado de (DGEG, 2019b)

O conceito de economia peer-to-peer (P2P) aplicado à negociação de energia é uma alternativa às opções anteriormente mencionadas, que, actualmente, apenas enquadram o regime de autoconsumo individual, em que as UPAC têm de estar associadas a um ponto de consumo. O P2P pressupõe a transação bidirecional de energia de uma forma directa e descentralizada, assim, os pares envolvidos podem vender ou comprar energia sem a intervenção de intermediários. O P2P permite trocas de energia entre produtores, consumidores e *prosumers*, o que se torna vantajoso para todos os envolvidos, quanto mais diferentes sejam os perfis de consumo associados a cada utilizador. Segundo os resultados de Zepter et al. (2019), onde os efeitos do P2P e do armazenamento de energia foram

estudados, a conjugação de ambos contribui para a uma maior integração de fontes de produção eléctrica descentralizada e uma redução em metade dos custos da electricidade, o que resulta de dois factores: os *prosumers* poderem vender electricidade aos seus pares um preço superior ao que vendem à rede e os consumidores poderem comprá-la a um preço inferior ao que compram à rede.

A Directiva (UE) 2018/2001 de 11 de dezembro, que visa a promoção de uma maior utilização de energia proveniente de FER, acrescenta ao conceito de autoconsumidores de energia renovável, o de autoconsumidores de energia renovável que actuam colectivamente e de comunidades de energia renovável (CER). No âmbito desta directiva está previsto que os autoconsumidores de energia renovável possam, para além de produzir, consumir e armazenar electricidade, vendê-la e partilhá-la.

Em Portugal, o DL n.º162/2019 de 25 de Outubro, transpôs parcialmente essa directiva, estabelecendo o regime jurídico de autoconsumidores colectivos e de CER. Este decreto, que entra em vigor a 1 de Janeiro de 2020, abre uma oportunidade para que CER, condomínios, grupos de autoconsumidores, que se situem no mesmo edifício, zona de apartamentos ou moradias e unidades industriais, comerciais ou agrícolas possam instalar UPAC e transacionar a electricidade proveniente das mesmas entre si, desde que se encontrem em condições de vizinhança próxima e instalados no mesmo nível de tensão e disponham de sistemas de contagem eléctrica inteligente.

2.8. Custo Normalizado de Energia (LCOE)

O custo normalizado de energia é um indicador económico que permite a comparação de alternativas tecnológicas e/ou de fontes de energia de projectos com diferentes escalas, ciclos de vida, despesas de capital, retorno e risco. Este método de avaliação económica pode ser definido como o custo actualizado de produção de energia, expresso em €/kWh, e inclui os custos totais (investimento, instalação, operação e manutenção) ao longo da vida do projecto. O LCOE pode ser visto como o custo mínimo a que a electricidade deve ser vendida para que se atinja o ponto de *break-even* durante o tempo de vida do projecto (Lai et al., 2017). Esta variável torna-se por isso uma ferramenta importante no caso da electricidade proveniente de PV por assim se poder verificar se um determinado projecto se encontra em paridade com a rede, isto é, quando a energia produzida atingiu um custo equivalente aos preços médio de venda de electricidade (Camilo et al., 2017).

Em IRENA (2019a) compara-se o custo entre a produção de electricidade através de FER e de combustíveis fósseis em projectos de grande escala (superiores a 1 MW) entre 2010 e 2018. Em 2010, o solar fotovoltaico apresentava os maiores custos dentro de todas as tecnologias analisadas, com um LCOE médio de 0,371 USD/kWh, valor superior ao custo de produção em centrais a combustíveis fósseis, que se situava entre 0,049 USD/kWh e 0,174 USD/kWh. No entanto, com um LCOE médio de 0,085 USD/kWh em 2018, foi também esta tecnologia que apresentou uma maior diminuição do seu custo, reduzindo 77% desde 2010. A diminuição do LCOE é justificada por uma queda do preço dos módulos (passaram de 4,621 USD/kW em 2010 para 1,210 USD/kW em 2018) que permitiu, desde

2014, que o LCOE médio do solar fotovoltaico se situasse já no intervalo do LCOE dos combustíveis fósseis.

O LCOE de sistemas de grande escala (50 MWp) que incluem tanto painéis fotovoltaicos como baterias foi calculado e projectado em Vartiainen et al. (2019) para diferentes cidades na Europa de 2019 a 2050, nomeadamente Helsínquia, Londres, Munique, Toulouse, Roma e Málaga. No mesmo estudo, foi realizada uma análise de sensibilidade aos vários parâmetros utilizados para o cálculo do LCOE. Os resultados desta análise demonstram que o parâmetro que maior efeito tem no LCOE é a produtividade anual dos painéis que varia consoante a localização, de 1010 kWh/kWp (Helsínquia) a 1770 kWh/kWp (Málaga), considerando painéis orientados a sul com uma inclinação de 30° (próximo da inclinação ideal). O segundo parâmetro que maior impacto tem no LCOE é o custo médio ponderado do capital (WACC), que neste caso é utilizado como taxa de desconto. O WACC utilizado como base no estudo foi de 7% em termos nominais e de 5% em termos reais (considerando uma inflação de 2%). Variando este parâmetro, em $\pm 3\%$, as diferenças no LCOE são superiores a $\pm 20\%$. No cálculo do LCOE foram utilizados dois rácios de armazenamento por capacidade fotovoltaica 1 kWh/kWp e 2 kWh/kWp. Em 2019, para Roma, cidade cuja produtividade anual em condições ideais (1570 kWh/kWp) é mais próxima de Lisboa, o LCOE para ambos os rácios de armazenamento é não só inferior aos preços médios de electricidade, como ao preço médio do mercado de electricidade do seu país. As projecções do LCOE de 2020 e 2050 para Roma podem ser consultadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Projeções do LCOE (PV e baterias) de 2020 e 2050 de sistemas de grande escala em Roma (Vartiainen et al., 2019)

Rácio de Armazenamento (kWh/kWp)	LCOE₂₀₂₀ (€/kWh)	LCOE₂₀₅₀ (€/kWh)
1	0,040	0,015
2	0,058	0,020

Em Camilo et al. (2017) diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos para o sector doméstico português são estudadas considerando diferentes tamanhos de instalação fotovoltaica: 0,5 kWp, 1 kWp, 1,5 kWp e 4kWp. O LCOE de sistemas fotovoltaicos que incluem o armazenamento de energia através de baterias foi calculado para dois cenários. No primeiro, após as baterias estarem carregadas, o excedente de energia é injectado na rede eléctrica, situando-se o LCOE entre 0,19 €/kWh para um sistema de 4 kWp e 0,42 €/kWh para 0,5 kWp. No segundo cenário o excedente que sobra após o carregamento da bateria é desperdiçado e o LCOE varia de 0,26 €/kWh para um sistema de 1 kWp a 0,71 €/kWh para uma capacidade de 4 kWp. Verificou-se à data do estudo que em ambos os cenários nenhuma das configurações era economicamente viável, sendo o LCOE superior ao preço médio da electricidade desse ano. No entanto, nenhum dos cenários estudados considera a hipótese de transação de energia entre os *prosumers* (P2P).

3. Metodologia

A metodologia utilizada nesta dissertação divide-se em duas fases. Na primeira (3.1.) foi realizada uma análise a todas as etapas de conversão de exergia (primária, final e útil) e às emissões de CO_2 partindo de dados de consumos e vendas da AML e do município de Lisboa entre os anos de 2011 e 2017. Posteriormente, na segunda fase (3.2.), são delineados os cenários de transição energética para 2050 relativamente ao consumo tendo por base os resultados de 3.1.. No subcapítulo 3.2.1. é descrita a metodologia para o cálculo de projecções de consumo de exergia final para o sector dos transportes. No subcapítulo 3.2.2 é descrita a metodologia para o cálculo de projecções de consumo nos sectores domésticos e dos serviços. Neste caso, houve a necessidade de adaptar as projecções de crescimento económico para Portugal do RNC2050 para o contexto da AML e Lisboa para que fossem construídos cenários para estas regiões. Assim, assumindo como constante a intensidade exérgica útil nos sectores doméstico e dos serviços observada entre 2011 e 2017, foram projectados os consumos de exergia útil até 2050 de ambos os sectores (3.2.2.1), após os quais, de acordo com hipóteses de avanço tecnológico (melhoria de eficiência exérgica final-útil), se projectaram os consumos de exergia final (3.2.2.2.). Em 3.2.3. são explicitados os perfis de potência de consumo aplicados aos três sectores de actividade. Em 3.2.3.1. são abordados três perfis de consumo do sector dos transportes relacionados com os cenários de carregamento de BEVs, no primeiro os veículos carregam de dia e noite, no segundo o carregamento é apenas diurno e coincidente com as horas de produção fotovoltaica e no terceiro o carregamento é nocturno. Em 3.2.3.2. apresentam-se os perfis de consumo dos sectores doméstico e dos serviços. Em 3.3. é explicada a metodologia utilizada para os cenários de transição energética para 2050 relativamente à produção. O subcapítulo 3.3.1. é relativo aos perfis de potência de produção fotovoltaica e em 3.3.2. explica-se o método utilizado para o cálculo da capacidade fotovoltaica e de baterias necessárias, no qual se garantiu que a produção fotovoltaica e o armazenamento através de baterias satisfaziam o consumo de uma semana do mês de Janeiro, onde simultaneamente os consumos são mais elevados e a produção mais reduzida. Na secção 3.3.3. é discutida a evolução tecnológica dos painéis (eficiência de conversão) e a instalação dos mesmos na AML e no município de Lisboa. Por fim, na secção 3.3.4. apresentam-se os pressupostos utilizados e a forma de cálculo utilizada para o LCOE dos painéis fotovoltaicos em conjunto com as baterias.

3.1. Dados energéticos (2011-2017)

Neste subcapítulo apresenta-se o método utilizado para o cálculo dos dados energéticos relativos à Área Metropolitana de Lisboa e ao município de Lisboa para o período de 2011 a 2017. Estes dados são relativos a:

- Consumo de energia final;
- Consumo de energia primária;
- Emissões de CO_2 ;
- Consumo de exergia final;
- Consumo de exergia útil.

Os dados disponíveis de consumos e vendas para o período de 2011 a 2017 foram retirados do site da DGEG, tanto para a Área Metropolitana de Lisboa como para o município de Lisboa, estando desagregados da seguinte forma:

- Consumo de eletricidade por concelho e setor de atividade;
- Consumo de gás natural por concelho e setor de atividade;
- Venda de combustíveis por concelho e setor de atividade.

Na Figura 15 encontra-se de forma esquematizada o método utilizado para o cálculo de exergia primária, final e útil e de emissões de CO_2 a partir dos dados referidos relativamente a consumos e vendas por vector energético.

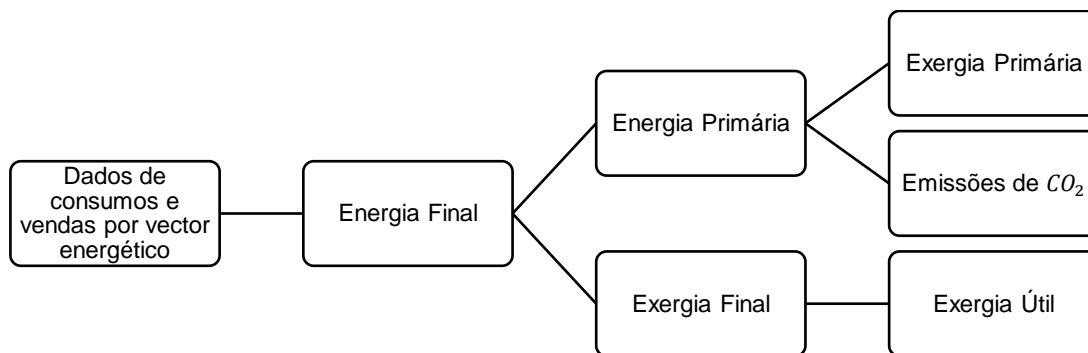


Figura 15 - Método utilizado para caracterização energética de 2011 a 2017 da AML e do município de Lisboa

Os sectores de actividade considerados para a caracterização energética das duas zonas (AML e município) foram os seguintes: Agricultura, Indústria, Serviços, Transportes e Doméstico. Esta desagregação não corresponde à que foi utilizada pela DGEG, que subdivide estes sectores em 102 categorias. Assim, antes do tratamento dos dados, cada categoria considerada pela DGEG foi alocada ao sector de actividade correspondente (ONU, 2008). No Anexo-Tabela 1 apresenta-se a associação entre as categorias utilizadas pela DGEG e os sectores de actividade considerados no âmbito desta tese.

3.1.1. Consumo de Energia Final

O cálculo de energia final foi realizado a partir dos dados de consumo de electricidade (kWh), gás natural ($10^3 Nm^3$) e de vendas de combustíveis (ton), retirados dos documentos anteriormente referidos da DGEG. No caso dos combustíveis, os dados da DGEG encontram-se desagregados por diferentes tipos de combustível consoante o ano, assim sendo, no âmbito desta tese são apenas considerados os seguintes: G.P.L. (butano, propano, gás auto), gasolina, gasóleo, fuel e biodiesel.

Para comparação do peso relativo de cada um dos vectores energéticos: electricidade, gás natural e combustíveis foi necessária a conversão dos dados para a mesma unidade, tep(ef). Na Tabela 5 podem ser consultados os factores de conversão para energia final para os vectores energéticos considerados (DGEG, 2018).

Tabela 5 - Factores de conversão dos vectores energéticos para energia final (DGEG, 2018)

Vector Energético	Factor de Conversão	Unidade
Eletricidade	86	tep(ef)/GWh
Gás Natural	0,913	tep(ef)/10 ³ Nm ³
Gasóleo	1,018	tep(ef)/ton
Gasolina	1,051	tep(ef)/ton
G.P.L.	1,099	tep(ef)/ton
Fuel	0,955	tep(ef)/ton
Biodiesel	0,884	tep(ef)/ton

3.1.2. Consumo de Exergia Final

Para que valores de exergia final sejam calculados a partir de valores de energia final tem de ser considerada a capacidade de conversão em trabalho dos diferentes vectores energéticos (Serrenho et al., 2016). No caso dos dados utilizados os vetores energéticos considerados são: eletricidade, gás natural, G.P.L., gasolina, gasóleo, fuelóleo e biodiesel. A eletricidade, tal como o trabalho mecânico, podem ser, em teoria, totalmente convertidos em trabalho, logo têm um factor exergético igual a 1. A Tabela 6 apresenta os factores exergéticos (energia final para exergia final) considerados para os diferentes vectores energéticos (Serrenho et al., 2016).

Tabela 6 - Factores exergéticos de cada vector energético (adaptado de Serrenho et al. (2016))

Vetor Energético	Factor Exergético
Petróleo e produtos do petróleo	1,06
Gás Natural	1,04
Combustíveis Renováveis	1,11
Eletricidade	1,00

3.1.3. Consumo de Energia/Exergia Primária

Na conversão de energia primária para energia final considerou-se um factor de conversão de 1 tep(ep)/tep(ef) para os vectores energéticos: gás natural, G.P.L., gasóleo, gasolina, fuel e biodiesel. No caso da electricidade foi necessário o cálculo do factor de conversão de energia primária para energia final de cada ano.

No Balanço Energético Nacional disponibilizado pela DGEG são apresentados dados de consumo da electricidade de energia primária e final. Calculou-se a distribuição do consumo de energia primária associada à produção de electricidade (Figura 16), onde foram consideradas as seguintes formas de energia: carvão, petróleo energético, gás natural, resíduos industriais, renováveis sem electricidade, renováveis, saldo importador e cogeração. No Balanço Energético Nacional a energia primária proveniente de FER representa a primeira forma de energia que pode ser comercializada. Nesta tese utiliza-se o método do conteúdo físico (MCF), cuja definição de energia primária é similar à do Balanço excepto para o caso das centrais geotérmicas, para as quais se assume uma eficiência de 10% na produção de electricidade.

A cogeração divide a sua produção entre calor e electricidade. No Balanço Energético Nacional as formas de energia primária utilizadas na cogeração são: o petróleo energético, o gás natural, gases e outros derivados, resíduos industriais e renováveis sem electricidade. A energia primária afectada à electricidade com origem na cogeração foi calculada considerando para a produção de calor um rendimento de 100%.

A conversão para exergia foi feita utilizando novamente os factores exergéticos presentes na Tabela 6.

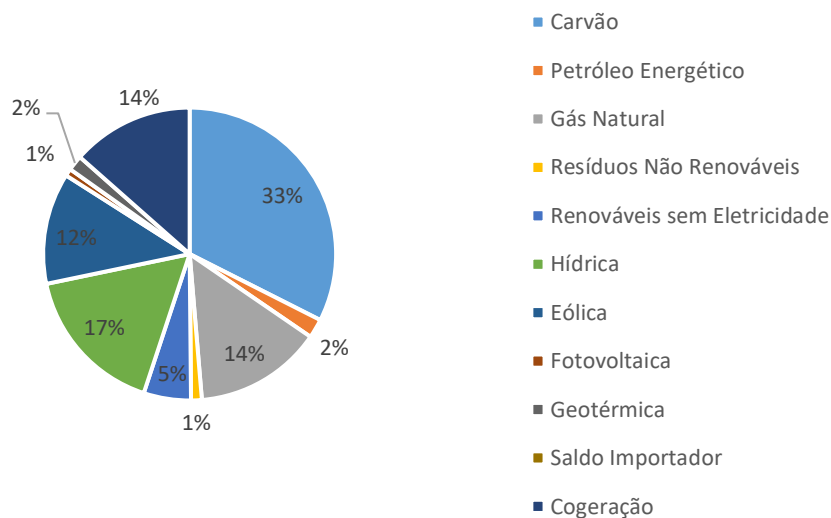


Figura 16 - Consumo de energia primária na produção de electricidade em 2016 (cálculos próprios), adaptado do Balanço Energético Nacional de 2016

3.1.4. Emissões de CO₂

No cálculo das emissões de CO₂ utilizaram-se os valores do consumo de energia primária de cada vector energético e os factores de emissão de CO₂ presentes na Tabela 7 retirados de (Lisboa E-Nova, 2016), excepto no caso da electricidade.

Tabela 7 - Factores de emissão de CO₂ (Lisboa E-Nova, 2014)

Vector Energético	Factor de Emissão de CO ₂ (kg/tep(ep))
G.P.L.	2642
Gasolina	2901
Gasóleo	3102
Petróleo	3069
Fuelóleo	3241
Gás Natural	2349
Gases	3069
Resíduos Industriais	5987
Carvão	3961
Renováveis e Importações	0

O factor de emissão de CO₂ da eletricidade foi calculado para cada ano do período entre 2011 e 2017 (Tabela 8), mais uma vez, com recurso aos dados de consumo de energia primária para a produção de eletricidade. Considera-se que somente o carvão, o petróleo energético, o gás natural e a cogeração⁷ têm relevância no que às emissões diz respeito.

Tabela 8 - Factores de emissão de CO₂ da electricidade (cálculos próprios)

Ano	Factor de Emissão de CO ₂ da Electricidade (kg/tep(ep))
2011	2540
2012	2523
2013	1776
2014	1772
2015	2057
2016	1961
2017	2255

⁷ No caso da cogeração existem emissões de CO₂ devido ao consumo de petróleo energético, gás natural, gases e outros derivados e resíduos industriais.

3.1.5. Consumo de Exergia Útil

As categorias de exergia útil consideradas foram: calor, trabalho mecânico, arrefecimento, iluminação, usos electrónicos e electrólise. As eficiências exergéticas (exergia final para exergia útil) do período 2011 a 2017 foram na sua grande maioria retiradas de (Serrenho et al., 2016), excepto no caso da electricidade, cujas eficiências exergéticas e fracções de categoria de exergia útil partiram dos resultados de (Felício et al., 2019)

A categoria calor devido à significativa influência da temperatura do reservatório quente (T_2) divide-se em três grupos: HTH (calor de alta temperatura) em que a temperatura do reservatório quente é superior a 500 °C, MTH (calor de média temperatura) para temperaturas do reservatório quente entre 120 °C e 500 °C e LTH (calor de baixa temperatura) para temperaturas do reservatório quente inferiores a 120 °C. Como as eficiências de segunda lei são mais sensíveis às baixas temperaturas do que às altas o grupo LTH subdivide-se ainda em quatro outros grupos: LTH1 para temperaturas entre 90 °C e 120 °C, LTH2 para temperaturas entre 50 °C e 90 °C, LTH3 para uma temperatura de 50 °C e LTH4 para uma temperatura de 20 °C. No caso da electricidade considerou-se ainda o calor obtido através de ar condicionado.

No arrefecimento o único vector energético que contribui para esta categoria de exergia útil é a electricidade, dividindo-se a categoria em dois grupos refrigeração e ar condicionado.

O trabalho mecânico divide-se em dois grupos estacionário e transportes.

No caso do calor, trabalho mecânico e arrefecimento foram utilizadas, no cálculo das eficiências exergéticas final-útil, diferentes definições de eficiências de segunda lei, presentes na Tabela 9, dependendo do vector energético e da categoria de exergia útil de uso.

Tabela 9 - Eficiências de 2ª Lei (ε) adaptado de (Serrenho et al., 2016). Nota: $T_1 > T_2 > T_0 > T_3$. Definições: W_{max} é o trabalho máximo que se poderia produzir da fonte de energia de entrada; W_{min} é o trabalho mínimo necessário para a conversão de energia; B representa a exergia; $|\Delta H|$ representa o poder calorífico; η e ε representam as eficiências de 1ª e 2ª Lei, respectivamente

Uso \ Fonte	Trabalho ($W_{entrada}$) $W_{max} = W_{entrada}$	Poder Calorífico do Combustível ($ \Delta H $) $W_{max} = B$	Exergia B Calor Q_1 do reservatório quente a T_1 $W_{max} = Q_1 \left(1 - \frac{T_0}{T_1}\right)$
Trabalho ($W_{saída}$)	$W_{min} = W_{saída}$ $\varepsilon = \eta = \frac{W_{saída}}{W_{entrada}}$	$\varepsilon = \frac{W_{saída}}{B} \approx \eta$	$\varepsilon = \frac{W_{saída}}{Q_1 \left(1 - \frac{T_0}{T_1}\right)} = \frac{\eta}{1 - \frac{T_0}{T_1}}$
Calor Q_2 adicionado para aquecer reservatório até T_2	$W_{min} = Q_2 \left(1 - \frac{T_0}{T_2}\right)$ $\varepsilon = \frac{Q_2}{W_{entrada}} \left(1 - \frac{T_0}{T_2}\right) = \eta \left(1 - \frac{T_0}{T_2}\right)$	$\varepsilon = \frac{Q_2}{B} \left(1 - \frac{T_0}{T_2}\right) \approx \eta \left(1 - \frac{T_0}{T_2}\right)$	$\varepsilon = \frac{Q_2 \left(1 - \frac{T_0}{T_2}\right)}{Q_1 \left(1 - \frac{T_0}{T_1}\right)} = \eta \frac{1 - \frac{T_0}{T_2}}{1 - \frac{T_0}{T_1}}$
Calor Q_3 extraído para arrefecer reservatório até T_3	$W_{min} = Q_3 \left(\frac{T_0}{T_3} - 1\right)$ $\varepsilon = \frac{Q_3}{W_{entrada}} \left(\frac{T_0}{T_3} - 1\right) = \eta \left(\frac{T_0}{T_3} - 1\right)$	$\varepsilon = \frac{Q_3}{B} \left(\frac{T_0}{T_3} - 1\right) \approx \eta \left(\frac{T_0}{T_3} - 1\right)$	$\varepsilon = \frac{Q_3 \left(\frac{T_0}{T_3} - 1\right)}{Q_1 \left(1 - \frac{T_0}{T_1}\right)} = \eta \frac{\frac{T_0}{T_3} - 1}{1 - \frac{T_0}{T_1}}$

No caso da iluminação e usos electrónicos a eficiência exergética final-útil não foi obtida através do trabalho útil, mas sim através da equação (4).

$$\varepsilon = \frac{\text{Eficácia real}}{\text{Eficácia ideal}} \quad (4)$$

No Anexo-Tabela 2 encontram-se as atribuições de cada categoria de exergia útil aos vectores energéticos, excepto no caso da electricidade, e às categorias dos sectores de actividade considerados pela DGEG. No Anexo-Tabela 3 podem ser consultadas as eficiências exergéticas final-útil utilizadas para o período compreendido entre 2011 e 2017 para todos os vectores energéticos, excluindo a electricidade.

No caso da electricidade aplicaram-se fracções de cada categoria de exergia útil aos sectores de actividade (Tabela 10) estando neste caso as fracções atribuídas a três grupos: agricultura e indústria, transportes, serviços e doméstico. Os valores das eficiências exergéticas final-útil de 2011 a 2017 para electricidade podem ser consultados no Anexo-Tabela 4.

Tabela 10 - Fracções de cada categoria de exergia útil da electricidade para cada sector de actividade (adaptado de Felício et al. (2019))

Sector de Actividade	Trabalho Mecânico	Arrefecimento ⁸	Iluminação	Calor ⁹	Equipamentos Electrónicos	Electrólise
Agricultura	75%	4,6%	10,7%	8,6%	-	1,1%
Indústria	75%	4,6%	10,7%	8,6%	-	1,1%
Serviços	8,5%	15,2%	14,2%	39,7%	22,4%	-
Doméstico	8,5%	15,2%	14,2%	39,7%	22,4%	-
Transportes	100%	-	-	-	-	-

No caso do subsector de actividade “Transportes terrestres e por oleodutos ou gasodutos”, onde toda a exergia útil se assume ser trabalho mecânico, foi considerado que para o período entre 2011 e 2017, a eletricidade serviu apenas para transportes ferroviários. Já para os restantes vectores energéticos deste subsector considerou-se que toda a energia corresponde a transportes rodoviários. As eficiências de segunda lei dos transportes rodoviários, para o caso da gasolina, gasóleo e G.P.L., foram alteradas por se considerar que os valores apresentados em (Serrenho et al., 2016) estão desatualizados. Assim utilizou-se a definição de eficiência efetiva, η_e , que corresponde apenas à transformação de energia química em energia mecânica nos motores de combustão interna (MCI), (5), onde PCI representa a potência calorífica inferior e C_e o consumo específico.

⁸ No sector doméstico e nos serviços o arrefecimento divide-se em 98,1% para refrigeração e 1,9% para AC.

⁹ No sector doméstico e nos serviços o calor divide-se em 75,8% para LTH2, 23,2% para LTH4 e 1% para AC.

$$\eta_e = \frac{3600}{C_e \times PCI} \quad (5)$$

Assim na Tabela 11 apresentam-se os valores de η_e para os três vectores energéticos.

Tabela 11 - Valores de PCI, C_e , η_e e ε para os diferentes vetores energéticos para o subsector dos transportes rodoviários

Vetor Energético	PCI (MJ/kg)	C_e (g/kwh)	η_e (%)	Referência
Gasolina	-	-	30,0	(Najafi et al., 2009) ¹⁰
Diesel	43,4	240	34,5	(Buyukkaya, 2010)
G.P.L.	45,5	300	26,4	(Gumus, 2011)

Para o cálculo da eficiência de segunda lei, (6), devem ser consideradas as perdas mecânicas que ocorrem devido às transmissões deste tipo de veículos, foi por isso considerada uma eficiência de transmissão de 95% (Gustafsson & Johansson, 2015).

$$\varepsilon = \eta_e \times \eta_{transmissão} \quad (6)$$

Os valores de eficiência de segunda lei podem finalmente ser calculados e os seus valores estão apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Eficiência de segunda Lei do subsector dos transportes rodoviários

Vetor Energético	ε (%)
Gasolina	28,5
Diesel	32,8
G.P.L.	25,1

3.2. Cenários de Transição Energética 2050: Consumo

Nesta secção são discutidos os cenários de transição energética para 2050 onde se incluem pressupostos relativamente a três aspetos: eletrificação dos sectores de atividade (transportes, doméstico e dos serviços), produção de energia elétrica e armazenamento de energia. Para que melhor se distingam as diferenças entre a zona mais urbana (município de Lisboa) e todos os outros 17 municípios que pertencem à AML, utiliza-se o nome, AML s/Lisboa, sempre que se pretende referir esta área.

¹⁰ Para o caso da gasolina o valor da eficiência efectiva foi directamente retirado de Najafi et al. (2009).

3.2.1. Consumo do sector dos transportes

No caso do sector dos transportes assumiu-se que em 2050 o parque automóvel será inteiramente composto por BEV (Battery Electric Vehicles), correspondendo assim ao caso mais extremo em termos de aumento de procura de eletricidade neste sector de atividade.

Utilizando como recurso os dados de vendas de produtos de petróleo para transportes terrestres da DGEG para a AML de 2011 a 2017 podemos observar (Figura 17) que para os períodos 2011-2012 e 2012-2013 as vendas de gasolina, gasóleo e G.P.L. desceram a uma taxa de 9,4% e 17,5%, respetivamente.

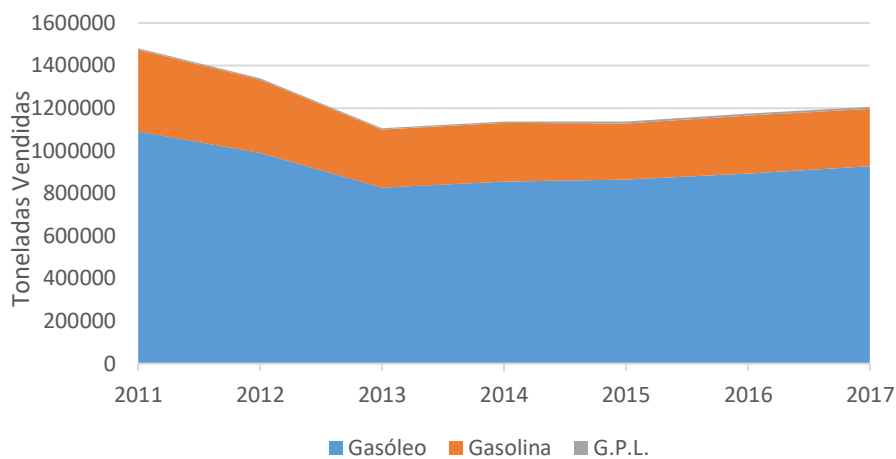


Figura 17 - Vendas de produtos do petróleo para transportes terrestres na AML (2011-2017) (Fonte: DGEG)

Para o município de Lisboa (Figura 18) a descida foi mais acentuada, a taxas de 17,6% e 52,4% para os mesmos períodos.

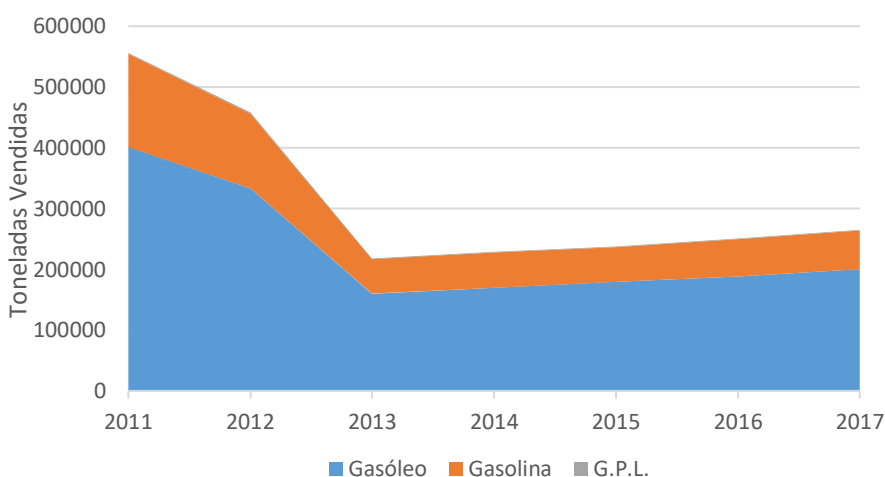


Figura 18 - Vendas de produtos do petróleo para transportes terrestres no município de Lisboa (2011-2017) (Fonte: DGEG)

Esta queda abrupta da quantidade de produtos de petróleo vendida foi justificada pela própria DGEG como consequência da crise que afectou o país. Em 2013, a quantidade vendida de gasóleo, gasolina e G.P.L. foi a mais baixa do período 2011 a 2017 tanto na AML como no município de Lisboa. No caso da AML este valor foi de 1,1 milhões de toneladas (cerca de 75% das vendas de 2011) existindo a partir de 2013 uma recuperação das vendas destes combustíveis chegando a 1,2 milhões de toneladas em 2017 (81% das vendas de 2011).

Através dos valores de massa específica dos três combustíveis referidos e dos consumos médios de veículos que os utilizam (Tabela 13) é possível o cálculo dos quilómetros anuais que as vendas dos mesmos representam presentes na Figura 19 e na Figura 20 para a AML e para o município de Lisboa, respectivamente.

Tabela 13 - Massa específica e consumo médio para Gasóleo, Gasolina e G.P.L.

Combustível	Massa Específica (kg/l)	Consumo Médio (l/km)
Gasóleo	0,853	0,08
Gasolina	0,755	0,09
G.P.L.	0,578	0,10

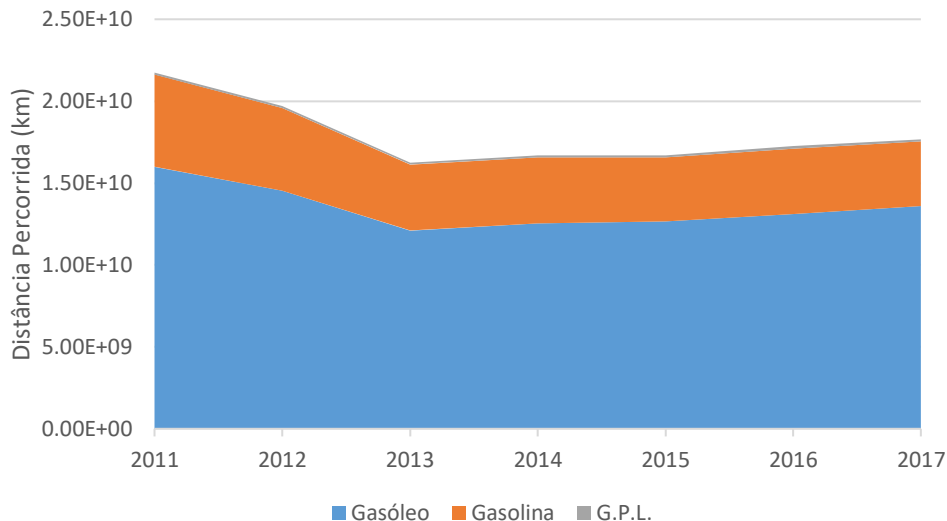


Figura 19 - Distância percorrida por transportes terrestres na AML (2011-2017)

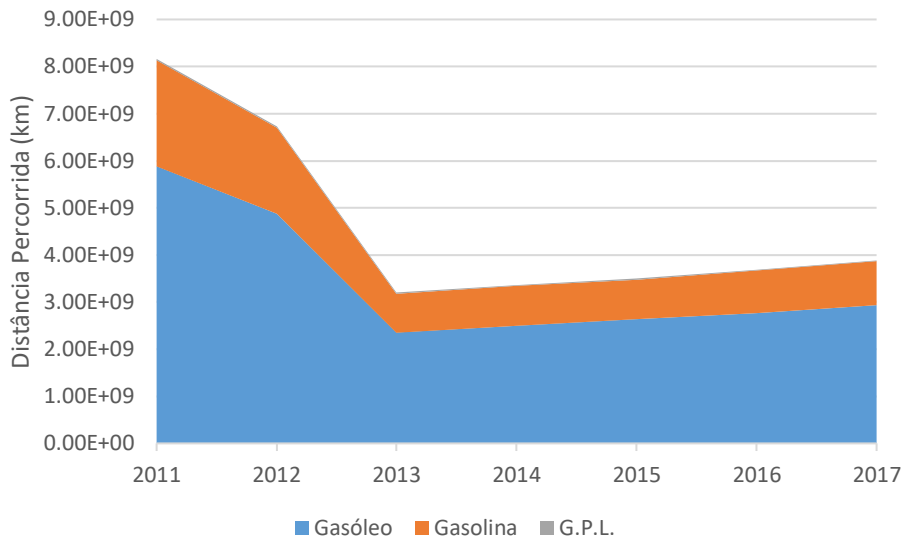


Figura 20 - Distância percorrida por transportes terrestres no município de Lisboa (2011-2017)

Verifica-se para a distância percorrida o mesmo comportamento observado para as vendas dos três combustíveis, sendo, mais uma vez, no ano de 2013 que se observam os menores valores na AML, $1,63 \times 10^{10}$ km e no município de Lisboa, $3,20 \times 10^9$ km.

Decidiu-se utilizar, como pressuposto, ambos os valores como máximos de distância percorrida tanto na AML como no município de Lisboa em 2050, por se considerar que estes representam limites razoáveis de qualidade do trânsito, isto é, de menores níveis de congestionamento. Ao contrário do RNC2050 utilizou-se a unidade de quilómetro e não de passageiro-quilómetro para definir a procura de transportes em 2050, por a primeira ser a que mais significado tem nas variáveis de estudo consideradas (ex: consumos energéticos) e ainda por nas cidades ser a que mais importância tem em termos de controlo de certos factores (ex: congestionamento). No entanto, em termos de passageiro-quilómetro poderá ser maior o valor de 2050 comparativamente a 2013 através do aumento das taxas de ocupação dos transportes terrestres que poderá ocorrer devido ao aumento da partilha e autonomia dos veículos ou aumento da procura de transportes públicos.

No caso dos BEV a passagem de exergia final para útil segue o esquema presente na Figura 21.

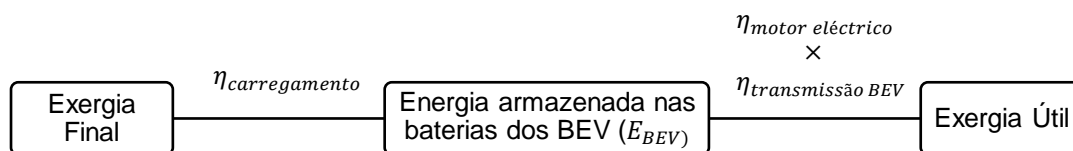


Figura 21 - Conversão de exergia final para exergia útil no caso dos BEV

Assim será utilizada a definição de Gustafsson et al. (2015) para a eficiência exergética final-útil nos BEV, presente na equação (7).

$$\varepsilon = \eta_{motor\ el\u00e9trico} \times \eta_{carregamento} \times \eta_{transmiss\u00e3o\ BEV} \quad (7)$$

Os valores para as efici\u00eancias podem ser encontrados na Tabela 14. As perdas de transmiss\u00e3o s\u00e3o inferiores nos BEV por estes s\u00f3 terem uma mudan\u00e7a.

Tabela 14 - Efici\u00eancias do motor el\u00e9trico, de carregamento e de transmiss\u00e3o de um BEV

	$\eta_{carregamento}$	$\eta_{motor\ el\u00e9trico}$	$\eta_{transmiss\u00e3o\ BEV}$ (%)	ε (%)
	90,0	87,7	98,0	77,4
Refer\u00eancia	(Gustafsson et al., 2015)	(Serrenho et al., 2016)	(Gustafsson et al., 2015)	

Assumindo um valor m\u00e9dio de consumo 0,15 kWh/km para os BEVs e utilizando os valores de dist\u00e2ncia percorrida para 2050 o aumento de consumo de electricidade devido \u00e0 passagem dos ve\u00edculos que utilizam gasolina, gas\u00f3leo e G.P.L. para ve\u00edculos el\u00e9tricos (E_{BEV}) pode ser calculado, bem como os aumentos em termos de exergia final e \u00fasil. Assim, a partir dos valores de exergia final \u00e9 poss\u00edvel o c\u00e1lculo da pot\u00eancia de consumo m\u00e9dia dos BEVs em 2050, $\bar{P}_{BEV2050}$, atrav\u00e9s de (8).

$$\bar{P}_{BEV2050} = \frac{Exergia\ Final_{BEV2050}}{365 \cdot 24} \quad (8)$$

3.2.2. Consumo dos sectores Dom\u00e9stico e dos Servi\u00e7os

As projec\u00e7\u00f5es de electrifica\u00e7\u00e3o dos sectores Dom\u00e9stico e dos Servi\u00e7os at\u00e9 2050, assentam em duas fases: a primeira tem que ver com as projec\u00e7\u00f5es de consumo/procura de exergia \u00fasil, que partem de projec\u00e7\u00f5es socioecon\u00f3micas, isto \u00e9, macroecon\u00f3micas e demogr\u00e1ficas e a segunda prende-se com o c\u00e1lculo de consumo de exergia final, que partindo das projec\u00e7\u00f5es de consumo de exergia \u00fasil, as conjuga com pressupostos de melhoria tecnol\u00f3gica, ou seja, maiores efici\u00eancias exerg\u00e9ticas final-\u00fasil.

3.2.2.1. Projec\u00e7\u00f5es de Consumo de Exergia \u00fasil

Em primeiro lugar, a partir dos dados de consumo de exergia \u00fasil desagregados para os sectores Dom\u00e9stico e dos Servi\u00e7os e do PIB da AML a pre\u00e7os correntes (INE, 2019a) (convertidos utilizando o deflator do PIB para PIB a pre\u00e7os constantes, sendo a base o ano 2011) e do VAB do sector terci\u00e1rio da AML a pre\u00e7os correntes (INE, 2019b) (utilizou-se o mesmo m\u00e9todo para convers\u00e3o para pre\u00e7os constantes) foi poss\u00edvel o c\u00e1lculo da intensidade exerg\u00e9tica, equa\u00e7\u00e3o (9) para o sector dom\u00e9stico e (10) para o sector dos servi\u00e7os, para o per\u00edodo de 2011 a 2016 para os dois sectores de actividade na AML (Figura 22).

$$IESD_t = \frac{Exergia \acute{U}til_{Sector \ Dom\acute{e}stico_t}}{PIB_{AML \ real_t}} \quad (9)$$

$$IESS_t = \frac{Exergia \acute{U}til_{Sector \ Servi\c{c}os_t}}{VAB_{AML \ real_t}} \quad (10)$$

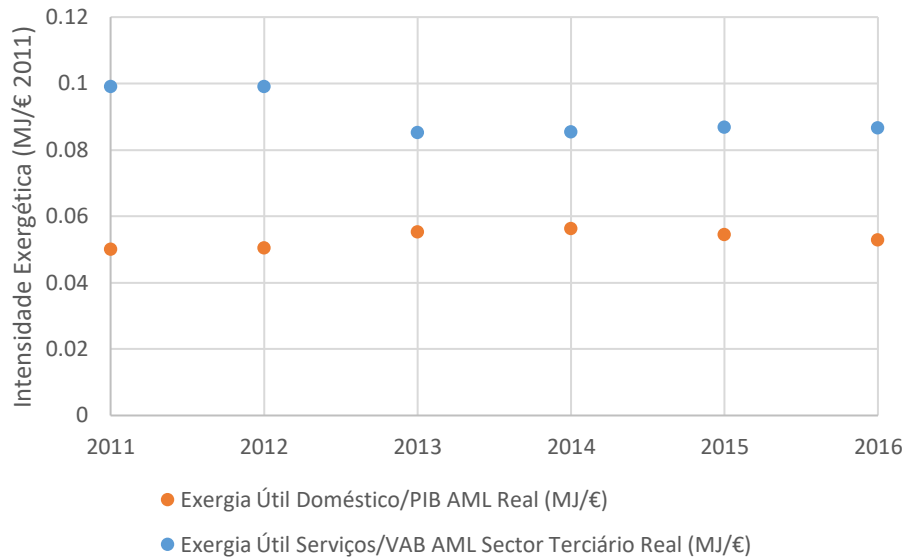


Figura 22 - Intensidade energética 2011 a 2016 (MJ/€ 2011)

Verificando-se uma constância dos valores de intensidade exergética útil tanto para o sector Doméstico ($\sigma=2,56 \cdot 10^{-3}$) como para o dos Serviços ($\sigma=6,71 \cdot 10^{-3}$) para o período referido decidiu-se assumir a média destas intensidades exergéticas, para o período 2011 a 2016 para os dois sectores de actividade, como constante até 2050. Esta hipótese é, igualmente, suportada pelos resultados de (Serrenho et al., 2016), onde se observou que a intensidade exergética útil se manteve aproximadamente constante ao longo de mais de 150 anos para Portugal. Na tabela abaixo podem ser observados os valores médios calculados (Tabela 15).

Tabela 15 - Valores médios de intensidade exergética (2011-2016) na AML

Média de Intensidade Exergética	(MJ/€2011)
Sector Doméstico	0,0534
Sector dos Serviços	0,0905

Para as projecções da taxa de crescimento do PIB per capita (ambos a preços constantes) foram utilizados como base as taxas de crescimento de PIB per capita apresentadas no RNC2050 para Portugal (Tabela 16), existindo três cenários, o fora de pista (FP), o pelotão e o camisola amarela (CA).

Tabela 16 - Taxas de crescimento do PIB per capita para Portugal (adaptado do RNC2050; 2016-2050)

Portugal - Taxa de Crescimento anual do PIB per capita	2016-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
FP	2,20%	1,60%	1,30%	1,60%
Pelotão	2,20%	1,80%	1,50%	1,80%
CA	2,20%	1,60%	1,60%	1,80%

Uma vez que estes valores representam projecções para Portugal, existiu a necessidade de compreender de que forma é que, historicamente, tem evoluído o PIB per Capita da AML comparativamente com o português (Figura 23). Podemos verificar que este rácio tem vindo a diminuir desde aproximadamente o início do período da crise (2010) até 2016, ano em que se atinge o valor mais baixo 132%.

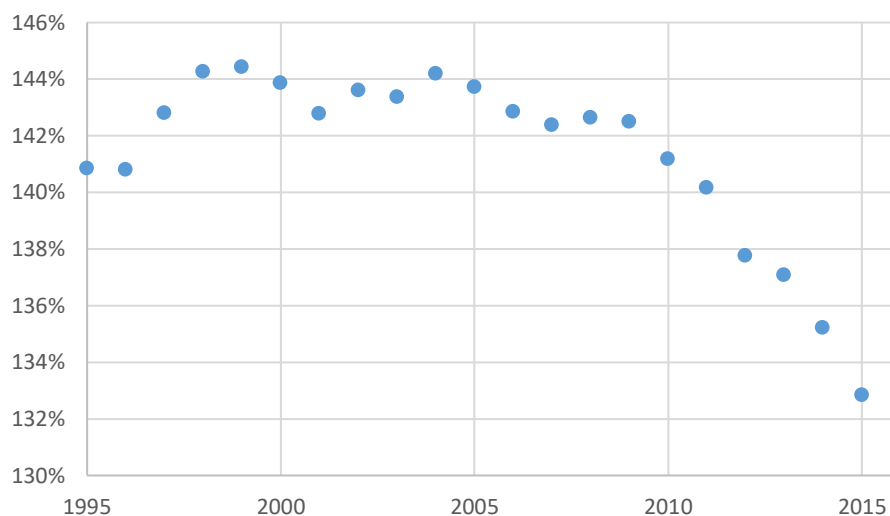


Figura 23 - Rácio PIB per capita AML/PIB per capita Portugal 1995 a 2016 (Preços Constantes, 2011)

Através da Figura 24 é possível perceber que existem duas razões para o rácio para o período entre 2010 e 2016 diminuir. Em primeiro lugar entre 2010 e 2012 o PIB per Capita da AML diminuiu 7,6% e o de Portugal 5,3% e depois no período em que ambos recuperaram o PIB per Capita da AML fá-lo de forma mais lenta aumentando 1,8%, entre 2013 e 2016 enquanto que o de Portugal aumenta 6% no mesmo período.

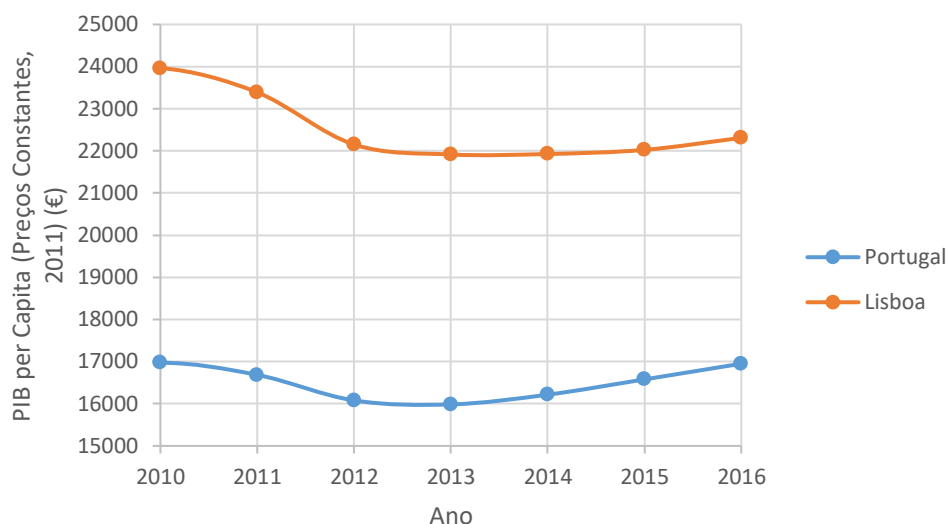


Figura 24 - PIB per Capita AML e PIB per Capita Portugal de 2010 a 2016 (Preços Constantes, 2011)

Assumiu-se finalmente que o valor do rácio do PIB per capita da AML e de Portugal seria constante até 2050 e igual ao último valor disponível, 132%, que corresponde ao ano de 2016, assumindo-se assim as mesmas taxas de crescimento do PIB per capita de Portugal para a AML. Utilizando as projecções de população da AML do cenário central do INE, (2019c), Figura 25, é possível o cálculo das projecções de PIB a preços constantes para AML. Analisando o histórico do rácio VAB sector terciário/PIB para AML entre 2010 e 2016 (Tabela 17) verifica-se que a média é de 75% e o desvio padrão é $\sigma=4,66 \cdot 10^{-3}$, assumiu-se, portanto, que no período 2016 a 2050 este valor se manteria contante e igual a 75%. No Anexo-Tabela 5 podem ser consultados os valores de todas as projecções consideradas.

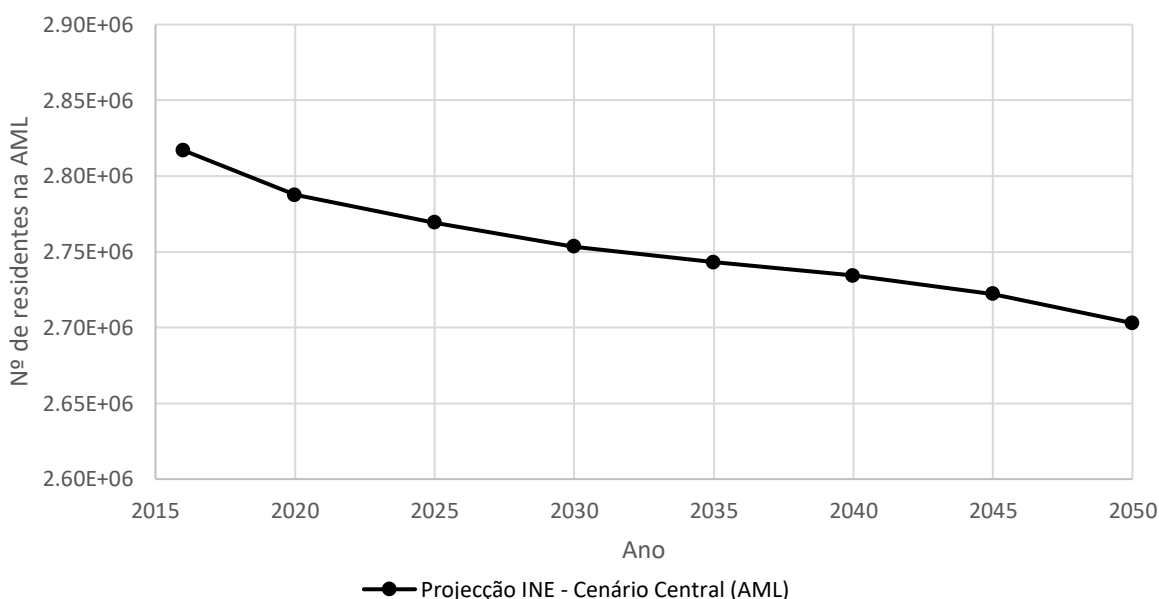


Figura 25 - Projecção de população residente na AML de 2016 a 2050 (Fonte: (INE, 2019c))

Tabela 17 - VAB sector terciário/PIB AML de 2010 a 2016 (Preços Constantes, 2011)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
VAB sector terciário/PIB AML (a preços de 2011)	74,83%	75,10%	75,84%	75,40%	74,78%	74,73%

A partir dos valores destas projecções e utilizando os valores médios de intensidade energética (IESD=0,0534 MJ/€2011 no caso do sector doméstico e IESS=0,0905 MJ/€2011 no caso do sector dos serviços) é possível o cálculo de projecções de consumo de exergia útil até 2050 (11) e (12).

$$Exergia \text{ Útil (Sector Doméstico)}_t = IESD \times PIB_{real \ AML_t} \quad (11)$$

$$Exergia \text{ Útil (Sector Serviços)}_t = IESS \times VAB_{real \ AML_t} \quad (12)$$

As projecções de exergia útil relativas ao município de Lisboa foram feitas utilizando as mesmas taxas de crescimento consideradas para a AML, alterando-se apenas o valor inicial de 2016.

3.2.2.2. Projecções de Consumo de Exergia Final

Partindo das projecções de exergia útil para 2050, o cálculo de projecções de exergia final para 2050 seguiu o esquema da Figura 26.

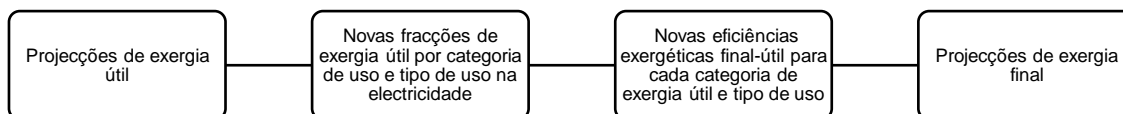


Figura 26 - Esquema de cálculo de projecções de exergia final

Relativamente às fracções de exergia útil por categoria de uso assumiu-se que estas não se alterarão até 2050. Nas fracções de exergia útil por tipo de uso o mesmo pressuposto é assumido, excepto para o caso dos usos referentes ao aquecimento ambiente. No entanto, devido à alteração dos vectores energéticos, isto é, à electrificação das categorias e tipos de uso, no caso da electricidade, as fracções de exergia útil por categoria e tipo de uso alterar-se-ão.

Entre 2011 e 2017, no sector doméstico e dos serviços, os únicos tipos de uso que utilizavam outros vectores energéticos para além da electricidade eram a água quente sanitária (AQS), cozinhar e aquecimento do ambiente (LTH4), que tinham como restantes vectores energéticos o gás natural, o G.P.L. e o gasóleo. Assim, em 2050, todos estes tipos de uso passam a ser garantidos apenas pela electricidade. As fracções de exergia útil para o período de 2011 a 2017 de ambos os sectores podem ser consultadas no Anexo-Tabela 6.

No que diz respeito aos vectores energéticos fuel e biodiesel não se assume a mesma passagem para electricidade por não existirem valores de desagregação por tipo de uso e pelo facto dos valores destes vectores energéticos terem uma representação desprezável.

No caso do aquecimento do ambiente, que entre 2011 e 2017 se subdividia nas seguintes fracções de tipo de uso na electricidade: 96% de LTH4 (tipicamente aquecedores eléctricos) e 4% de ar condicionado, assumiu-se que estas fracções se invertem, em 2050, isto é, passará a ser 4% de LTH4 e 96% de ar condicionado. Alteração justificada pelo facto de o AC ter eficiências de 2ª Lei superiores ao LTH4.

As fracções de exergia útil de electricidade por categoria de uso (calor, arrefecimento, iluminação, trabalho mecânico e electrónicos) e tipo de uso para os dois sectores de actividade em 2050 podem ser consultadas na Tabela 18.

Tabela 18 - Fracções de exergia útil de electricidade em 2050 do sector doméstico e dos serviços na AML

Categoria de Uso	Tipo de Uso	Sector Doméstico	Sector dos Serviços
Calor	AQS (LTH2)	35,54%	28,49%
	Cozinhar (LTH2)	27,36%	23,26%
	Aquecimento Ambiente (LTH4)	0,09%	0,11%
	Aquecimento Ambiente (AC)	2,07%	2,72%
Arrefecimento	Refrigeração	8,05%	10,46%
	Arrefecimento AC	0,02%	0,03%
Equipamentos Electrónicos		1,48%	1,93%
Iluminação		1,88%	2,44%
Trabalho Mecânico		23,51%	30,55%

No caso dos tipos de uso AQS, cozinhar e aquecimento do ambiente (LTH4), as eficiências de 2ª Lei não sofrem alterações face aos valores de 2011-2017, considera-se adequada esta hipótese uma vez que estes tipos de uso estão alocados ao calor, cuja eficiência de 2ª Lei se pode calcular através de $\varepsilon = \eta \times (1 - \frac{T_0}{T_2})$, estando, assim, limitada por três factores: a eficiência de 1ª Lei, η , que em 2011-2017 já

era em todos eles, aproximadamente, 100%; a temperatura do reservatório quente T_2 que também não se altera e a temperatura ambiente T_0 que se considera constante.

No que diz respeito ao aquecimento do ambiente AC, arrefecimento AC e refrigeração utilizou-se a equação (13) para o cálculo da eficiência exergetica final-útil.

$$\varepsilon = \frac{COP_{Real}}{COP_{ideal}} \quad (13)$$

Para o COP_{Ideal} foram utilizadas as equações (14) e (15), em que T_H representa a temperatura do reservatório quente e T_C a temperatura do reservatório frio. Para o arrefecimento do ambiente AC, considerou-se $T_H = 28,5^\circ C$, média mensal da temperatura máxima do mês mais quente do ano (PORDATA, 2019c), e $T_C = 25^\circ C$. No caso da refrigeração considerou-se $T_H = 17,9^\circ C$, média anual temperatura do ar (PORDATA, 2019d), e, ainda, que dois terços da carga correspondem ao frigorífico, com $T_C = 5^\circ C$ e um terço corresponde ao congelador, com $T_C = -18^\circ C$ (Felício et al., 2019). No caso do aquecimento do ambiente AC, considerou-se $T_H = 20^\circ C$ e $T_C = 12,1^\circ C$, média anual da temperatura mínima do ar (PORDATA, 2019e).

$$COP_{IdealArrefecimento} = \frac{T_C}{T_H - T_C} \quad (14)$$

$$COP_{IdealAquecimento} = \frac{T_H}{T_H - T_C} \quad (15)$$

Em relação do ar condicionado, em termos de valores reais do COP, a melhor tecnologia atinge actualmente 4,8 COP no caso do aquecimento (Goetzler et al., 2016). No caso do arrefecimento AC os valores de eficiência são, por vezes, apresentados em EER (Energy Efficiency Ratio) que é o rácio entre a potência de arrefecimento de saída, em Btu/h, e a de entrada, em W, ou em SEER (Seasonal Energy Efficiency Ratio), cujas unidades são as mesmas do EER mas tem em conta a época do ano em que o ar condicionado é utilizado. Segundo a melhor tecnologia disponível, actualmente, atinge os 26 SEER (Goetzler et al., 2016). Em Hendron et al., (2010) é apresentada a equação (16) para conversão de SEER para EER em condições de referência.

$$EER = -0,02 \times SEER^2 + 1,12 \times SEER \quad (16)$$

Utilizando o factor de conversão, 1 BTU/h=0,293W, calculou-se, através da equação (17), o valor de 4,6 COP para o arrefecimento equivalente ao valor referido de 26 SEER.

$$COP_{Real} = 0,293 \times EER \quad (17)$$

Em Diczfalusy et al. (2011) são referidos objectivos de desempenho para 2050 relativos às tecnologias de aquecimento e arrefecimento que correspondem a aumentos do COP de 40% a 60% para o aquecimento e de 30% a 50% para o arrefecimento. Foram considerados os valores máximos de ambos os intervalos o que corresponde a valores de COP em 2050 de 7,7 e 6,9 para o calor AC e arrefecimento AC, respectivamente.

Na refrigeração actualmente a maior parte dos sistemas utilizam o ciclo de compressão a vapor, existindo já protótipos que atingem COP's de 4,5 (Alzoubi et al., 2015). Existem alternativas a esta tecnologia utilizando matérias com efeitos magnetocalóricos, electrocalóricos, elastocalóricos e barocalóricos, apesar de ainda se encontrarem numa fase embrionária demonstram a possibilidade da eliminação dos hidrofluorcarbonetos e melhorias de eficiência exergética (Kitanovski et al., 2015). No caso da refrigeração magnética era apontado o ano de 2025 como limite de começo da comercialização desta tecnologia, cujas primeiras implementações deverão ser em frigoríficos de pequenas dimensões (mini bares) (Kitanovski et al., 2015). Em Wu et al., (2018) um sistema que utiliza esta tecnologia apresenta um COP de 4,2. Decidiu-se assumir para efeitos desta tese que em 2050 o COP relativo à refrigeração seria de 5, valor próximo dos máximos actuais, o que se justifica devido ao elevado tempo de vida e custo deste tipo de equipamentos que dificultam a sua substituição.

Os valores COP_{Real} , COP_{Ideal} e ε para o calor AC, arrefecimento AC e refrigeração podem ser consultados na Tabela 19.

Tabela 19 - Eficiências de 2ª Lei de do calor AC, arrefecimento AC e refrigeração

Categoria de Uso	Tipo de Uso	COP_{Real}	COP_{Ideal}	Eficiência exergética final-útil
				$\varepsilon = \frac{COP_{Real}}{COP_{ideal}}$
Calor	AC	7,7	37,1	19,4%
Arrefecimento	Refrigeração	5	16,7	35,8%
	AC	6,9	85,2	11,7%

Em relação à iluminação e aos equipamentos electrónicos, a eficiência exergética final-útil foi calculada como o rácio entre eficácia real e eficácia ideal. Este método foi utilizado em Felício et al., (2019) e Serrenho et al., (2016). No caso da iluminação, o valor da eficiência é determinado através do rácio dos lumens por Watt (lm/W) de uma determinada tecnologia (eficácia real) e um valor máximo de lm/W (eficácia ideal) que se poderia obter através de uma fonte ideal de luz. Existem diferenças na literatura relativamente ao valor de referência máximo em lm/W, sendo utilizados, geralmente, dois valores: 400 lm/W (Insead, 2016) e 683 lm/W (Serrenho et al., 2016). Optou-se pelo último, 683 lm/W, por neste

caso se ter em conta o comprimento de onda mais sensível ao olho humano (555 nm). Quanto ao valor da eficácia real utilizou-se 255 lm/W que, segundo Morgan et al., (2018), é apontado como potencial máximo da tecnologia LED a curto prazo.

Relativamente ao trabalho mecânico, foi tida em consideração a evolução de 1980 a 2014 da eficiência exergética final-útil, apresentada em Serrenho et al., (2016) presente na Figura 27. Verifica-se que historicamente o crescimento tem sido aproximadamente linear, foi determinada a equação de regressão linear correspondente a este período, a partir da qual se extrapolou o valor da eficiência para 2050, $\epsilon=85,84\%$.

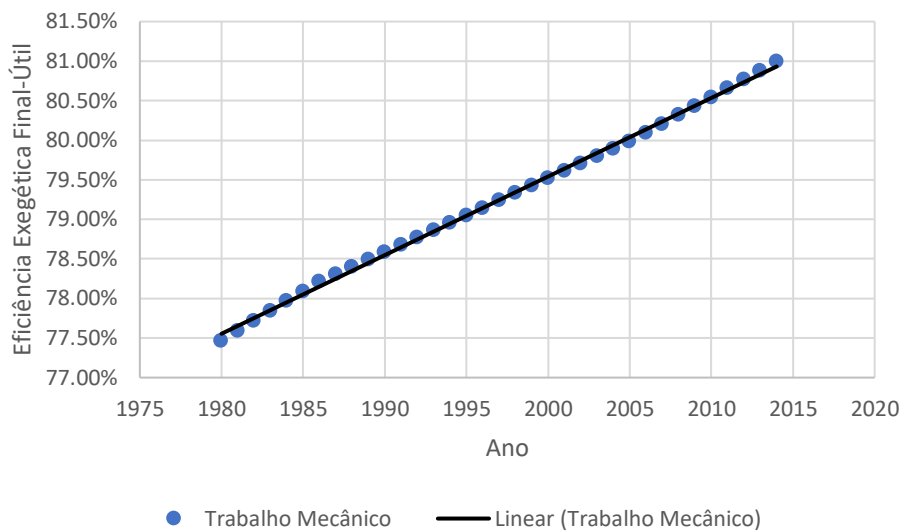


Figura 27 - Evolução da eficiência exergética final-útil do trabalho mecânico (1980-2014), adaptado de Serrenho et al., (2016)

Utilizando os valores das projecções de exergia final dos sectores doméstico e dos serviços em 2050 é possível através de (18) e (19) calcular os valores de potência média dos dois sectores ($\bar{P}_{Doméstico_{2050}}$ e $\bar{P}_{Serviços_{2050}}$).

$$\bar{P}_{Doméstico_{2050}} = \frac{Exergia\ Final_{Doméstico_{2050}}}{365 \cdot 24} \quad (18)$$

$$\bar{P}_{Serviços_{2050}} = \frac{Exergia\ Final_{Serviços_{2050}}}{365 \cdot 24} \quad (19)$$

3.2.3. Perfis de Potência de Consumo

A partir da projecção de consumo de electricidade para 2050, anteriormente referidas, utilizaram-se perfis de consumo semanais de electricidade para os três sectores de actividade considerados. No caso dos sectores doméstico e dos serviços decidiu-se, com o objectivo de simular a semana do ano em que os consumos são mais elevados, utilizar os perfis de potência da última semana do mês de Janeiro. No caso do sector dos transportes, utilizam-se perfis diários de carregamento dos BEV que se assumem iguais para todos os dias da semana.

3.2.3.1. Perfis de Potência de Consumo do Sector dos Transportes

Quanto ao carregamento dos BEV para 2050 foram assumidos três cenários de perfis diários.

O Cenário 1 foi retirado de Faria et al. (2019), onde o carregamento podia ser feito de dia ou de noite para qualquer dia da semana em que o mínimo tempo de paragem era de duas horas. Na Figura 28 apresenta-se o perfil de fracção potência diária do Cenário 1.

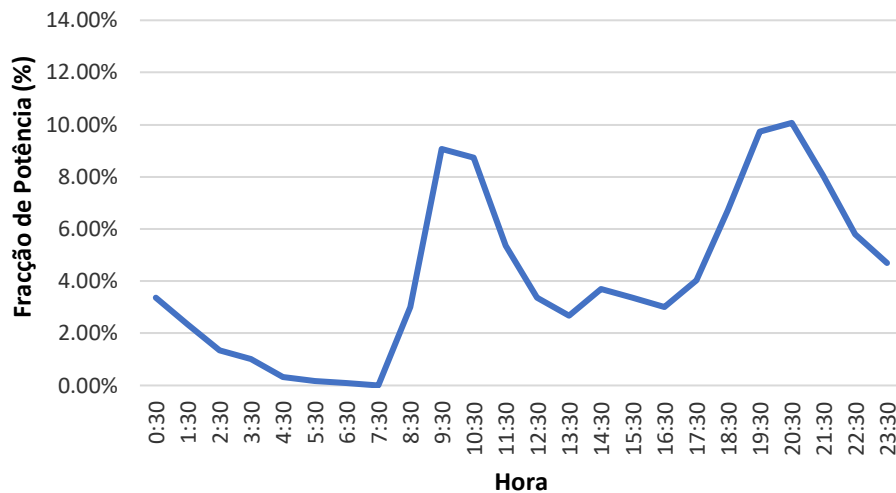


Figura 28 - Cenário 1 de carregamento de BEVs (adaptado de Faria et al. (2019))

No Cenário 2 o carregamento apenas ocorre entre as 9h30 e as 16h30, sendo a potência de consumo contante ao longo desse tempo. Na Figura 29 apresenta-se o perfil de fracção de potência diária do Cenário 2. Este cenário foi criado com objectivo de se calcular a redução da capacidade de baterias necessária que existirá se os carregamentos coincidirem com as horas de sol.

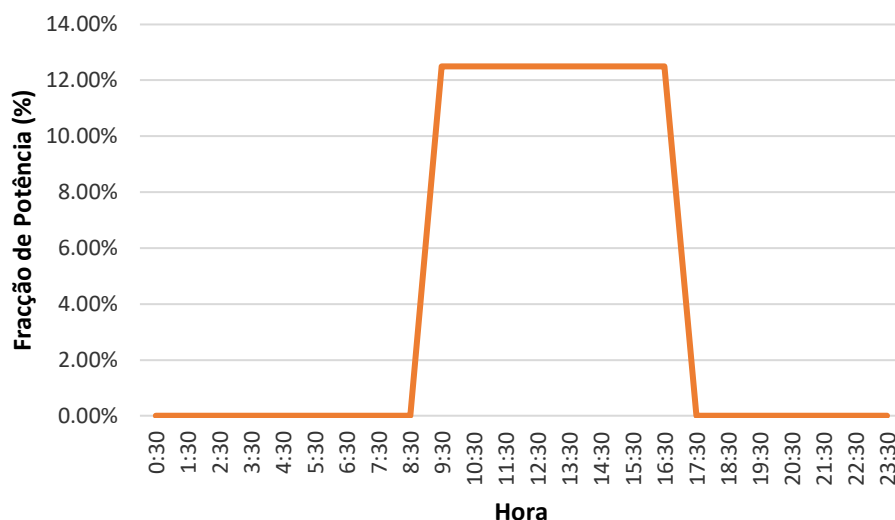


Figura 29 - Cenário 2 de carregamento de BEVs

No Cenário 3 o carregamento ocorre das 0h30 às 8h30 e das 17h30 às 23h30 (Figura 30) e, tal como no Cenário 2, a potência de consumo é constante durante esse período. Ao coincidir com a altura do dia em que a radiação solar é reduzida ou inexistente este cenário simula o caso em que a quantidade de baterias será maior.

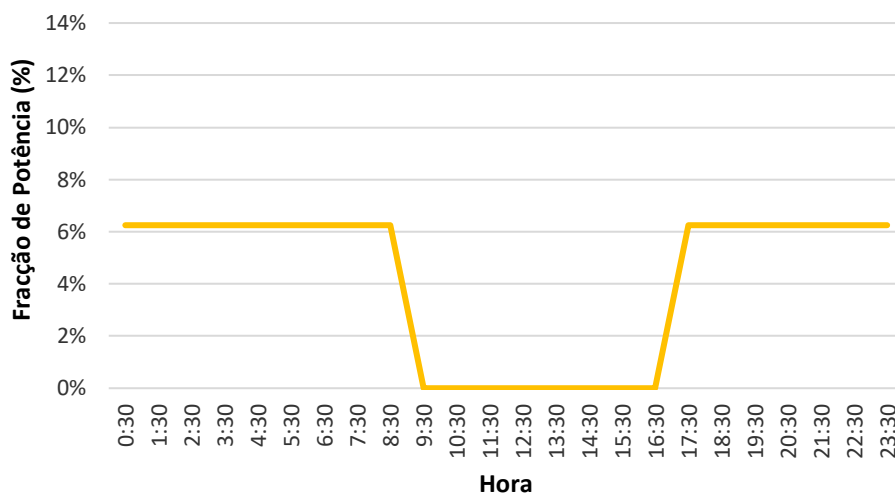


Figura 30 - Cenário 3 de carregamento de BEVs

3.2.3.2. Perfis de Potência de Consumo dos Sectores Doméstico e dos Serviços

Os perfis de consumo dos sectores doméstico e dos serviços foram calculados a partir dos “Perfis de consumo, de produção fotovoltaica e de autoconsumo” disponibilizados pela ERSE (2019). Estes perfis são aplicados a instalações de baixa tensão normal (BTN), com a opção tarifária simples, sendo distinguidos por classes consoante a potência contratada e a energia consumida anualmente. Esta classificação é feita da seguinte forma (ERSE, 2018):

- a classe BTN B aplica-se a consumidores com potência contratada inferior a 13,8 KVA e uma energia consumida anualmente superior a 7140 kWh;
- a classe BTN C aplica-se a consumidores com potência contratada inferior a 13,8 KVA e uma energia consumida anualmente igual ou inferior a 7140 kWh.

Na Figura 31 apresentam-se os perfis de consumo normalizados, BTN B e BTN C, de 28 de Janeiro de 2019 (Segunda-Feira) a 4 de Fevereiro de 2019 (Domingo), semana do ano em que os consumos são maiores.

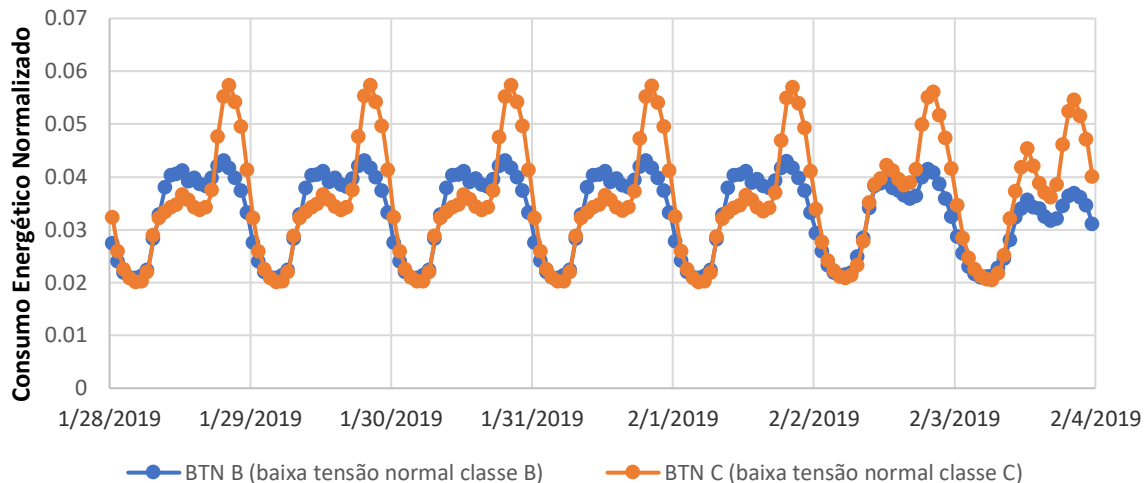


Figura 31 - Perfis de consumo BTN B e BTN C (adaptado dos “Perfis de consumo, de produção fotovoltaica e de autoconsumo” disponibilizados pela ERSE (ERSE, 2019))¹¹

A cada uma das classes foi posteriormente atribuído o respectivo sector de actividade. Assumiu-se que a classe BTN B representaria o sector dos serviços, por ser a classe à qual correspondem maiores valores de consumo energético anual e por se verificar que os consumos máximos deste perfil ocorrem entre as 13h e as 20h. À classe BTN C corresponde o sector doméstico, uma vez que os seus consumos energéticos anuais são inferiores aos da classe BTN B e, ainda, porque o perfil BTN C exhibe um aspecto típico de um consumo residencial com um pico de consumo às 21h e consumos máximos entre as 20h e as 22h (hora de jantar).

Para o cálculo dos perfis de potência de consumo a cada hora i do sector doméstico ($P_{Doméstico_{2050_i}}$) e do sector dos serviços ($P_{Serviços_{2050_i}}$), utilizaram-se, respectivamente, as equações (20) e (21), onde c_{BTNC_i} e c_{BTNB_i} representam os consumos normalizados na hora i , de BTN C e BTN B, respectivamente; \bar{c}_{BTNC} e \bar{c}_{BTNB} são as médias anuais dos consumos normalizados; $\bar{P}_{Doméstico_{2050}}$ [GW] e $\bar{P}_{Serviços_{2050}}$ [GW] representam as potências médias anuais em 2050 dos sectores doméstico e dos serviços, respectivamente.

¹¹ Estes diagramas são originalmente obtidos a partir da média de consumos anual a cada 15 minutos, para cada classe e são depois normalizados por forma a que a soma anual dos consumo fosse igual a 1000 (EDP Distribuição, 2018). No caso destes gráficos os resultados são apresentados em base horária e não de 15 minutos.

$$P_{Doméstico2050_i} = \frac{C_{BTNC_i}}{\bar{C}_{BTNC}} \bar{P}_{Doméstico2050} \quad (20)$$

$$P_{Serviços2050_i} = \frac{C_{BTNB_i}}{\bar{C}_{BTNB}} \bar{P}_{Serviços2050} \quad (21)$$

3.3. Cenários de Transição Energética 2050: Produção

3.3.1. Perfis de Potência de Produção dos Painéis Fotovoltaicos

Os perfis de produção dos painéis fotovoltaicos foram calculados, mais uma vez, recorrendo aos “Perfis de consumo, de produção fotovoltaica e de autoconsumo” disponibilizados pela ERSE (ERSE, 2019). Utilizou-se o perfil de produção de uma UPAC que se encontra na Figura 32.

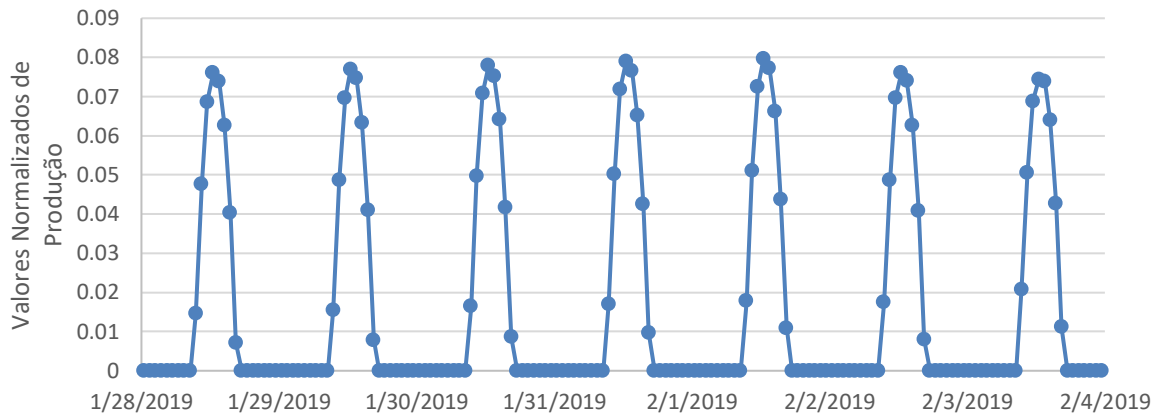


Figura 32 - Perfis de produção normalizados (adaptado dos “Perfis de consumo, de produção fotovoltaica e de autoconsumo” disponibilizados pela ERSE (ERSE, 2019))

A potência nominal dos painéis fotovoltaicos a cada hora i , P_{PV_i} [GW] foi calculada a partir da definição de Huld (2011), equação (22), onde G_i [W/m^2] representa a irradiância global na hora i , $P_{PV_{pico}}$ [GW] representa a potência pico e PR o rácio de desempenho que se assumiu sempre igual a 0,75.

$$P_{PV_i} = \frac{G_i}{1000} P_{PV_{pico}} PR \quad (22)$$

O valor 1000 que aparece no denominador é consequência da definição de $P_{PV_{pico}}$ que representa a potência máxima em condições de teste (STC, do inglês *Standart Test Conditions*) estipuladas pela norma internacional IEC-60904-1: irradiância de 1000 W/m^2 em toda a superfície do módulo e temperatura do módulo igual a 25°C.

A irradiância global na hora i , G_i [W/m^2], é calculada através de (23), onde p_i representa a produção normalizada na hora i , \bar{p}_k representa a produção média mensal normalizada no mês k e \bar{G}_k [W/m^2] é a irradiância global média no mês k .

$$G_i = \frac{p_i}{\bar{p}_k} \bar{G}_k \quad (23)$$

A irradiância global média mensal, \bar{G}_k , foi obtida através de (Comissão Europeia, 2019b), para as coordenadas 38°42'28,8"N 9°08'13,2"W (município de Lisboa), onde definiu uma inclinação de 0° e um ângulo de azimute de 0° (painéis orientados a sul). Os valores de irradiância média mensal, \bar{G}_k , podem ser consultados na Tabela 20.

Tabela 20 - Irradiâncias Médias Mensais, \bar{G}_k , para as coordenadas 38°42'28,8"N 9°08'13,2"W, inclinação de 0° e orientado a um ângulo de azimute de 0° (adaptado de (Comissão Europeia, 2019b))

Mês, k	Jan	Fev	Mar	Abr	Maio	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
\bar{G}_k [W/m ²]	79,9	119,1	166,3	210,5	261,2	284,7	297,8	262,3	195,4	129,2	88,3	72,1

3.3.2. Capacidade Fotovoltaica e de Baterias

Na Figura 33, retirada de Luthander et al. (2015), identificam-se três áreas que surgem dos perfis de potência de consumo e de produção fotovoltaica. A área A representa a energia total diária necessária para consumo, E_C , a área B corresponde à energia fotovoltaica produzida diariamente, E_{PV} , e a área C (sobreposição de A e B) que representa o autoconsumo absoluto, $E_{AC_{absoluto}}$.

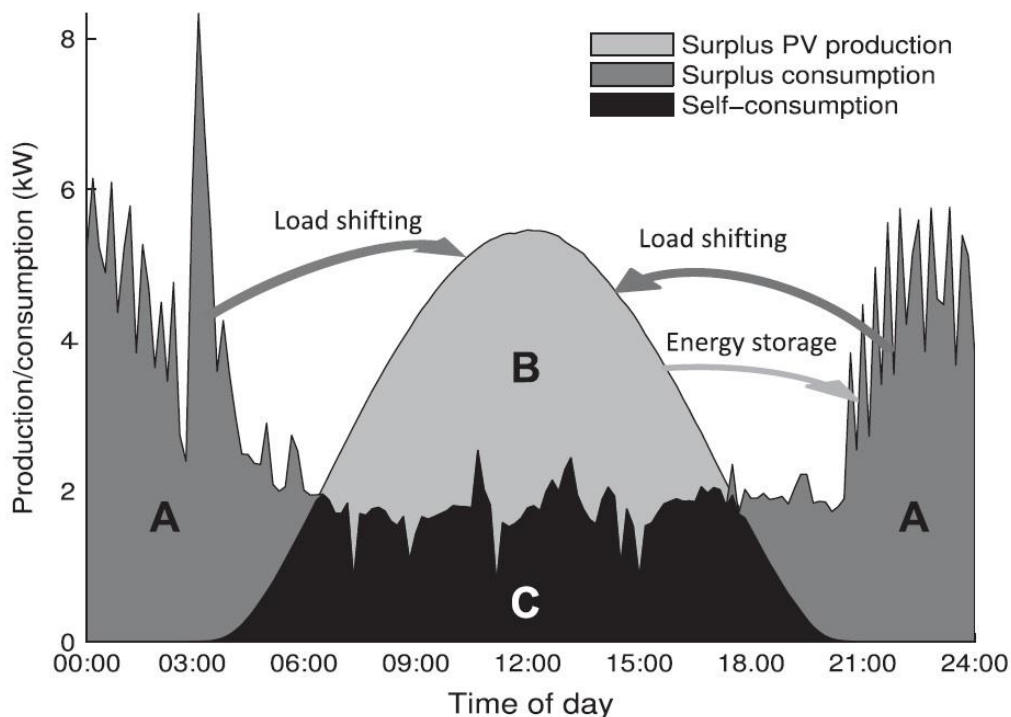


Figura 33 - Exemplo de perfis de potência diários de consumo e produção fotovoltaica de um edifício (Luthander et al., 2015)

A partir destas três áreas é possível o cálculo do excedente de produção, E_{EPV} , e do autoconsumo relativo, $E_{AC_{relativo}}$, através de (24) e (25), respectivamente.

$$E_{EPV} = E_{PV} - E_{AC_{absoluto}} \quad (24)$$

$$E_{AC_{relativo}} = E_C - E_{AC_{absoluto}} \quad (25)$$

Define-se taxa de autoconsumo como a fracção de energia consumida, E_C , que é garantida pela energia produzida, E_{PV} . A partir desta definição e tal como assinalado na Figura 33 existem duas formas de maximizar a taxa de autoconsumo, por um lado, através da utilização de baterias que armazenando o excedente de produção, E_{EPV} , permitem que esta energia seja aproveitada para autoconsumo relativo e, por outro, deslocando o autoconsumo relativo para as horas em que existe produção solar fotovoltaica (*load shifting*). No âmbito desta tese, a segunda opção apenas foi estudada para o caso do sector dos transportes, no qual se consideraram três cenários de carregamento de BEVs. Relativamente à análise da utilização de baterias, esta implica que se contabilizem as perdas energéticas associadas às baterias, isto é, devido ao carregamento, armazenamento e descarregamento das mesmas. Significa isto que a energia que pode na realidade ser utilizada após armazenamento nas baterias, E_B , é determinada a partir de (26).

$$E_B = E_{EPV} \eta_{roundtrip} \quad (26)$$

onde

$$\eta_{roundtrip} = \frac{\text{Energia Saída da Bateria}}{\text{Energia de Entrada da Bateria}} \quad (27)$$

Para o cálculo da capacidade fotovoltaica e baterias que permitem garantir a totalidade do consumo da electricidade foram utilizados os perfis de produção e consumo da última semana de Janeiro, referidos anteriormente. Tendo em conta que a energia disponibilizada pelas baterias em cada dia j é dada por (28), a potência fotovoltaica é calculada por forma a que em todos os dias dessa semana se verifique a inequação (29) que garante, a cada dia, que a energia disponibilizada pelas bateria é igual ou superior à energia necessária para autoconsumo relativo. A capacidade de armazenamento que terá de ser instalada corresponde ao valor máximo de E_{B_j} dessa semana dividido por $\eta_{roundtrip}$.

$$E_{B_j} = \begin{cases} E_{EPV_j} \eta_{roundtrip} + (E_{PV} - E_C)_{j-1} & \text{se } (E_{PV} - E_C)_{j-1} \geq 0 \\ E_{EPV_j} \eta_{roundtrip} & \text{se } (E_{PV} - E_C)_{j-1} < 0 \end{cases} \quad (28)$$

$$(E_B - E_{AC_{relativo}})_j \geq 0 \quad (29)$$

3.3.3. Evolução Tecnológica dos Painéis Fotovoltaicos e Áreas Ocupadas

Após os cálculos até 2050 de capacidade fotovoltaica a instalar, em GWp, e da quantidade de baterias, em GWh assumiu-se que a implementação de ambas as tecnologias acontecerá de forma faseada, durante o período compreendido entre 2020 e 2050, e proporcional, isto é, para um dado ano é instalada a mesma fracção de baterias e painéis. Quanto ao faseamento utilizou-se o cenário intermédio de crescimento do mercado de painéis fotovoltaicos de Mayer et al. (2015), onde a taxa de crescimento anual é de 7,5%. Assim, para o presente caso, aplica-se esta taxa por forma a garantir que os valores de $P_{PV_{pico}}$ totais a instalar para cada cenário são garantidos em 2050.

Relativamente ao cálculo da área ocupada pelos PVs este resulta não só da evolução de capacidade instaladas em cada ano, bem como da evolução da eficiência de módulo, η . Considerou-se neste caso uma evolução linear de 2020 a 2050, considerando-se para o primeiro ano os valores actualmente característicos de um painel convencional, c-Si de Solis (2019), que, tal como referido anteriormente, é no presente a tecnologia dominante. Assumiu-se, para 2050, um valor de eficiência de módulo de 30% correspondente ao cenário intermédio de Mayer et al. (2015), mantendo-se constante a área do módulo, A_{pvc} . A densidade de potência, DP_{pvc} , pode ser calculada através de (30). Os valores de característicos dos painéis para os dois anos podem ser consultados na Tabela 21.

$$DP_{pvc} = \frac{P_{pvc_{pico}}}{A_{pvc}} \quad (30)$$

Tabela 21 - Características de um módulo c-Si em 2020 e em 2050

Ano	Eficiência, η , (%)	Área, A_{pvc} , (m^2)	Potência Pico, $P_{pvc_{pico}}$, (Wp)	Densidade de Potência, DP_{pvc} , (Wp/m^2)
2020	16,5	1,6335	270	165,3
2050	30	1,6335	491	300,5

Assim, utilizando os valores anuais de densidade de potência do painel, DP_{pvc_t} , e de potência instalada, $P_{PV_{pico_t}}$, a área instalada de PVs a cada ano, A_{PV_t} , é calculada a partir de (31).

$$A_{PV_t} = \frac{P_{PV_{pico_t}}}{DP_{pvc_t}} \quad (31)$$

3.3.4. Custo Normalizado de Energia (LCOE)

O LCOE pode ser definido genericamente a partir da equação (32).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + C_{O\&M_t}}{(1+r)^t} - \frac{V_r}{(1+r)^n}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{PV_t}}{(1+r)^t}} \quad (32)$$

onde n representa o tempo de vida do projecto; r a taxa de desconto; I_t o investimento no ano t ; $C_{O\&M_t}$ os custos de operação e manutenção no ano t ; V_r o valor residual no final tempo de vida n e E_{PV_t} é a electricidade produzida no ano t .

No entanto existem diferenças na energia fotovoltaica produzida pois uma parte serve para autoconsumo absoluto, $E_{AC_{absoluto}}$ e o excedente de produção, E_{EPV} , para armazenamento em baterias, tal como pode ser observado na **Error! Reference source not found.**

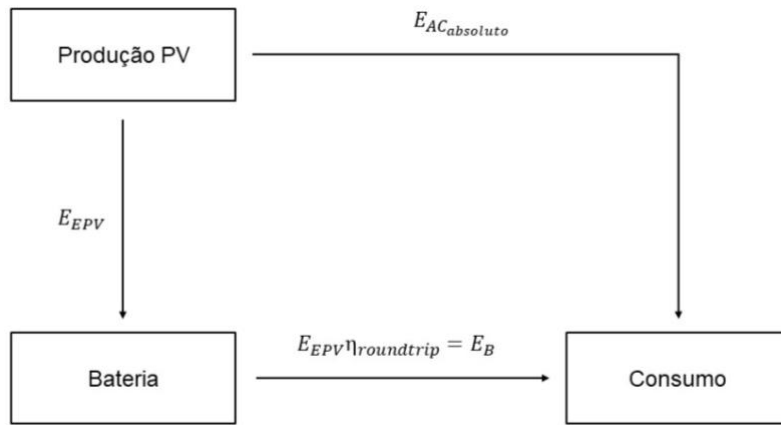


Figura 34 - Fluxo energético do sistema (PV+Bateria)

Assim, o denominador de (32) pode ser apresentado na seguinte forma,

$$\sum_{t=0}^n \frac{E_{PV_t}}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{E_{PV_t} F_{AC_{absoluto}} (1 + d_{PV})^t}{(1+r)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{E_{PV_t} F_{EPV} \eta_{roundtrip} (1 + d_{Bateria})^t}{(1+r)^t} \quad (33)$$

onde d_{PV} e $d_{Bateria}$ representam, respectivamente, as taxas de degradação de produtividade dos painéis fotovoltaicos e da bateria, $F_{AC_{absoluto}}$ representa a fracção de energia fotovoltaica produzida para autoconsumo absoluto e F_{EPV} representa a fracção de excedente fotovoltaico.

$$F_{AC_{absoluto}} = \frac{E_{AC_{absoluto}}}{E_{PV}} = \frac{E_{AC_{absoluto}}}{E_{AC_{absoluto}} + E_{EPV}} \quad (34)$$

$$F_{EPV} = \frac{E_{EPV}}{E_{PV}} = \frac{E_{EPV}}{E_{AC_{absoluto}} + E_{EPV}} \quad (35)$$

O tempo de vida do projecto, n , é igual ao do sistema fotovoltaico, isto é, 25 anos. Na Tabela 22 apresentam-se os parâmetros considerados para o cálculo do LCOE relativamente ao sistema fotovoltaico, excepto os custos de investimento, I_0 , que não se consideram constantes ao longo do período de 2020 a 2050. Na Tabela 23 apresentam-se os custos de investimento projectados. O valor inicial de 2020 foi calculado a partir média dos valores apresentados em Camilo et al. (2017) e os restantes valores foram projectados, de 5 em 5 anos, utilizando as reduções de custo até 2050 do cenário 2 de Mayer et al. (2015).

Tabela 22 - Parâmetros do sistema fotovoltaico para cálculo do LCOE

Tempo de vida, n	Produtividade no primeiro ano (kWh/kWp)	Taxa de degradação, d_{pv} , (%/ano)	Taxa de desconto, r (%)	Custos de operação e manutenção, $C_{O\&M_t}$, (% de I_0 /ano)	Investimento de substituição, I_s , (% de I_0)
25	1188	0,6	4	1	15
(Mayer et al., 2015)	(Cálculo Próprio)	(Jordan et al., 2013)	(Camilo et al., 2017)	(Camilo et al., 2017) e (Mayer et al., 2015)	(Camilo et al., 2017)

Tabela 23 - Projecções de custo de investimento inicial do sistema fotovoltaico (€/Wp)

Sistema Fotovoltaico	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investimento Inicial, I_0 , (€/Wp)	2,038	1,800	1,632	1,504	1,365	1,241	1,133

O sistema fotovoltaico inclui os seguintes componentes: o painel fotovoltaico, um micro-inversor, cabos que permitem a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e ainda a estrutura de suporte. No entanto, quando se pretende conectar um painel fotovoltaico com uma bateria, torna-se necessário utilizar um inversor híbrido em vez do micro-inversor. Os inversores híbridos para além de converterem CC em CA têm ainda duas funções: carregar a bateria e regular a carga, ou seja, gerir o uso de energia da forma mais eficiente. O tempo de vida considerado para este tipo de inversores é de 11 anos, o que significa que terão de ser substituídos nos anos 11 e 22. Este investimento de substituição corresponde a 15% do investimento inicial do painel fotovoltaico (Camilo et al., 2017).

O cálculo da produtividade dos painéis no primeiro ano foi feito utilizando-se os perfis potência nominal dos painéis fotovoltaicos a cada hora i , P_{PV_i} , obtidos através das equações (22) e (23). Na Figura 35 apresenta-se o perfil anual de potência nominal de um sistema fotovoltaico com uma capacidade de 1 kWp para o primeiro ano de funcionamento. O valor calculado para a produtividade, 1188 kWh/kWp, foi obtido para uma instalação horizontal dos painéis (inclinação de 0°), sendo inferior aos valores que se obteriam caso a inclinação dos painéis fosse a ideal (cerca de 33°), podendo nesta situação ser superiores a 1450 kWh/kWp (Comissão Europeia, 2019b). No entanto assumiu-se esta hipótese mais conservadora por se considerar que a instalação ocorrerá em telhados ou zonas em que nem sempre será possível instalar os painéis da forma ideal.

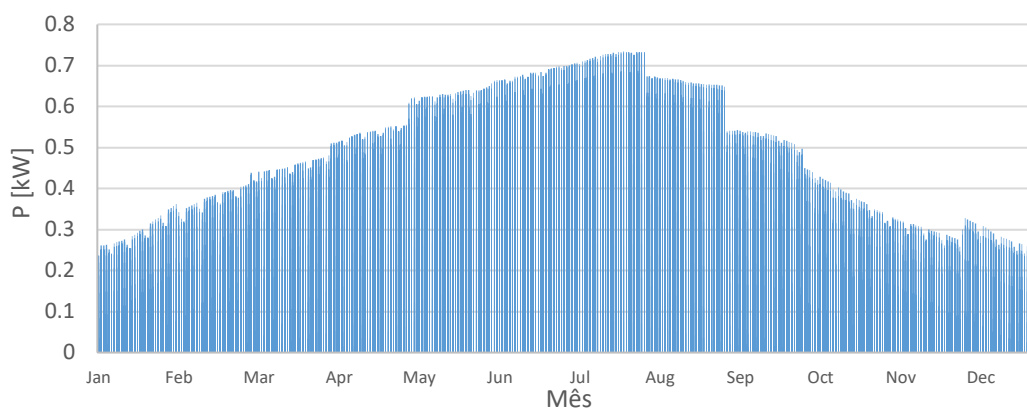


Figura 35 - Perfil anual de potência nominal de um sistema fotovoltaico com 1 kWp para o primeiro ano de funcionamento

Relativamente à bateria, os parâmetros utilizados para o cálculo do LCOE encontram-se na Tabela 24, também neste caso não se consideram constantes os custos de investimento inicial, I_0 . Considerou-se para I_0 as projecções presentes na

Tabela 25. O valor inicial foi retirado de (Tesla, 2019) e representa o custo de investimento das baterias de ião-Li da Tesla, *Powerwall*. As projecções dos valores de investimento inicial partem das reduções projectadas de 5 em 5 anos até 2050 apresentadas em (Schmidt et al., 2019). O tempo de vida da bateria é de 10 anos, o que implica substituições nos anos 10 e 20. A taxa de degradação é aplicada até ao fim do tempo de vida da bateria. O valor residual da bateria no final do tempo de vida foi calculado considerando uma depreciação linear da última bateria adquirida, que terá nesse momento 5 anos de operação, correspondendo, por isso, a um V_r de 50% do custo de investimento inicial da bateria.

Tabela 24 - Parâmetros da bateria para cálculo do LCOE

Tempo de vida, n	Profundidade de Descarga, PD, (%)	Taxa de degradação, $d_{Bateria}$, (%/ano)	Eficiência da Bateria, $\eta_{round-trip}$, (%)	Taxa de desconto, r (%)	Custos de operação e manutenção, $C_{O\&M_t}$, (% de I_0 /ano)
10	100	3	90	4	2
(Tesla, 2019)	(Tesla, 2019)	(Tesla, 2017)	(Tesla, 2019)	(Camilo et al., 2017)	(Rodrigues et al., 2016)

Tabela 25 - Projecções de custo de investimento inicial das baterias (€/Wh)

Baterias	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Investimento Inicial, I_0 , (€/Wh)	0,619	0,383	0,259	0,203	0,180	0,169	0,158

Por fim, realizou-se uma análise de sensibilidade à taxa de desconto (de 1% a 10%), pois, tal como referido na secção 2.8., para além da localização este é o parâmetro cuja variação maiores diferenças representa para o LCOE.

4. Resultados e Discussão

Não se pretende, no âmbito desta tese, discutir detalhadamente a análise exergética de 2011 a 2017, mas sim que esta servisse de base para os resultados que se apresentarão de seguida. Contudo, os resultados da análise exergética podem ser consultados em anexo desagregados para AML e município de Lisboa por vector energético e sector de actividade da seguinte forma: exergia primária (Anexo-Figura 1 até ao Anexo-Figura 4), exergia final (Anexo-Figura 5 até ao Anexo-Figura 8) e exergia útil (Anexo-Figura 9 até ao Anexo-Figura 12). Quanto ao consumo de exergia útil por categoria de uso os resultados da AML e do município de Lisboa apresentam-se no Anexo-Figura 13 e no Anexo-Figura 14, respectivamente. Os resultados de consumo de exergia útil desagregado por tipo de uso encontram-se no Anexo-Tabela 7 (AML) e no Anexo-Tabela 8 (município de Lisboa).

Neste capítulo, nas secções 4.1. (BEVs e Sector dos Transportes) e 4.2. (Sector Doméstico e Serviços), apresentam-se os resultados das projecções para 2050 de exergia útil e final e de eficiência exergética final-útil. A secção 4.3. apresenta as emissões de CO_2 de 2011 a 2017 para todos os sectores de actividade, sendo ainda discutida a redução de emissões que seria alcançada em 2050 no sector dos transportes, doméstico e serviços. A secção 4.4. diz respeito às capacidades fotovoltaicas e de armazenamento através de baterias a instalar até 2050. Por fim, na secção 4.5., discute-se o faseamento da instalação, apresentando-se a área de instalação necessária (4.5.1.) e o custo normalizado de energia (4.5.2.).

4.1. BEVs e Sector dos Transportes

Na Tabela 26 apresentam-se os resultados para o sector dos transportes, da substituição de todos os VCIs por BEVs, ou seja, da passagem de produtos do petróleo (gasolina, gasóleo e GPL) para a electricidade. Esta electrificação da frota automóvel foi estudada considerando a hipótese de que em 2050 o número de quilómetros percorridos seria semelhante ao valor de 2013 tanto na AML como no município de Lisboa. Estes três combustíveis fósseis representavam, em 2016, nos transportes da AML 95% e 98% dos consumos de exergia útil e final, respectivamente. A integração dos BEVs significa uma diminuição tanto de exergia útil (-53%) como de exergia final (-80%), o que representa um aumento da eficiência exergética final-útil no sector dos transportes dos 33% para os 78%. Este aumento é fruto duma maior eficiência dos BEVs (77,4%) comparativamente com os VCIs que têm eficiências próximas dos 30%. Apesar disto, na electricidade a eficiência exergética diminui de 88%, em 2016, para 78%, em 2050, porque aos BEVs estão associadas perdas no carregamento e transmissão, o que não acontece para os restantes transportes que utilizam electricidade.

Tabela 26 - Comparação entre 2016 e 2050 da exergia final, exergia útil e da eficiência exergetica final-útil (ϵ) no sector dos transportes na AML

Sector dos Transportes da AML	Ano	Electricidade	Gasóleo	Gasolina	G.P.L.	Total
Exergia Útil (ktep)	2016	20,39	320,48	86,65	2,47	429,99
	2050	200,54	-	-	-	200,54
Exergia Final (ktep)	2016	23,24	974,86	304,04	9,83	1311,96
	2050	256,15	-	-	-	256,15
Eficiência Exergetica Final-Útil, ϵ	2016	88%	33%	29%	25%	33%
	2050	78%	-	-	-	78%

Na AML, o consumo de exergia final dos BEVs é de cerca de 232,9 ktep, em 2050, o que significa para esta zona uma potência média anual de 309,2 MW. O município de Lisboa representa cerca de 20% desta potência com 61 MW.

4.2. Sector Doméstico e Sector dos Serviços

No caso do sector doméstico e dos serviços, as projecções de exergia útil para 2050 resultam dos cenários de crescimentos económico: Fora de Pista (FP), Pelotão e Camisola Amarela (CA). No Anexo-Tabela 4 e no Anexo-Tabela 5 podem ser consultados os valores das projecções de exergia útil para os dois sectores de actividade na AML e no município de Lisboa, segundo os diferentes cenários, de 2016 a 2050.

Na Figura 36 e na Figura 37, as projecções de exergia útil são expressas para o sector doméstico e sector dos serviços, respectivamente. O cenário Pelotão apresenta os maiores aumentos de exergia útil até 2050, com um crescimento de 75% e de 82% comparando com os valores de 2016 nos sectores doméstico e dos serviços, respectivamente, o que se justifica por ser este o cenário de maior crescimento económico até 2050.

Comparando os dois sectores de actividade, os serviços apresentam, para os três cenários, crescimentos superiores em 7 pontos percentuais relativamente ao sector doméstico. Esta diferença existe porque a intensidade energética dos serviços ($9,05 \times 10^{-2}$ MJ/€2011) é superior à do sector doméstico ($5,34 \times 10^{-2}$ MJ/€2011).

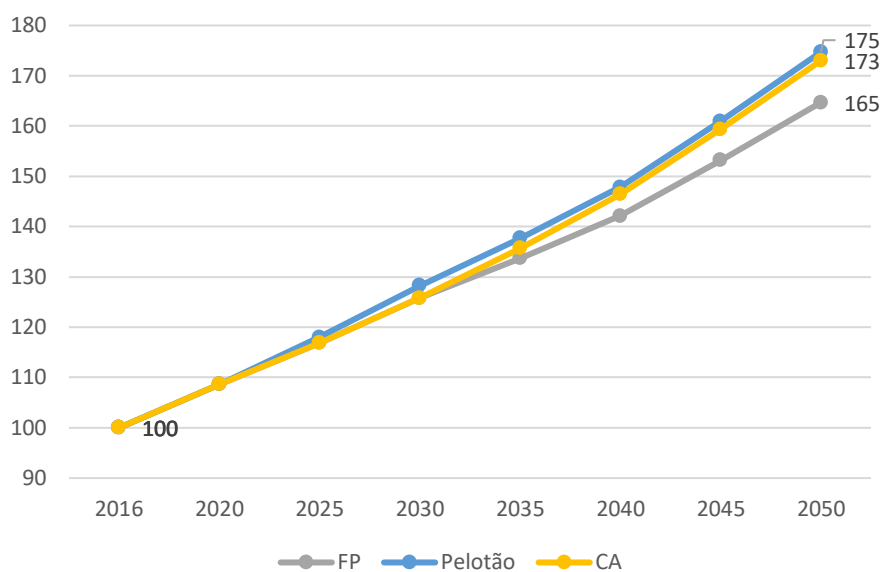


Figura 36 - Evolução da procura de exergia útil no sector doméstico na AML e no município de Lisboa (2016=100)

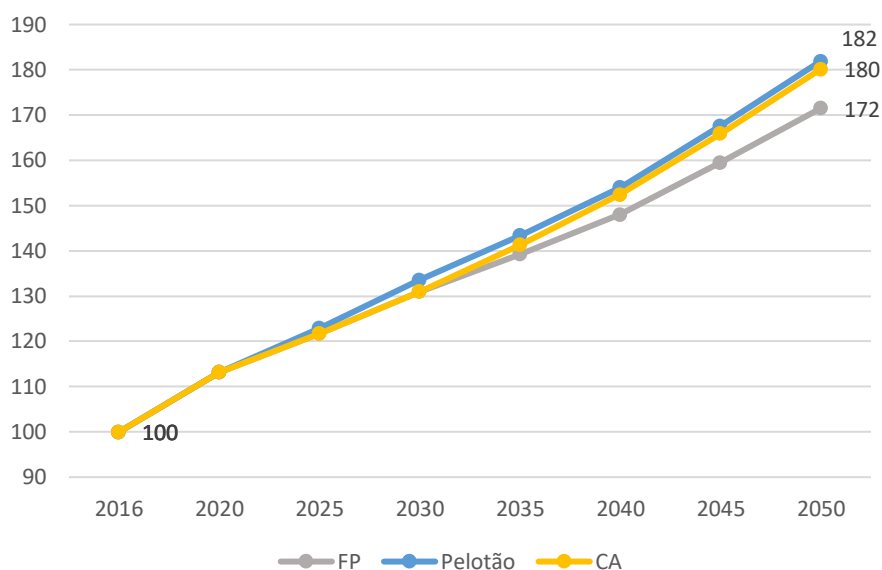


Figura 37 - Evolução da procura de exergia útil no sector dos serviços na AML no município de Lisboa (2016=100)

As eficiências exérgicas final-útil de ambos os sectores sofrem alterações até 2050, motivadas pela passagem de tipos de uso que eram garantidos por vectores energéticos provenientes de combustíveis fósseis para a electricidade. Esta electrificação resulta em aumentos de eficiência exérgica para todas as categorias de exergia útil (calor, arrefecimento, equipamentos electrónicos, iluminação e trabalho mecânico), o que se traduz em maiores eficiências exérgicas final-útil agregadas dos dois sectores de actividade em 2050. Na Tabela 27 apresentam-se os valores destas eficiências em 2016 e 2050.

Tabela 27 - Eficiência exergética final-útil (ϵ) em 2016 e em 2050 no sector doméstico e no sector dos serviços para a AML e para o município de Lisboa

Eficiência Exergética Final-Útil, ϵ	Ano	AML	Município de Lisboa
Sector Doméstico	2016	17%	13%
	2050	31%	32%
Sector dos Serviços	2016	17%	15%
	2050	33%	35%

O aumento da eficiência exergética final-útil resulta numa diminuição da exergia final entre 2016 e 2050 apesar do elevado aumento de exergia útil em ambos os sectores de actividade nesse período.¹² Na Tabela 28 apresentam as projecções de exergia final em 2050 face aos valores de 2016 (ano base). As eficiências exergéticas final-útil assumidas foram iguais para os três cenários, por isso, verifica-se que, tal como aconteceu na exergia útil, também na exergia final o Pelotão é o cenário onde estes consumos são maiores. Na comparação entre as duas zonas a redução de exergia final é mais acentuada no caso do município, uma vez que é para este que se observa um maior aumento da eficiência exergética final-útil (Tabela 27).

O consumo de exergia final em 2050 no conjunto dos dois sectores de actividade na AML situa-se entre 89% (FP) e 94% (Pelotão), face aos valores de 2016 isto é, existe uma redução dos consumos tal como previsto no RNC2050. No entanto neste documento a redução é mais significativa, sendo o consumo de energia final nacional 83% do valor de 2015, tal como referido na secção 2.2..

¹² A melhoria da eficiência exergética final-útil que resulta da electrificação dos usos poderá desencadear um *rebound effect*, que poderá aumentar os consumos de exergia final. Este efeito não foi considerado nesta tese.

Tabela 28 - Exergia final no sector doméstico e no sector dos serviços na AML e no município de Lisboa (2016=100)

Evolução Exergia Final	Ano	Cenário	AML	Município de Lisboa
Sector Doméstico	2016	-	100	100
	2050	FP	92	67
		Pelotão	98	71
		CA	97	71
Sector dos Serviços	2016	-	100	100
	2050	FP	86	72
		Pelotão	92	77
		CA	91	76

Os valores absolutos de exergia final e de potências médias anuais dos dois sectores de actividade resultantes das projecções apresentam-se na Tabela 29.

Tabela 29 - Exergia final (ktep) e potência média, \bar{P} (MW), em 2050 por sector de actividade e cenário na AML e no município de Lisboa

Sector de Actividade	Ano	Cenário	AML		Município de Lisboa	
			Exergia Final	\bar{P}	Exergia Final	\bar{P}
			(ktep)	(MW)	(ktep)	(MW)
Doméstico	2050	FP	422	560	69	91
		Pelotão	448	594	73	97
		CA	443	588	72	96
Serviços	2050	FP	500	664	164	218
		Pelotão	531	704	174	232
		CA	525	698	173	229

4.3. Emissões de CO₂

Os valores das emissões de CO₂ por sector de actividade na AML, para o período compreendido entre 2011 e 2017, apresentam-se na Figura 38. A emissões totais situaram-se entre 8,48 MTon (em 2013) e 10,39 MTon (2017). Constatam-se uma diminuição de 16% das emissões de 2012 para 2013, consequência da redução do consumo de combustíveis fósseis, sobretudo no sector dos transportes. No entanto, a partir de 2015, as emissões de CO₂ aproximam-se, novamente, dos valores registados em 2011 e 2012, sendo ultrapassados em 2017. Esta recuperação para valores próximos dos de 2011 e 2012, surge não só do aumento do consumo de gasóleo e gasolina no sector dos transportes, mas, principalmente, pelo crescimento do consumo de energia primária de electricidade, coincidindo com um aumento de 27% desde 2013 a 2017 do factor de emissão da electricidade, que passa de 1776 kg de CO₂/tep(ep) para 2255 kg de CO₂/tep(ep) (Figura 39).

Os sectores dos transportes, o doméstico e o dos serviços foram em média responsáveis por 81% das emissões totais anuais de CO₂. Assim, a electrificação destes sectores de actividade terá um significativo impacto na descarbonização da AML. A electrificação dos sectores resulta nas seguintes diminuições das emissões de CO₂ em 2050, relativamente aos valores de 2011 a 2017: 97% a 98% no sector dos transportes, 100% no sector doméstico e 97% a 100% no sector dos serviços.

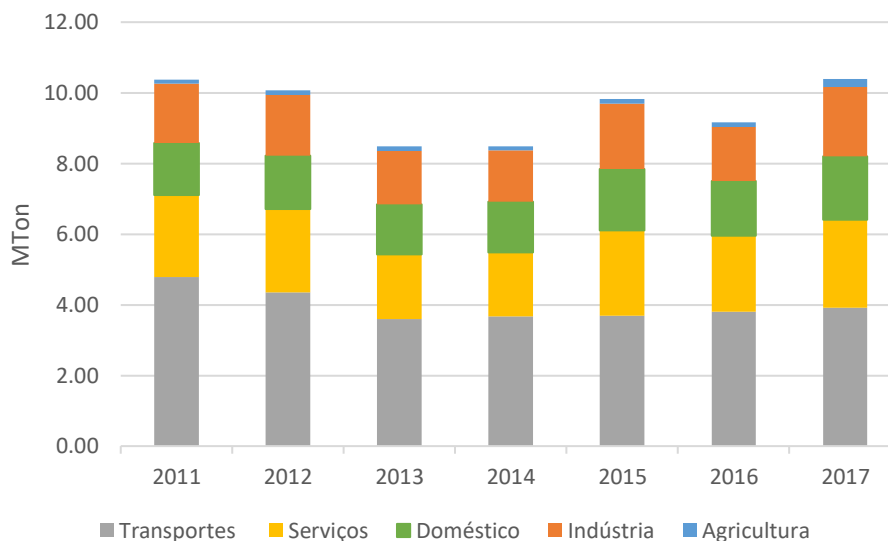


Figura 38 - Emissões de CO₂ por sector de actividade na AML entre 2011 e 2017 (MTon)

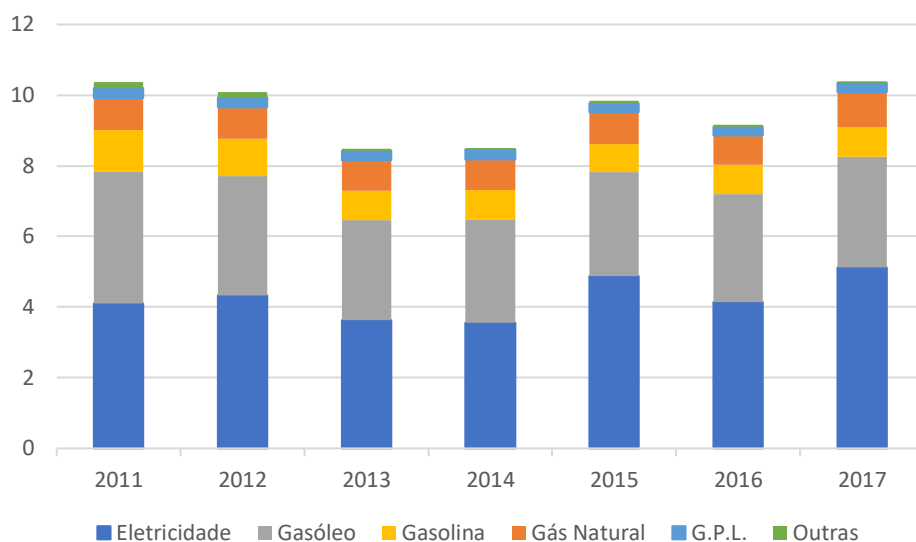


Figura 39 - Emissões de CO₂ por vector energético na AML entre 2011 e 2017 (Mton)

Quanto às emissões de CO₂ para o mesmo período no município de Lisboa os resultados apresentam-se na Figura 40 e na Figura 41 por sector de actividade e por vector energético, respectivamente. A diminuição das emissões entre 2012 e 2013 é de 36%, mais acentuada do que a que se tinha observado para a AML, o que é justificado por uma maior diminuição das vendas de gasóleo e gasolina verificada no município. Apesar de se assistir a um aumento das emissões de 25% de 2013 a 2017, no caso do município as emissões não atingem os valores de 2011 e 2012, como se verificou na área metropolitana.

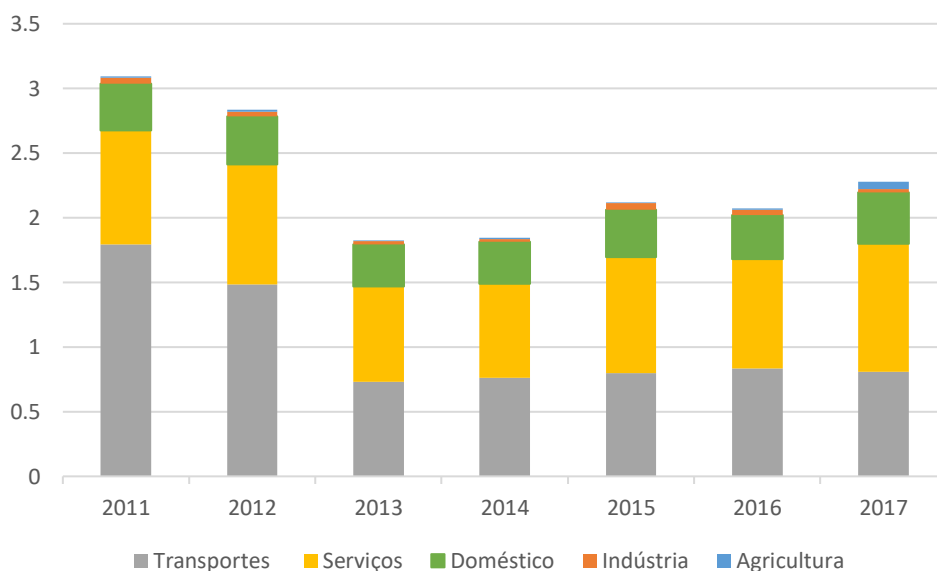


Figura 40 - Emissões de CO₂ por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)

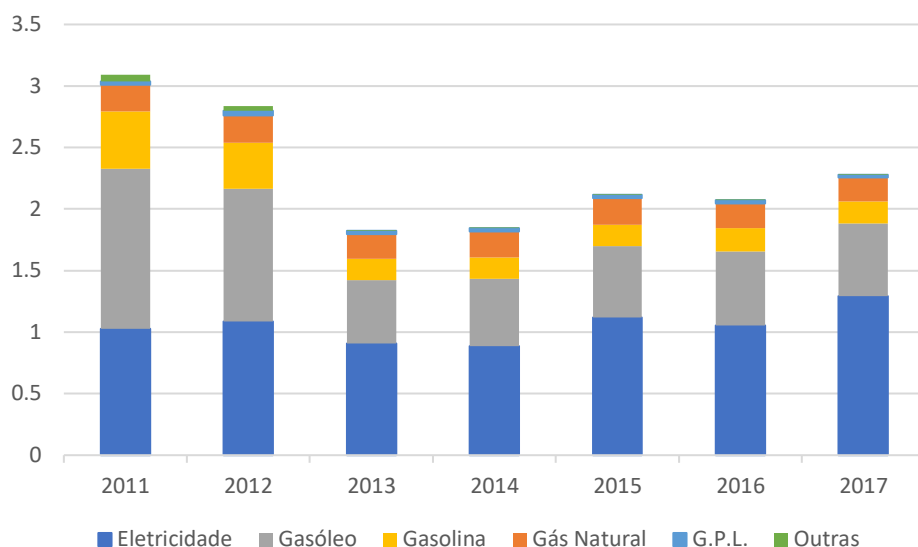


Figura 41 - Emissões de CO₂ por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)

4.4. Capacidade Fotovoltaica e de Baterias em 2050

Na Figura 42 apresentam-se as capacidades fotovoltaicas a instalar até 2050, segundo diferentes cenários de crescimento económico (Fora de Pista – FP, Pelotão – P e Camisola Amarela - CA) e de carregamentos dos BEVs (C1, C2 e C3) e, ainda, a potência fotovoltaica a instalar para o caso de um crescimento económico equivalente ao do cenário FP e um cenário C1 de carregamento de BEVs mas considerando que as eficiências exergéticas final-útil para o sector doméstico e dos serviços se mantêm constantes e iguais aos valores de 2016 (coluna a preto).

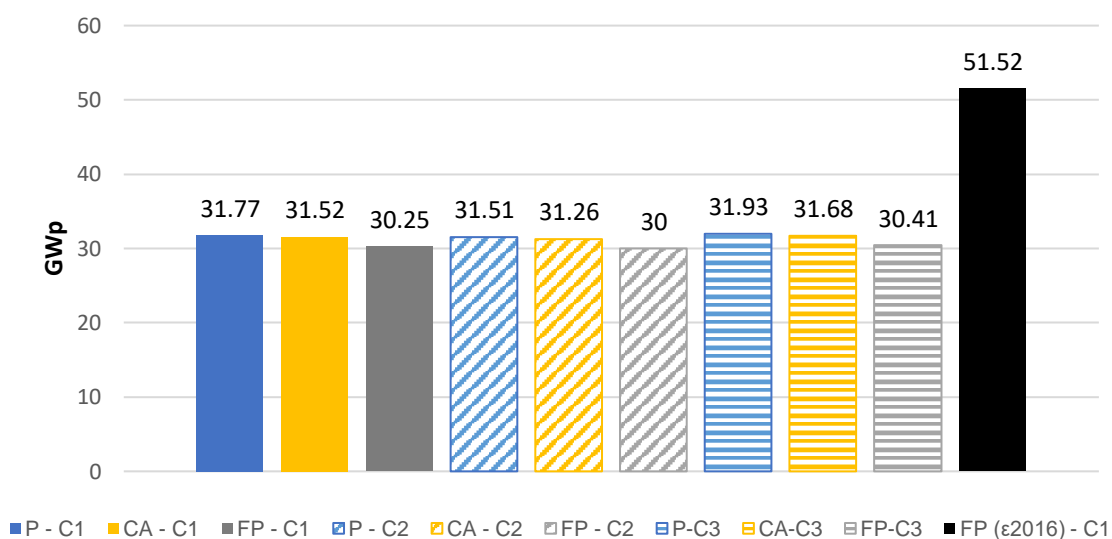


Figura 42 - Capacidades Fotovoltaicas a instalar até 2050

Os cenários de crescimento económico têm um maior efeito nas capacidades fotovoltaicas a instalar até 2050 do que os cenários de carregamento dos BEVs, observando-se um aumento de 5% do cenário Fora de Pista (menor crescimento económico) para o Pelotão (maior crescimento económico). Relativamente aos cenários de carregamento o aumento de C2 para C3 é de apenas 1,4%. As capacidades fotovoltaicas estão intervaladas entre um mínimo de 30 GWp para o cenário FP-C2 e um máximo de 31,93 GWp para o P-C3. No RNC2050, os valores de capacidade fotovoltaica nacional são inferiores e situam-se entre 26 GWp e 26,4 GWp. No entanto, no RNC2050 são incluídas outras FER como a eólica e a hídrica. Para além disso, a dependência energética nacional apesar de reduzida (menor que 20%) não é nula como nos cenários abordados nesta dissertação.

Na comparação entre os cenários com menor e maior capacidade fotovoltaica, FP-C2 e P-C3, respectivamente, verifica-se um aumento de 6,4%. O efeito da não evolução das eficiências exergéticas é de um aumento da capacidade fotovoltaica em cerca de 70% (da comparação entre os cenários FP-C1 e FP-(ϵ_{2016})-C1).

No que diz respeito à instalação de baterias (Figura 43) verifica-se um aumento de 28% do FP-C2 para o P-C3, ou seja, a diferença entre os cenários extremos é mais acentuada no caso das baterias do que nos painéis fotovoltaicos, o que resulta das diferenças de carregamento de BEVs entre o cenário C3 e o C2, pois, no primeiro, o carregamento dos BEVs coincide com as horas em que a radiação é nula ou aproximadamente nula e, no segundo, o carregamento coincide com as horas de sol.

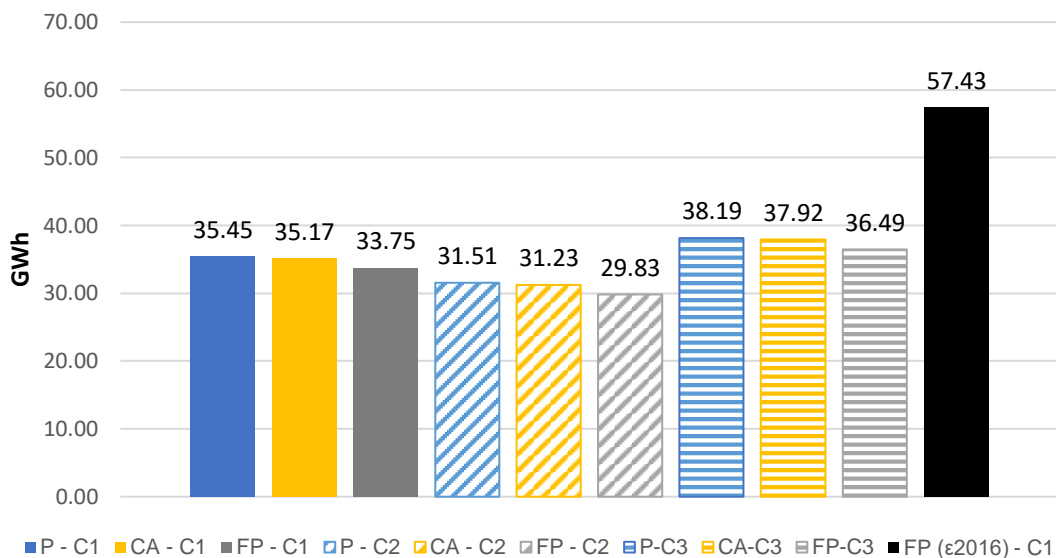


Figura 43 - Bateria a instalar até 2050

Quanto ao rácio de armazenamento, isto é, baterias a instalar por capacidade fotovoltaica (GWh/GWp), as diferenças resultantes dos cenários de crescimento económico são desprezáveis. Portanto, este

rácio apenas varia consoante o cenário ou perfil de carregamento de BEVs e os resultados apresentam-se na Tabela 30.

Tabela 30 - Rácio de armazenamento, R (GWh/GWp), por cenário de carregamento de BEVs

Cenário de Carregamento de BEVs	Rácio de Armazenamento, R (GWh/GWp)
C1	1,12
C2	1,00
C3	1,20

Os rácios de armazenamento situam-se entre 1 e 1,20 GWh/GWp, valores na mesma ordem de grandeza, mas inferiores aos dos exemplos de instalações descentralizadas apresentadas na Tabela 3, cujos rácios variam de 1,25 a 5,88. No entanto, segundo Vartiainen et al. (2019), o rácio de armazenamento ideal deverá estar compreendido entre 1 e 2 GWh/GWp, o que se verifica para todos os cenários.

4.5. Faseamento da Instalação (Áreas de Instalação Fotovoltaica e LCOE)

4.5.1. Áreas de Instalação

Na comparação entre cenários (Figura 44), as diferenças relativas das áreas de instalação entre os mesmos são idênticas às verificadas para as potências instaladas de PVs. Portanto, o cenário P-C3 é, de novo, aquele em que os valores são máximos, dentro dos cenários de evolução de eficiências exergéticas, sendo necessária uma área de instalação de 125,44 km^2 (4,2% da área total da AML). A área mínima de instalação, 117,96 km^2 , ocorre para o cenário FP-C2. A área de instalação necessária na AML seria de 202,90 km^2 , se as eficiências exergéticas do sector doméstico e dos serviços se mantivessem nos valores de 2016.

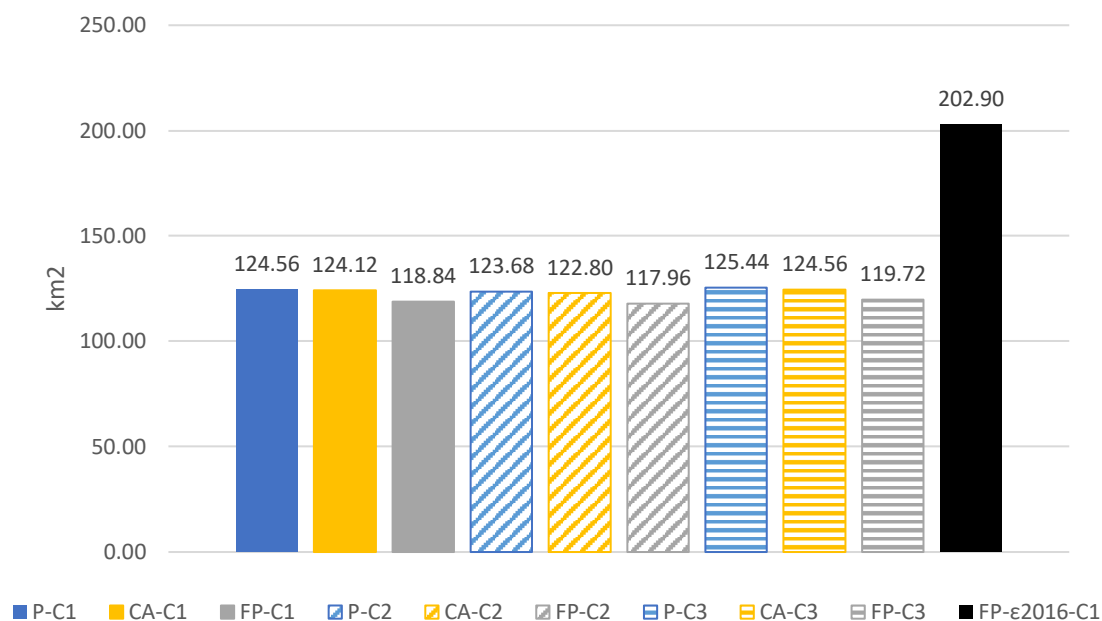


Figura 44 - Áreas de instalação de PVs na AML em 2050

Quanto ao faseamento da instalação serão apenas apresentados os resultados das áreas do cenário P-C1, pois, por um lado, o cenário Pelotão é o que apresenta os valores máximos e, por outro, este cenário simula um carregamento mais próximo do que acontece na realidade.

Na Figura 45 apresenta-se a evolução das áreas de Instalação fotovoltaica na AML para o cenário P-C1. Neste cenário a área limite do município de Lisboa (16,94 km^2) é atingida em 2042, o que significa que após este ano os restantes painéis fotovoltaicos necessários para o consumo do município de Lisboa terão de ser instalados na AML s/Lisboa. Nos demais cenários a área limite do município lisboeta é atingida no máximo em 2043.

A linha a preto representa a evolução da área de instalação agregada se a eficiência dos painéis se mantiver nos valores actuais, isto é, 16,5%. Neste caso, a área ocupada na AML será de 182,7 km^2 , 1,47 vezes maior do que na hipótese de aumento de eficiência em que a área será de 124,6 km^2 .

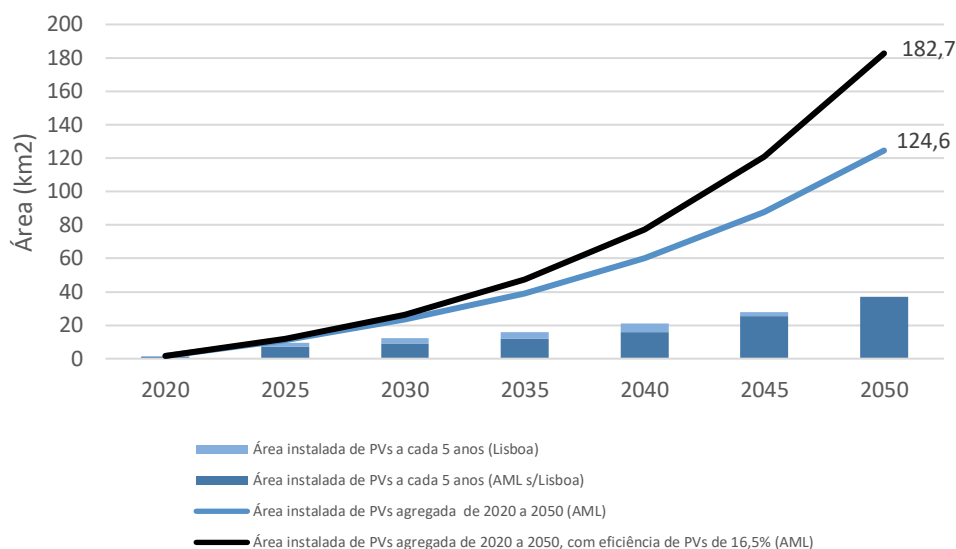


Figura 45 - Evolução das áreas de instalação de PVs na AML (P-C1)

4.5.2. LCOE

As projecções do LCOE, indicador que permite a comparação entre o preço de produzir e consumir electricidade através de PVs e baterias com o da electricidade da rede, podem ser consultadas na Figura 46 para o cenário C1 de carregamento de BEVs. Comparando os valores do LCOE com o preço médio da electricidade em 2018 para utilizadores domésticos, verifica-se que logo a partir do primeiro ano de instalação (2020) a paridade com a rede é atingida. No caso de utilizadores industriais, o preço de electricidade médio de 2018 da rede é igualado apenas em 2038. Quanto à comparação com o preço médio de 2018 do MIBEL (Mercado Ibérico da Energia Eléctrica), observa-se que, ao contrário do que se verificou em Vartiainen et al. (2019) para várias cidades europeias, o LCOE não iguala os valores do mercado até 2050. Contudo, no referido estudo, as projecções de custos de instalação dos PVs e das baterias são significativamente inferiores aos considerados nesta tese, pois referem-se a instalações de grande escala (*utility scale*).

A redução do LCOE desde o primeiro ano (2020) até à finalização da instalação (2050) é de 50%, passando de 0,228 €/kWh para 0,114 €/kWh. A diminuição do LCOE em termos absolutos, decorre do efeito combinado da redução dos custos de investimento da instalação de PVs e de baterias. A evolução dos custos das baterias é responsável por uma diminuição de 0,072 €/kWh no LCOE (63% da redução total) e a evolução dos custos de investimento de PVs diminui o LCOE em 0,042 €/kWh (37% da redução total) até 2050. Porém, não havendo evolução dos custos das baterias, o LCOE em 2020 é de 0,257 €/kWh, isto é, superior ao LCOE de 0,228 €/kWh observado para o caso em que os custos de investimento de PVs e baterias diminuem simultaneamente, o que se justifica pela necessidade de substituição das baterias de 10 em 10 anos. Consta-se, ainda, que o LCOE só atinge o preço de electricidade médio de 2018 de utilizadores industriais caso a diminuição dos custos de investimento ocorra tanto para PVs como para baterias, enquanto que o preço médio da electricidade de utilizadores domésticos em 2018 é alcançado em 2030, mesmo que não existam evoluções dos custos de investimento das baterias.

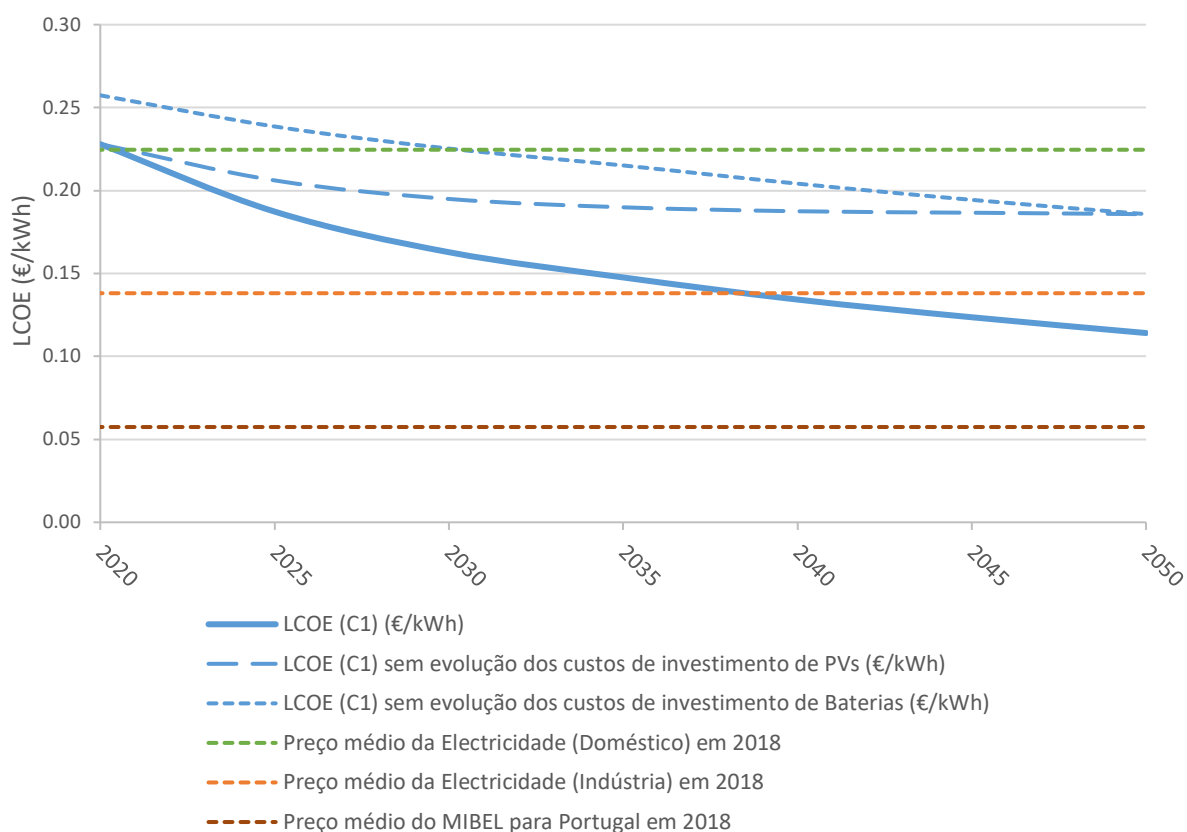


Figura 46 - Projecções do LCOE (2020 a 2050), preços médios da electricidade para utilizadores domésticos e industriais e preço médio do MIBEL para Portugal em 2018 (€/kWh)

Na comparação entre cenários, as diferenças do LCOE não são significativas e apenas existem devido aos diferentes rácios de armazenamento que resultam dos cenários de carregamento de BEVs (C1, C2 e C3). Na Figura 47 apresentam-se os valores do LCOE para os três cenários referidos e ainda para rácios de armazenamento de 1,5 e 2 GWh/GWp, pois, tal como indicado na secção 2.7.1., segundo Vartiainen et al. (2019), idealmente as instalações de painéis com baterias deverão ter rácios de armazenamento entre 1 a 2 GWh/GWp. Tal como foi observado naquele estudo, a um rácio de armazenamento superior corresponde um LCOE mais elevado, sendo que para um R de 2 GWh/GWp se verificam os valores máximos. No entanto, mesmo para este caso, o LCOE iguala o preço médio da electricidade para utilizadores domésticos de 2018 ainda antes de 2025. As diferenças relativas entre as projecções para os diferentes cenários/rácios diminuem de 2020 para 2050, uma vez que a redução dos custos de investimento das baterias ocorre a uma taxa superior à redução dos custos de investimento dos painéis.

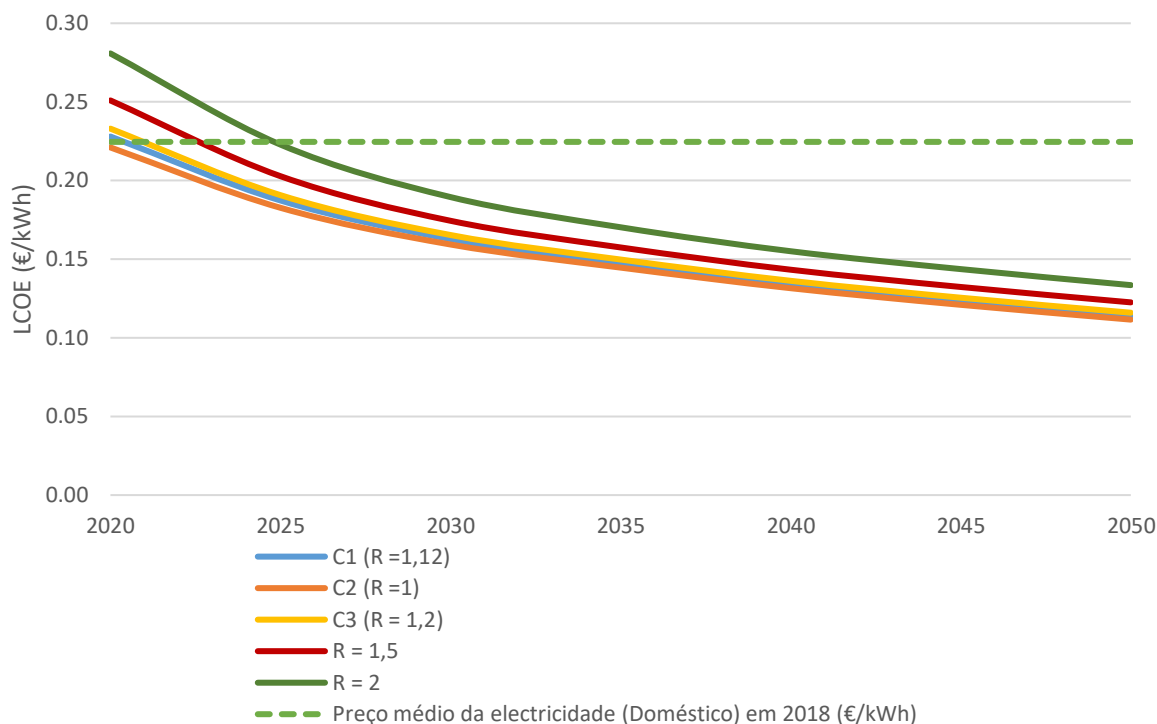


Figura 47 - Projeções do LCOE (2020 a 2050) para os diferentes cenários de carregamento de BEVs (C1, C2 e C3) e rácios de armazenamento, R

Os resultados da análise de sensibilidade à taxa de desconto, r , apresentam-se na Figura 48. Estes demonstram que, em média, uma variação de ± 3 pontos percentuais na taxa de desconto resulta numa diferença de 16% no LCOE, situando-se próximo do valor obtido em Vartiainen et al. (2019), onde as diferenças obtidas para a mesma variação da taxa de desconto foram pouco superiores a 20%. Assim, esta variável tem um impacto significativo no LCOE e, conseqüentemente, no ano em que se atinge a paridade com a rede; para $r=7\%$ o preço médio da electricidade para utilizadores domésticos de 2018 apenas é igualado em 2024 e para $r=10\%$ em 2029.

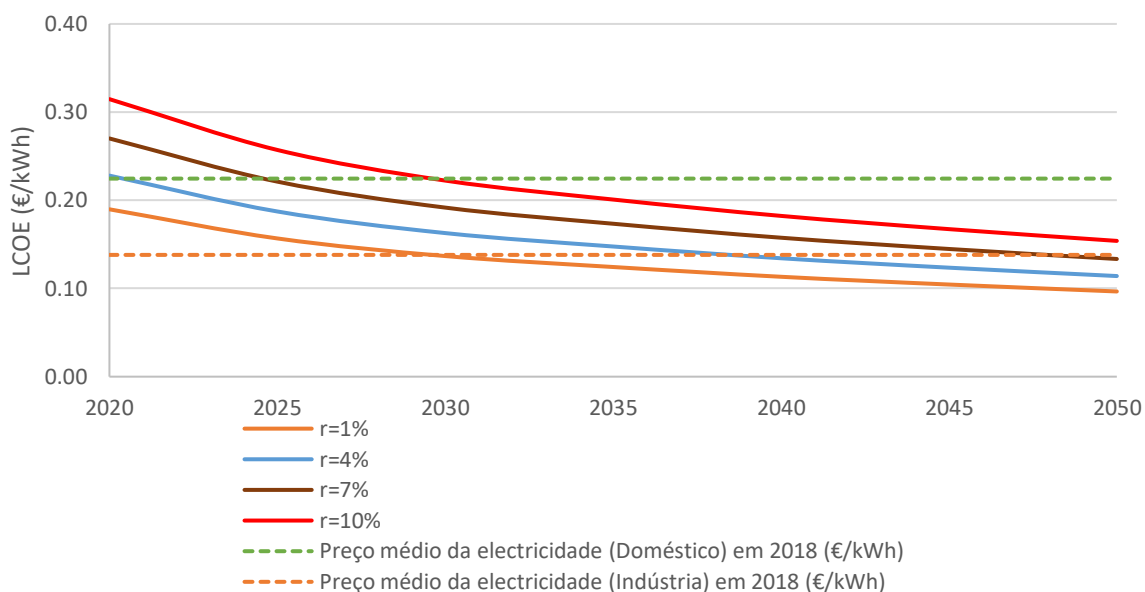


Figura 48 - Análise de sensibilidade do LCOE à taxa de desconto, $r=1\%$, 4% , 7% e 10%

5. Conclusões e Trabalho Futuro

5.1. Conclusões

Portugal assumiu como objectivo atingir a neutralidade carbónica em 2050, pretendendo simultaneamente, reduzir os seus níveis de dependência energética. Torna-se, portanto, vital compreender o papel e a viabilidade de uma fonte de energia renovável como a solar fotovoltaica, com elevado potencial no contexto português, e do armazenamento, cuja integração permitirá um maior aproveitamento de todo o potencial da energia fotovoltaica. Nesta dissertação, decidiu-se investigar o caso da produção fotovoltaica descentralizada para a AML funcionando em conjunto com baterias e segundo o conceito P2P, segundo o qual consumidores, produtores e *prosumers* transacionam energia. A conjugação destes factores permite à AML uma maior independência, capacidade de decisão e redução da pobreza, criando as condições necessárias para que alguns dos seus residentes possam rentabilizar parte da sua produção ao se tornarem *prosumers*, isto é vendendo energia aos restantes consumidores que são também beneficiados se essa troca ocorrer a um preço inferior ao da rede eléctrica pública.

Do lado do consumo, associada a esta evolução da produção, foram estudados cenários de evolução e electrificação do sector dos transportes, assumindo-se uma mobilidade totalmente eléctrica em 2050 e no sector doméstico e dos serviços a passagem para a electricidade de todos os tipos de uso.

Conclui-se que no sector dos transportes a substituição de VCI's por BEVs na hipótese de redução do número de km percorridos por veículos para valores de 2013 conduz a uma redução do consumo exergético, de 53 % na exergia útil e de 80% na exergia final comparando com os valores de 2016, fruto de um aumento da eficiência exergética final-útil de 33% para 78% neste sector. A redução das emissões CO_2 face a 2016 é de 97% num cenário de completa mobilidade eléctrica dos transportes rodoviários. É importante ressaltar que a adopção dos BEVs como solução para redução das emissões de CO_2 e de outros GEE depende em grande parte do mix de electricidade. Segundo a EEA (2018), num relatório que sumariza os resultados de várias análises de ciclo de vida que comparam os BEVs aos VCI's, apesar de emissões de GEE 1,3 a 2 vezes maiores associadas aos BEVs nas fases de extracção dos materiais e de produção dos veículos, esta diferença é mais do que compensada na fase de utilização do veículo se a electricidade for produzida através de FER. Nos centros urbanos a adopção de BEVs é ainda mais significativa devido aos seus benefícios em termos de poluição atmosférica e sonora. No caso da primeira, mesmo em situações em que a formação de partículas e emissões de NO_x sejam superiores nos BEVs do que nos VCI's, o que depende do mix de electricidade, a qualidade do ar no local de utilização dos veículos será maior no caso de adopção dos BEVs pois estes não emitem gases de escape.

No sector doméstico, o consumo em termos de exergia útil aumenta entre 65% (FP) e 75% (Pelotão), resultante dos diferentes ritmos de crescimento económico associados a cada cenário. No entanto devido à electrificação dos usos e evolução tecnológica considerada para as eficiências dos mesmos a eficiência exergética final-útil agregada do sector aumenta de 17%, em 2016, para 31%, em 2050, na

AML, o que representa uma diminuição da exergia final entre 2% (Pelotão) a 8% (FP). No sector dos serviços, os resultados são ligeiramente mais acentuados com aumentos de 72% (FP) a 82% (Pelotão) na exergia útil e de 17%, em 2016, para 33%, em 2050 na eficiência exergética agregada do sector na AML, o que representa diminuições de 8% (Pelotão) a 14% (FP) no consumo de exergia final. Em ambos os sectores a redução das emissões de CO_2 é de 100% face aos valores de 2016.

Quanto à capacidade fotovoltaica e baterias necessárias, o cenário FP com carregamento diurno (FP-C2) apresentou os menores valores em ambos os casos, isto é 30 GWp de capacidade fotovoltaica e 29,83 GWh de baterias. Os valores máximos são para o cenário Pelotão com carregamento nocturno (P-C3) com 31,93 GWp de capacidade fotovoltaica e 38,19 GWh de armazenamento. O rácio de armazenamento através de baterias (GWh) por capacidade fotovoltaica (GWp), varia apenas consoante o cenário de carregamento considerado para os BEVs, sendo de 1 para o perfil de carregamento nas horas de sol (C2), 1,12 no perfil de carregamento de dia e de noite (C1) e 1,2 no perfil de carregamento nocturno (C3).

Num cenário de instalação dos painéis e baterias de forma faseada entre 2020 e 2050, a uma taxa de crescimento anual de 7,5%, e tendo em conta a evolução linear da eficiência dos painéis de 16,5% (2020) para 30% (2050) a área necessária na AML é no máximo de 125,44 km^2 (P-C3), isto é cerca de 4,2% da área total da região. Em qualquer um dos cenários, a área disponível dos telhados do município de Lisboa não é suficiente para instalar os painéis necessários para satisfazer de consumo do município.

A paridade de custo com a rede eléctrica é atingida durante o ano de 2020 no cenário P-C1, comparando com os preços de electricidade médios de 2018 para utilizadores domésticos que era de 0,2246 €/kWh. Neste ano o LCOE é de 0,228 €/kWh diminuindo 50% até 2050 para 0,114 €/kWh. A diminuição dos custos de instalação dos PVs é responsável por uma redução de 0,042 €/kWh do LCOE e a diminuição dos custos de instalação das baterias por 0,072 €/kWh.

A legislação que entra em vigor no início de 2020 (DL n.º162/2019) constitui um passo importante na descentralização da produção de energia pois, permitindo a existência de comunidades de energia renovável (CER), incentiva o aparecimento de novos *prosumers*. Igualmente positiva é a extensão do limite máximo do intervalo de potência instalada nas UPAC que apenas necessitam de uma comunicação prévia à DGEG para que possam instalar os painéis, que passou dos 1,5 kW (cerca de 6 painéis) para 30 kW (superior a aproximadamente 100 painéis). No entanto, a troca de energia entre pares está ainda bastante restrita, possibilitando apenas a transação de electricidade quando existam condições de vizinhança próxima, o que significa que as instalações solares serão de pequena dimensão. Por outro lado, soluções de instalação fora da rede (off-grid) não estão previstas nesta legislação, estando os *prosumers* obrigados a contratar um fornecedor de energia para os períodos em que os seus consumos não sejam cobertos pela produção dos seus painéis. Esta obrigação poderia não ser necessária verificando-se um correcto dimensionamento e instalação de baterias que assegura a segurança de abastecimento dos consumidores.

Por fim, é possível afirmar que apesar de alguns obstáculos que a transição energética apresenta é possível ultrapassá-los com recurso à produção descentralizada fotovoltaica e ao armazenamento

através de baterias. Do lado da produção, a intermitência/variabilidade das FER pode ser solucionada através da utilização das baterias. Relativamente aos custos de electricidade, a existência de trocas P2P e o facto de a instalação de painéis e baterias ocorrer de forma faseada permitem que estes não sejam superiores aos custos actuais e diminuam até 2050. As densidades de potência das FER são inferiores às das centrais de combustíveis fósseis, o que representa um problema, caso as densidades de potência de consumo sejam elevadas, tal como ocorre no município de Lisboa. No entanto esta questão pode ser ultrapassada, existindo a possibilidade de instalação de PVs em zonas periféricas com menor densidade populacional, como nos restantes municípios da AML.

5.2. Trabalho Futuro

Relativamente ao trabalho futuro diversos caminhos poderiam ser explorados. Do lado do consumo, em primeiro lugar, poder-se-ia incluir a electrificação dos sectores da agricultura e indústria, para que se pudesse compreender não só o potencial total da electrificação de redução de emissões de CO_2 como também qual o efeito em termos de capacidade fotovoltaicas e de baterias que estes dois sectores teriam na AML. Uma segunda proposta é o estudo de diferentes perfis de consumo associados a cada sector de actividade percebendo-se assim qual a redução do rácio de armazenamento (quantidade de baterias, GWh, por capacidade fotovoltaica, GWp), à semelhança do que foi feito nesta tese para o sector dos transportes.

Em relação aos *prosumers*, que produzem, consomem e vendem a sua própria electricidade, seria importante perceber o impacto da sua entrada no mercado nos comportamentos de consumo e consequentemente na quantidade de armazenamento necessária. Outro aspecto de especial relevância é a análise da mobilidade CASE como um todo, isto é, para além do estudo dos veículos eléctricos, o facto dos mesmos poderem estar conectados e ser autónomos e partilhados deve merecer igual atenção. A inclusão destas três características afectará a eficiência e a qualidade do transporte, sendo importante avaliar o trade-off entre elas, pois se por um lado as taxas de ocupação dos veículos podem ser mais elevadas, permitindo que os valores de passageiro quilómetro se mantenham nos níveis actuais ou até aumentem como previsto no RNC2050 sem que aumente o número de quilómetros percorridos, aumentado a eficiência da mobilidade, por outro, não é certo que a introdução da mobilidade enquanto serviço seja um incentivo suficiente para que os kms percorridos e, consequentemente, o tráfego diminuam.

Na produção de electricidade, uma das propostas é a inclusão na análise de sistemas fotovoltaicos que possuem seguidores solares para que a radiação recebida ao longo do dia seja maximizada. Poder-se-ia, desta forma, comparar qual o custo-benefício associados a este tipo de painéis, uma vez que os seus custos de investimento são superiores.

Finalmente, poderiam ser avaliados os impactes ambientais associados à extracção de matérias primas, produção e transporte dos painéis fotovoltaicos e baterias e, ainda, a redução de emissões de outros gases com efeito de estufa e de outros gases de escape, no caso da substituição de VCI por BEVs.

Referências

- Alvarenga, A., & Meireles, P. V. (2014). *Compromisso para o Crescimento Verde, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia*.
- Alzoubi, M. A., & Zhang, T. (2015). Characterization of Energy Efficient Vapor Compression Cycle Prototype with a Linear Compressor. *Energy Procedia*, 75(2), 3253–3258. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.695>
- APA. (2019a). *APA - Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030 (PNAC 2020/2030)*. <https://apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=117&sub3ref=1376>
- APA. (2019b). *Emissões de Gases com Efeito de Estufa | Relatório do Estado do Ambiente*. <https://rea.apambiente.pt/content/emissoes-de-gases-com-efeito-de-estufa?language=pt-pt>
- APA. (2019c). *Pegada energética e carbónica dos transportes | Relatório do Estado do Ambiente*. <https://rea.apambiente.pt/content/pegada-energetica-e-carbonica-dos-transportes>
- APA. (2019d). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)*. 2050.
- Barata, P. M., Pinto, B. V., Sousa, R., Aguiar-Conraria, L., & Alexandre, F. (2018). *Cenários Socioeconómicos de Evolução do País no Horizonte 2050*.
- Buyukkaya, E. (2010). Effects of biodiesel on a di diesel engine performance, emission and combustion characteristics. *Fuel*, 89(10), 3099–3105. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.05.034>
- Calaia, F. (2011). *Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas: Estudo experimental com transposição para um nível macro*.
- Camilo, F. M., Castro, R., Almeida, M. E., & Pires, V. F. (2017). Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal. *Solar Energy*, 150, 353–362.
- Cavaco, A., Silva, I. H., Renov, E., Canhoto, P., Neves, S., Renov, E., Neto, J., Manuel, I., & Pereira, C. (2016). *Radiação Solar Global em Portugal e a sua variabilidade, mensal e anual*.
- Cervero, R., Golub, A., & Nee, B. (2007). City CarShare longer-term travel demand and car ownership impacts. *Transportation Research Record*, 1992, 70–80. <https://doi.org/10.3141/1992-09>
- CleanEnergyGroup. (2019). *American Samoa Island Community Microgrid - Clean Energy Group*. <https://www.cleangroup.org/ceg-projects/resilient-power-project/featured-installations/american-samoa-microgrid/>
- Comissão Europeia. (2014). *Estratégia europeia de segurança energética*.
- Comissão Europeia. (2018). *EU Energy in Figures - Statistical Pocketbook*. <https://doi.org/10.2833/77817>
- Comissão Europeia. (2019a). *PVGIS (Global irradiation and solar electricity potential - Optimally-inclined PV modules)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/G_opt_PT.png
- Comissão Europeia. (2019b). *PVGIS (Slope 0°; Azimuth 0°)*. <https://re.jrc.ec.europa.eu/>
- Dennis, K. (2015). Environmentally Beneficial Electrification: Electricity as the End-Use Option. *Electricity Journal*, 28(9), 100–112. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2015.09.019>
- DGEG. (2018). *Energia em Portugal 2016*.
- DGEG. (2019a). *Energia em Números*.
- DGEG. (2019b). *Renováveis, Estatísticas Rápidas - julho de 2019*. http://www.ghbook.ir/index.php?name=های_رسانه_و_فرهنگ&option=com_dbook&task=readonline&book_id=13650&page=73&chckhashk=ED9C9491B4&Itemid=218&lang=fa&tmpl=component
- Diczfalusy, B., Taylor, P. (2011). Technology roadmap, energy-efficient buildings: heating and cooling equipment. *International Energy Agency*, 5(June), 3471–3473. <https://doi.org/10.1109/IEMBS.2004.1403974>
- Directiva (UE) 2018/2001 de 11 de dezembro de 2018 relativa à promoção da utilização de energia de*

- fontes renováveis. Parlamento Europeu e Conselho Europeu. (2018). 2018, 128.
- DL n.º 153/2014 de 20 de Outubro. *Diário da República n.º 202/2014, Série I. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.* (2014). 5298–5311. <https://dre.pt/application/file/58428682>
- DL n.º 34/2011 de 8 de Março. *Diário da República n.º 47/2011, Série I. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.* (2011). 1316–1325. <https://dre.pt/application/conteudo/279427>
- DL n.º 363/2007 de 2 de Novembro. *Diário da República n.º 211/2007, Série I. Ministério da Economia e da Inovação.* (2007). 7978–7984.
- DL n.º 85/2019 de 1 de Julho. *Diário da República n.º 123/2019, Série I. Ministério das Finanças.* (2019). 3208–3299. <https://data.dre.pt/eli/resolconsmin/107/2019/07/01/p/dre>
- DL n.º 162/2019 de 25 de Outubro. *Diário da República n.º 206/2019, Série I. Ministério do Ambiente e Transição Energética.* (2019). 45–62.
- EDP Distribuição. (2018). *Atualização dos perfis de consumo , de produção e de autoconsumo para o ano de 2018 Documento Metodológico (artigo 272 .º do Regulamento de Relações Comerciais)*. https://www.edpdistribuicao.pt/pt/comercializador/DisponibilizacaoDadosdeEnergia/Dados/DocMetodologico_PerfisConsumo2018.pdf
- EEA. (2018). *Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives* (Issue 13).
- Elbil. (2019). *Norwegian EV policy | Norsk elbilforening*. <https://elbil.no/english/norwegian-ev-policy/>
- ERSE. (2018). Caracterização da Procura de Energia Eléctrica em 2019. *ERSE- Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos.*
- ERSE. (2019). *ERSE*. <http://www.erse.pt/>
- Eurostat. (2019). *Eurostat Statistics Explained: Energy production and imports*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports#The_EU_and_its_Member_States_are_all_net_importers_of_energy
- Faria, M., Duarte, G., & Baptista, P. (2019). Assessing electric mobility feasibility based on naturalistic driving data. *Journal of Cleaner Production*, 206, 646–660.
- Felício, L., Henriques, S. T., & Domingos, T. (2019). *Insights from Past Trends in Exergy Efficiency and Carbon Intensity of Electricity: Portugal, 1900–2014*. 12(3)(534), 1–22.
- Fernandes, A. C., Guerra, M. D., Ribeiro, R., & Rodrigues, S. (2019). *Relatório do Estado do Ambiente Portugal*. 82.
- Ferreira, F., Tente, H., Dias, L., Monjardino, J., & Fortes, P. (2019). *Anexo Técnico RNC2050 - Mobilidade e Transportes*.
- Fraunhofer. (2019). *Photovoltaics Report*. <https://www.ise.fraunhofer.de>
- Gaetan, M., Sinead, O., & Manoel, R. (2018). Global market outlook. *EPIA - European Photovoltaic Industry Association.*, 60. https://doi.org/10.1787/key_energ_stat-2014-en
- Ganter, R., & Berrisford, C. (2019). *Longer Term Investments. March*.
- Goetzler, W., Guernsey, M., Young, J., Fuhrman, J., & Abdelaziz, O. (2016). *The Future of Air Conditioning for Buildings U.S. Department of Energy. July*.
- Gumus, M. (2011). Effects of volumetric efficiency on the performance and emissions characteristics of a dual fueled (gasoline and LPG) spark ignition engine. *Fuel Processing Technology*, 92(10), 1862–1867. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2011.05.001>
- Gustafsson, T., & Johansson, A. (2015). *Comparison between Battery Electric Vehicles and Internal Combustion Engine Vehicles fueled by Electrofuels: From an energy efficiency and cost perspective*. 71. <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/218621/218621.pdf>
- Hendron, R., & Engebrecht, C. (2010). *Residential load data. October*. <https://openei.org/datasets/files/961/pub/>
- Honrubia-Escribano, A., Ramirez, F. J., Gómez-Lázaro, E., Garcia-Villaverde, P. M., Ruiz-Ortega, M.

- J., & Parra-Requena, G. (2018). Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe. A comprehensive analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(September 2016), 488–501. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.061>
- Hukseflux. (2019). *How to calculate PV performance ratio and performance index | Hukseflux*. <https://www.hukseflux.com/applications/solar-energy-pv-system-performance-monitoring/how-to-calculate-pv-performance-ratio>
- Huld, T. (2011). *Estimating Solar Radiation and Photovoltaic System Performance , the PVGIS Approach*.
- IEA. (2018). *Global EV Outlook 2018*. <https://doi.org/10.1787/9789264302365-en>
- INE. (2019a). *INE - Contas Económicas Regionais (D.1.1.5)*. https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=cn_quadros&boui=248020475
- INE. (2019b). *INE - Contas Económicas Regionais (D.1.2.18)*. https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=cn_quadros&boui=248020715
- INE. (2019c). *Portal do INE - Projeções de população residente 2012-2060*. <https://www.ine.pt/>
- Insead, R. U. A. (2016). *On the efficiency of US electricity usage since. June 2005*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.012>
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*.
- IRENA. (2019a). *Renewable Power Generation Costs in 2018*.
- IRENA. (2019b). *Utility-Scale Batteries*.
- Jelle, B. P., Breivik, C., & Drolsum Røkenes, H. (2012). Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 100(7465), 69–96. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.12.016>
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12–29.
- Kabir, E., Kumar, P., Kumar, S., Adelodun, A. A., & Kim, K. (2018). *Solar energy : Potential and future prospects*. 82(September 2016), 894–900. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.094>
- Kitanovski, A., Plaznik, U., Tomc, U., & Poredoš, A. (2015). Present and future caloric refrigeration and heat-pump technologies. *International Journal of Refrigeration*, 57, 288–298. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2015.06.008>
- Kyriakidis, M., Happee, R., & De Winter, J. C. F. (2015). Public opinion on automated driving: Results of an international questionnaire among 5000 respondents. *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour*, 32, 127–140. <https://doi.org/10.1016/j.trf.2015.04.014>
- Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, 190, 191–203. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>
- Lisboa E-Nova. (2016). *Matriz Energética de Lisboa*.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., & Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 511–536. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142, 80–94.
- Mahmoudzadeh Andwari, A., Pesiridis, A., Rajoo, S., Martinez-Botas, R., & Esfahanian, V. (2017). A review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78(October 2015), 414–430. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.138>
- Mayer, J. N. N., Philipps, S., Hussein, N. S., Schiegi, T., & Senkpiel, C. (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics. *Agora Energiewende*, 82.
- Morgan, P., Hansen, M., & Tsao, J. Y. (2018). Comptes Rendus Physique LED lighting efficacy : Status and directions Efficacité de l ' éclairage LED : état de l ' art et directions. *Comptes Rendus Physique*, 19(3), 134–145. <https://doi.org/10.1016/j.crhy.2017.10.013>

- Nações Unidas. (2019). *UNdata | record view | Sunshine*. <http://data.un.org/Data.aspx?q=Korea&d=CLINO&f=ElementCode%3A15%3BCountryCode%3AKO>
- Najafi, G., Ghobadian, B., Tavakoli, T., Buttsworth, D. R., Yusaf, T. F., & Faizollahnejad, M. (2009). Performance and exhaust emissions of a gasoline engine with ethanol blended gasoline fuels using artificial neural network. *Applied Energy*, 86(5), 630–639. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.09.017>
- NHTSA. (2015). *Critical Reasons for Crashes Investigated in the National Motor Vehicle Crash Causation Survey*.
- NREL. (2019). *Best Research-Cell Efficiency Chart | Photovoltaic Research*. <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- ONU. (2008). *International Standard Industrial Classification of All Economic Activities Revision 4*.
- Parlamento Europeu. (2009). *DIRECTIVA 2009/28/CE. 2008(2)*, 16–62.
- PORDATA. (2019a). *PORDATA - Densidade populacional*. <https://www.pordata.pt/Municipios/Densidade+populacional-452>
- PORDATA. (2019b). *PORDATA - População residente: total e por grandes grupos etários*. [https://www.pordata.pt/Municipios/População+residente+total+e+por+grandes+grupos+etários-390](https://www.pordata.pt/Municipios/Popula%C3%A7%C3%A3o+residente+total+e+por+grandes+grupos+et%C3%A1rios-390)
- PORDATA. (2019c). *Temperatura máxima do ar no mês mais quente do ano (média mensal)*. [https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+máxima+do+ar+no+mês+mais+quente+do+ano+\(média+mensal\)-1339](https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+m%C3%A1xima+do+ar+no+m%C3%AAs+mais+quente+do+ano+(m%C3%A9dia+mensal)-1339)
- PORDATA. (2019d). *Temperatura média do ar (média anual)*. [https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+média+do+ar+\(média+anual\)-1067](https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+m%C3%A9dia+do+ar+(m%C3%A9dia+anual)-1067)
- PORDATA. (2019e). *Temperatura mínima do ar (média anual)*. [https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+mínima+do+ar+\(média+anual\)-1069](https://www.pordata.pt/Portugal/Temperatura+m%C3%ADnima+do+ar+(m%C3%A9dia+anual)-1069)
- RenewEconomy. (2015a). *Australia's "largest battery" to be added to solar powered astronomy hub | RenewEconomy*. <https://reneweconomy.com.au/australias-largest-battery-to-be-added-to-solar-powered-astronomy-hub-87638/>
- RenewEconomy. (2015b). *Bakken Hale: Largest solar-battery off-grid home in the world | RenewEconomy*. <https://reneweconomy.com.au/bakken-hale-largest-solar-battery-off-grid-home-in-the-world-73316/>
- República Portuguesa. (2013). *PNAER 2020*.
- Rodrigues, S., Faria, F., Ivaki, A. R., Cafôfo, N., Chen, X., Mata-Lima, H., & Morgado-Dias, F. (2016). Tesla powerwall: Analysis of its use in Portugal and United States. *International Journal of Power and Energy Systems*, 36(1), 37–43. <https://doi.org/10.2316/Journal.203.2016.1.203-6218>
- SAE. (2019). *SAE J3016 automated-driving graphic*. <https://www.sae.org/news/2019/01/sae-updates-j3016-automated-driving-graphic>
- Schlufter, C., & Stiehler, A. (2019). *Longer Term Investments - Renewables. january*, 1–22. <https://www.ubs.com/content/dam/WealthManagementAmericas/documents/Renewables-p.pdf>
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- Serrenho, A. C., Warr, B., Sousa, T., Ayres, R. U., & Domingos, T. (2016). Structure and dynamics of useful work along the agriculture-industry-services transition: Portugal from 1856 to 2009. *Structural Change and Economic Dynamics*, 36, 1–21.
- Smil, V. (2019). Distributed generation and megacities: Are renewables the answer? *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(2), 37–41.
- Solis. (2019). *Dentro do SOLIS | solis*. <https://solis-lisboa.pt/dentro-solis>
- Tesla. (2017). *Tesla Powerwall 2 AC Limited Warranty (USA). i*, 2–6.
- Tesla. (2019). *Powerwall | A bateria doméstica Tesla*. https://www.tesla.com/pt_PT/powerwall

- Till Bunsen, Cazzola, P., D'Amore, L., Gorner, M., Scheffer, S., Schuitmaker, R., Signollet, H., Tattini, J., & Paoli, J. T. L. (2019). Global EV Outlook 2019 to electric mobility. *OECD Iea.Org*, 232. www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/
- Tsao, J. Y., & Group, O. S. (2019). *Review The electrification of energy: Long-term trends and opportunities*. 1–14. <https://doi.org/10.1557/mre.2018.6>
- US DOE. (2019). *DOE Global Energy Storage Database*. <https://www.energystorageexchange.org/projects> (Accessed 4 August 2017).
- Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., Moser, D., & Román Medina, E. (2019). Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, August, 1–15.
- WSP. (2019). *Robben Island Solar Microgrid | WSP*. <https://www.wsp.com/en-GL/projects/robben-island-solar-microgrid>
- Wu, J., Lu, B., Liu, C., & He, J. (2018). A novel cascade micro-unit regeneration cycle for solid state magnetic refrigeration. *Applied Thermal Engineering*, 137(March), 836–847. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.03.109>
- Yorgos, J., Christos, J., Dedes, G., & Douligeris, C. (2019). Challenges, Risks and Opportunities for Connected Vehicle Services in Challenges, Risks and Opportunities for Connected Vehicle Services in Challenges , Risks and Opportunities for Connected Vehicle Services in Challenges , Risks and Opportunities for Con. *IFAC-PapersOnLine*, 51(34), 139–144. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.01.056>
- Zalk, J. Van, & Behrens, P. (2018). The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U . S . *Energy Policy*, 123(August 2017), 83–91. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>
- Zepter, J. M., Lüth, A., Crespo del Granado, P., & Egging, R. (2019). Prosumer integration in wholesale electricity markets: Synergies of peer-to-peer trade and residential storage. *Energy and Buildings*, 184, 163–176.

Anexos

Anexo-Tabela 1 - Associação entre as categorias do DGEG e os sectores de actividade

Sector de Actividade	Categorias DGEG
Agricultura	01 - Agricultura, produção animal 02 - Silvicultura 03 - Pesca
Indústria	05 - Extração de hulha e lenhite 06 - Extração de petróleo bruto e gás natural 07 - Extração e preparação de minérios metálicos 08 - Outras indústrias extrativas 09 - Atividades relacionadas com as indústrias extrativas 10 - Indústrias alimentares 11 - Indústria das bebidas 12 - Indústria do tabaco 13 - Fabricação de têxteis 14 - Indústria do vestuário 15 - Indústria do couro 16 - Indústrias da madeira e cortiça 17 - Fabricação de pasta, papel e cartão 18 - Impressão e reprodução de suportes gravados 19 - Fabricação de coque, produtos petrolíferos refinados 20 - Fabricação de produtos químicos 21 - Fabricação de produtos farmacêuticos 22 - Fabricação de artigos de borracha e de matérias plásticas

	23 - Fabricação de outros produtos minerais não metálicos
	24 - Indústrias metalúrgicas de base
	25 - Fabricação de produtos metálicos
	26 - Fabricação de equipamentos informáticos
	27 - Fabricação de equipamento elétrico
	28 - Fabricação de máquinas e de equipamentos, n.e.
	29 - Fabricação de veículos automóveis
	30 - Fabricação de outro equipamento de transporte
	31 - Fabrico de mobiliário e de colchões
	32 - Outras indústrias transformadoras
	35 - Eletricidade, gás, vapor, água quente e fria e ar frio
Transportes	49 - Transportes terrestres e por oleodutos ou gasodutos
	50 - Transportes por água
	51 - Transportes aéreos
Serviços	33 - Reparação, manutenção e instalação de máquinas
	36 - Captação, tratamento e distribuição de água
	37 - Recolha, drenagem e tratamento de águas residuais
	38 - Recolha, tratamento e eliminação de resíduos
	39 - Descontaminação e atividades similares
	41 - Promoção imobiliária; construção
	42 - Engenharia civil
	43 - Atividades especializadas de construção
	45 - Comércio, manutenção e reparação de automóveis e motociclos

- 46 - Comércio por grosso, exceto automóveis e motocicletos
 - 47 - Comércio a retalho, exceto automóveis e motocicletos
 - 52 - Armazenagem e atividades auxiliares dos transportes
 - 53 - Atividades postais e de courier
 - 55 - Alojamento
 - 56 - Restauração e similares
 - 58 - Atividades de edição
 - 59 - Atividades cinematográficas, de vídeo
 - 60 - Atividades de rádio e de televisão
 - 61 - Telecomunicações
 - 62 - Consultoria e programação informática
 - 63 - Atividades dos serviços de informação
 - 64 - Atividades de serviços financeiros
 - 65 - Seguros, fundos de pensões, exceto segurança social obrigatória
 - 66 - Atividades auxiliares de serviços financeiros e seguros
 - 68 - Atividades imobiliárias
 - 69 - Atividades jurídicas e de contabilidade
 - 70 - Atividades das sedes sociais e consultoria para gestão
 - 71 - Atividades de arquitetura, engenharia e técnicas afins
 - 72 - Atividades de investigação científica e de desenvolvimento
 - 73 - Publicidade, estudos de mercado e sondagens de opinião
 - 74 - Outras atividades de consultoria, científicas e técnicas
-

75 - Atividades veterinárias

77 - Atividades de aluguer

78 - Atividades de emprego

79 - Agências de viagem, operadores turísticos

80 - Investigação e segurança

81 - Manutenção de edifícios e jardins

82 - Serviços administrativos e de apoio às empresas

84 - Administração pública e defesa; segurança social obrigatória

85 - Educação

86 - Atividades de saúde humana

87 - Apoio social com alojamento

88 - Apoio social sem alojamento

90 - Teatro, música e dança

91 - Bibliotecas, arquivos e museus

92 - Lotarias e outros jogos de apostas

93 - Atividades desportivas, de diversão e recreativas

94 - Organizações associativas

95 - Reparação de computadores e de bens de uso pessoal

96 - Outras atividades de serviços pessoais

99 - Atividades dos organismos internacionais

991 - Consumo próprio

993 - Iluminação vias públicas e sinalização semafórica

Doméstico

98 - Consumo doméstico

Anexo-Tabela 2 - Categorias de exergia útil por vector energético (gás natural, G:P:L., gasolina, gasóleo, fuelóleo e biodiesel)

Sectores de Actividade	Categorias DGEG	Gás Natural	G.P.L.	Gasolina	Gasóleo	Fuelóleo	Biodiesel
Agricultura	01 - Agricultura, produção animal	LTH2	LTH2	LTH3	Trabalho Mecânico Transportes	LTH2	Trabalho Mecânico Transportes
	02 - Silvicultura	LTH2	LTH2	LTH3	Trabalho Mecânico Transportes	LTH2	Trabalho Mecânico Transportes
	03 - Pesca	LTH2	LTH2	Trabalho Mecânico Estático	Trabalho Mecânico Transportes	LTH2	Trabalho Mecânico Transportes
Indústria	05 - Extração de hulha e lenhite				Trabalho Mecânico Estacionário		
	06 - Extração de petróleo bruto e gás natural	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Estacionário		Trabalho Mecânico Estacionário		
	07 - Extração e preparação de minérios metálicos	HTH / MTH	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	08 - Outras indústrias extrativas				Trabalho Mecânico Estacionário		
	09 - Atividades relacionadas com as indústrias extrativas				Trabalho Mecânico Estacionário		
	10 - Indústrias alimentares	LTH2	LTH2	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Transportes	LTH2	Trabalho Mecânico Transportes
	11 - Indústria das bebidas	LTH2	LTH2	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Transportes	LTH2	Trabalho Mecânico Transportes
	12 - Indústria do tabaco	LTH2	LTH2	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Transportes	LTH2	Trabalho Mecânico Transportes
	13 - Fabricação de têxteis	LTH1	LTH1		LTH1	LTH1	
	14 - Indústria do vestuário	LTH1	LTH1		LTH1	LTH1	
	15 - Indústria do couro	LTH1	LTH1		LTH1	LTH1	
	16 - Indústrias da madeira e cortiça	LTH1	LTH1		Trabalho Mecânico Transportes	LTH1	
	17 - Fabricação de pasta, papel e cartão	LTH1	LTH1		Trabalho Mecânico Transportes	LTH1	
	18 - Impressão e reprodução de suportes gravados	LTH1	LTH1		Trabalho Mecânico Transportes	LTH1	
	19 - Fabricação de coque, produtos petrolíferos refinados	MTH	MTH	MTH	MTH	MTH	
	20 - Fabricação de produtos químicos	HTH / MTH	HTH / MTH		Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	21 - Fabricação de produtos farmacêuticos	HTH / MTH	HTH / MTH		Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	22 - Fabricação de artigos de borracha e de matérias plásticas	HTH / MTH	HTH / MTH		HTH / LTH1	HTH / MTH	
	23 - Fabricação de outros produtos minerais não metálicos	HTH / MTH	HTH / MTH		Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	24 - Indústrias metalúrgicas de base	HTH / MTH	HTH / MTH		Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	25 - Fabricação de produtos metálicos	HTH / MTH	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	26 - Fabricação de equipamentos informáticos	HTH / MTH	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	27 - Fabricação de equipamento elétrico	HTH / MTH	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	28 - Fabricação de máquinas e de equipamentos, n.e.	HTH / MTH	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário	Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	29 - Fabricação de veículos automóveis	HTH / MTH	HTH / MTH		Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	30 - Fabricação de outro equipamento de transporte	HTH / MTH	HTH / MTH		Trabalho Mecânico Estacionário	HTH / MTH	
	31 - Fabrico de mobiliário e de colchões	HTH / MTH	HTH / MTH		HTH / LTH1	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário

32 - Outras indústrias transformadoras	HTH / MTH	HTH / MTH		HTH / LTH1	HTH / MTH	Trabalho Mecânico Estacionário
35 - Eletricidade, gás, vapor, água quente e fria e ar frio	MTH	MTH	MTH	MTH	MTH	
49 - Transportes terrestres e por oleodutos ou gasodutos	Trabalho Mecânico Transportes	Trabalho Mecânico Transportes	Trabalho Mecânico Transportes	Trabalho Mecânico Transportes		Trabalho Mecânico Transportes
50 - Transportes por água		Trabalho Mecânico Transportes		Trabalho Mecânico Transportes	Trabalho Mecânico Transportes	
51 - Transportes aéreos						
33 - Reparação, manutenção e instalação de máquinas	LTH2/LTH4	LTH2/LTH4	Trabalho Mecânico Estacionário	LTH2/LTH4	LTH3	Trabalho Mecânico Transportes
36 - Captação, tratamento e distribuição de água						
37 - Recolha, drenagem e tratamento de águas residuais						
38 - Recolha, tratamento e eliminação de resíduos						
39 - Descontaminação e atividades similares						
41 - Promoção imobiliária; construção						
42 - Engenharia civil						
43 - Atividades especializadas de construção						
45 - Comércio, manutenção e reparação de automóveis e motocicletas						
46 - Comércio por grosso, exceto automóveis e motocicletas						
47 - Comércio a retalho, exceto automóveis e motocicletas						
52 - Armazenagem e atividades auxiliares dos transportes						
53 - Atividades postais e de courier						
55 - Alojamento						
56 - Restauração e similares						
58 - Atividades de edição						
59 - Atividades cinematográficas, de vídeo						
60 - Atividades de rádio e de televisão						
61 - Telecomunicações						
62 - Consultoria e programação informática						
63 - Atividades dos serviços de informação						
64 - Atividades de serviços financeiros						
65 - Seguros, fundos de pensões, exceto segurança social obrigatória						
66 - Atividades auxiliares de serviços financeiros e seguros						
68 - Atividades imobiliárias						
69 - Atividades jurídicas e de contabilidade						
70 - Atividades das sedes sociais e consultoria para gestão						
71 - Atividades de arquitetura, engenharia e técnicas afins						
72 - Atividades de investigação científica e de desenvolvimento						
73 - Publicidade, estudos de mercado e sondagens de opinião						

74 - Outras atividades de consultoria, científicas e técnicas							
75 - Atividades veterinárias							
77 - Atividades de aluguer							
78 - Atividades de emprego							
79 - Agências de viagem, operadores turísticos							
80 - Investigação e segurança							
81 - Manutenção de edifícios e jardins							
82 - Serviços administrativos e de apoio às empresas							
84 - Administração pública e defesa; segurança social obrigatória							
85 - Educação							
86 - Atividades de saúde humana							
87 - Apoio social com alojamento							
88 - Apoio social sem alojamento							
90 - Teatro, música e dança							
91 - Bibliotecas, arquivos e museus							
92 - Lotarias e outros jogos de apostas							
93 - Atividades desportivas, de diversão e recreativas							
94 - Organizações associativas							
95 - Reparação de computadores e de bens de uso pessoal							
96 - Outras atividades de serviços pessoais							
99 - Atividades dos organismos internacionais							
991 - Consumo próprio							
993 - Iluminação vias públicas e sinalização semafórica							
98 - Consumo doméstico	LTH2/LTH4	LTH2/LTH4	Trabalho Mecânico Estacionário	LTH2/LTH4	LTH3	Trabalho Mecânico Transportes	

Anexo-Tabela 3 - Eficiências exergetica final-útil por vector energético entre 2011 e 2017 (gás natural, G:P:L., gasolina, gasóleo, fuelóleo e biodiesel)

Sectores de Actividade	Categorias DGEG	Gás Natural	G.P.L.	Gasolina	Gasóleo	Fuelóleo	Biodiesel			
Agricultura	01 - Agricultura, produção animal	14,95%	14,95%	8,80%	12,61%	14,95%	12,96%			
	02 - Silvicultura	14,95%	14,95%	8,80%	12,61%	14,95%	12,96%			
	03 - Pesca	14,95%	14,95%	10,37%	12,61%	14,95%	12,96%			
Indústria	05 - Extração de hulha e lenhite				12,61%					
	06 - Extração de petróleo bruto e gás natural	39,58%	39,58%		12,61%					
	07 - Extração e preparação de minérios metálicos	36,57%	36,57%	10,37%	12,61%	36,57%				
	08 - Outras indústrias extrativas				12,61%					
	09 - Atividades relacionadas com as indústrias extrativas				12,61%					
	10 - Indústrias alimentares	14,95%	14,95%	10,37%	12,61%	14,95%	12,96%			
	11 - Indústria das bebidas	14,95%	14,95%	10,37%	12,61%	14,95%	12,96%			
	12 - Indústria do tabaco	14,95%	14,95%	10,37%	12,61%	14,95%	12,96%			
	13 - Fabricação de têxteis	19,53%	19,53%		19,53%	19,53%				
	14 - Indústria do vestuário	19,53%	19,53%		19,53%	19,53%				
	15 - Indústria do couro	19,53%	19,53%		19,53%	19,53%				
	16 - Indústrias da madeira e cortiça	19,53%	19,53%		12,61%	19,53%				
	17 - Fabricação de pasta, papel e cartão	19,53%	19,53%		12,61%	19,53%				
	18 - Impressão e reprodução de suportes gravados	19,53%	19,53%		12,61%	19,53%				
	19 - Fabricação de coque, produtos petrolíferos refinados	26,34%	26,34%	26,34%	26,34%	26,34%				
	20 - Fabricação de produtos químicos	36,57%	36,57%		12,61%	36,57%				
	21 - Fabricação de produtos farmacêuticos	36,57%	36,57%		12,61%	36,57%				
	22 - Fabricação de artigos de borracha e de matérias plásticas	36,57%	36,57%		36,57%	36,57%				
	23 - Fabricação de outros produtos minerais não metálicos	36,57%	36,57%		12,61%	36,57%				
	24 - Indústrias metalúrgicas de base	36,57%	36,57%		12,61%	36,57%				
	25 - Fabricação de produtos metálicos	36,57%	36,57%	10,37%	12,61%	36,57%				
	26 - Fabricação de equipamentos informáticos	36,57%	36,57%	10,37%	12,61%	36,57%				
	27 - Fabricação de equipamento eléctrico	36,57%	36,57%	10,37%	12,61%	36,57%				
	28 - Fabricação de máquinas e de equipamentos, n.e.	36,57%	36,57%	10,37%	12,61%	36,57%				
	29 - Fabricação de veículos automóveis	36,57%	36,57%		12,61%	36,57%				
	30 - Fabricação de outro equipamento de transporte	36,57%	36,57%		12,61%	36,57%				
	31 - Fabrico de mobiliário e de colchões	36,57%	36,57%		36,57%	36,57%	39,58%			
	32 - Outras indústrias transformadoras	36,57%	36,57%		36,57%	36,57%	39,58%			
	35 - Electricidade, gás, vapor, água quente e fria e ar frio	26,34%	26,34%	26,34%	26,34%	26,34%				
	Transportes	49 - Transportes terrestres e por oleodutos ou gasodutos	8,00%	25,10%	28,50%	32,80%		12,96%		
		50 - Transportes por água		39,58%		39,58%	39,58%			
		51 - Transportes aéreos								
	Outros	33 - Reparação, manutenção e instalação de máquinas	16,49%	16,49%	16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%	
36 - Captação, tratamento e distribuição de água		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%	
37 - Recolha, drenagem e tratamento de águas residuais		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
38 - Recolha, tratamento e eliminação de resíduos		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%

39 - Descontaminação e atividades similares	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
41 - Promoção imobiliária; construção	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
42 - Engenharia civil	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
43 - Atividades especializadas de construção	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
45 - Comércio, manutenção e reparação de automóveis e motocicletas	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
46 - Comércio por grosso, exceto automóveis e motocicletas	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
47 - Comércio a retalho, exceto automóveis e motocicletas	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
52 - Armazenagem e atividades auxiliares dos transportes	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
53 - Atividades postais e de courier	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
55 - Alojamento	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
56 - Restauração e similares	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
58 - Atividades de edição	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
59 - Atividades cinematográficas, de vídeo	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
60 - Atividades de rádio e de televisão	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
61 - Telecomunicações	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
62 - Consultoria e programação informática	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
63 - Atividades dos serviços de informação	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
64 - Atividades de serviços financeiros	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
65 - Seguros, fundos de pensões, exceto segurança social obrigatória	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
66 - Atividades auxiliares de serviços financeiros e seguros	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
68 - Atividades imobiliárias	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
69 - Atividades jurídicas e de contabilidade	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
70 - Atividades das sedes sociais e consultoria para gestão	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
71 - Atividades de arquitetura, engenharia e técnicas afins	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
72 - Atividades de investigação científica e de desenvolvimento	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
73 - Publicidade, estudos de mercado e sondagens de opinião	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
74 - Outras atividades de consultoria, científicas e técnicas	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
75 - Atividades veterinárias	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
		16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
77 - Atividades de aluguer	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
78 - Atividades de emprego	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
79 - Agências de viagem, operadores turísticos	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
80 - Investigação e segurança	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
81 - Manutenção de edifícios e jardins	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%
82 - Serviços administrativos e de apoio às empresas	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%

		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
84 - Administração pública e defesa; segurança social obrigatória		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
85 - Educação		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
86 - Atividades de saúde humana		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
87 - Apoio social com alojamento		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
88 - Apoio social sem alojamento		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
90 - Teatro, música e dança		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
91 - Bibliotecas, arquivos e museus		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
92 - Lotarias e outros jogos de apostas		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
93 - Atividades desportivas, de diversão e recreativas		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
94 - Organizações associativas		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
95 - Reparação de computadores e de bens de uso pessoal		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
96 - Outras atividades de serviços pessoais		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
99 - Atividades dos organismos internacionais		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
991 - Consumo próprio		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
993 - Iluminação vias públicas e sinalização semafórica		16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%
98 - Consumo doméstico	16,49%	16,49%	10,37%	7,10%	8,80%	12,96%

Anexo-Tabela 4 - Eficiências exergética final-útil entre 2011 e 2017 na electricidade (adaptado de (Felício et al., 2019))

Sector de Actividade	Trabalho Mecânico	Arrefecimento ¹³	Iluminação	Calor ¹⁴	Equipamentos Electrónicos	Electrólise
Agricultura	93,55%	12,23%	3,86%	36,57%	-	43,64%
Indústria	93,55%	12,23%	3,86%	36,57%	-	43,64%
Serviços	80,99%	15,53%	3,86%	19,98%	1,94%	-
Doméstico	80,99%	15,53%	3,86%	19,98%	1,94%	-
Transportes	87,70%	-	-	-	-	-

¹³ No sector doméstico e nos serviços a eficiência exergética final-útil do arrefecimento representa uma eficiência agregada das eficiências de 15,78% (refrigeração) e 2,49% (AC).

¹⁴ No sector doméstico e nos serviços a eficiência exergética final-útil do calor representa uma eficiência agregada das eficiências de 25,41% (LTH2), 2,69% (LTH4) e 9,16% (AC).

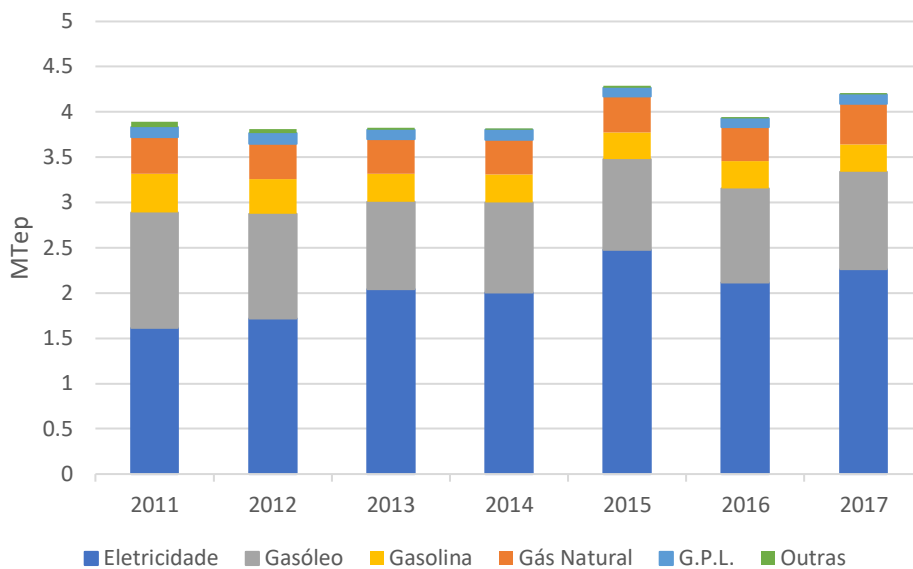
Anexo-Tabela 5 - Projeções de população residente, PIB e VAB do sector terciário (preços constantes) para a AML (2016-2050)

Projeções	2016 ¹⁵	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
FP-PIB per Capita AML Real (€)	22 309	24 338	26 348	28 525	30 427	32 457	35 138	38 041
Pelotão-PIB per Capita AML Real (€)	22 309	24 338	26 608	29 091	31 339	33 761	36 911	40 355
CA-PIB AML per Capita Real (€)	22 309	24 338	26 348	28 525	30 881	33 431	36 551	39 961
População Residente na AML (INE Cenário Central)	2 817 014	2 787 541	2 769 379	2 753 559	2 743 163	2 734 282	2 722 176	2 702 961
FP-PIB AML Real (M€)	62 844	67 843	72 968	78 544	83 467	88 747	95 653	102 823
Pelotão-PIB AML Real (M€)	62 844	67 843	73 689	80 104	85 969	92 313	100 479	109 078
CA-PIB AML Real (M€)	62 844	67 843	72 968	78 544	84 711	91 411	99 497	108 012
FP-VAB Real sector Terciário AML (M€)	47 205	50 960	54 809	58 998	62 696	66 662	71 849	77 235
Pelotão-VAB Real sector Terciário AML (M€)	47 205	50 960	55 351	60 170	64 575	69 340	75 474	81 933
CA-VAB Real sector Terciário AML (M€)	47 205	50 960	54 809	58 998	63 630	68 663	74 737	81 133

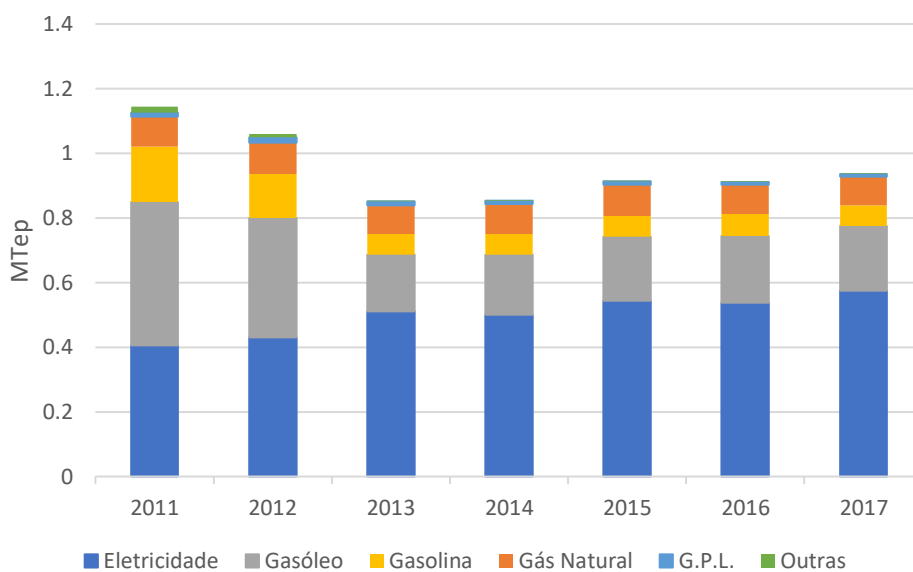
Anexo-Tabela 6 - Frações de exergia útil do sector doméstico e dos serviços na AML (2011-2017)

Categoria de Uso	Tipo de Uso	Sector Doméstico	Sector dos Serviços
Calor	AQS (LTH2)	35,54%	28,49%
	Cozinhar (LTH2)	27,36%	23,26%
	Aquecimento Ambiente (LTH4)	2,04%	2,69%
	Aquecimento Ambiente (AC)	0,11%	0,14%
Arrefecimento	Refrigeração	8,05%	10,46%
	Arrefecimento AC	0,02%	0,03%
Equipamentos Electrónicos		1,48%	1,93%
Iluminação		1,88%	2,44%
Trabalho Mecânico		23,51%	30,55%

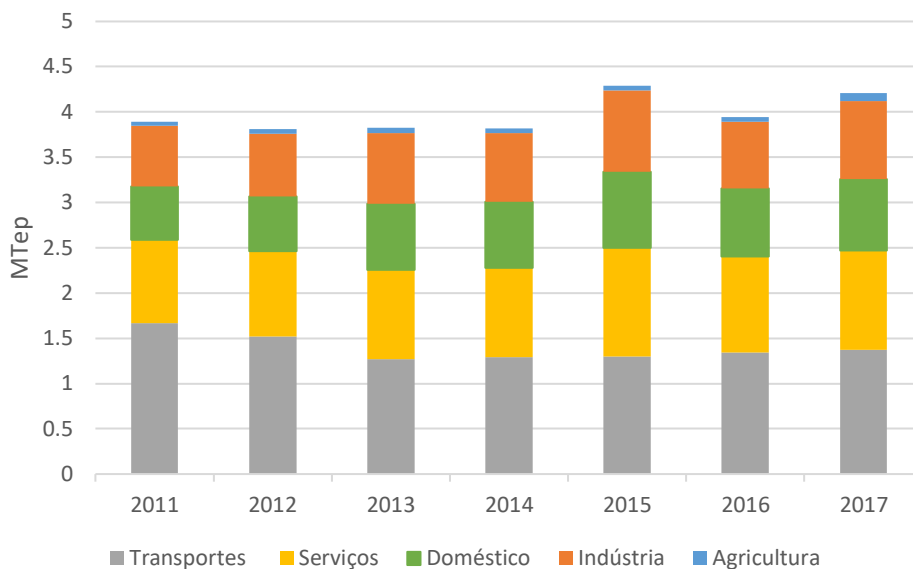
¹⁵ Últimos valores observados de PIB per capita real, população residente, PIB real e VAB do sector terciário na AML



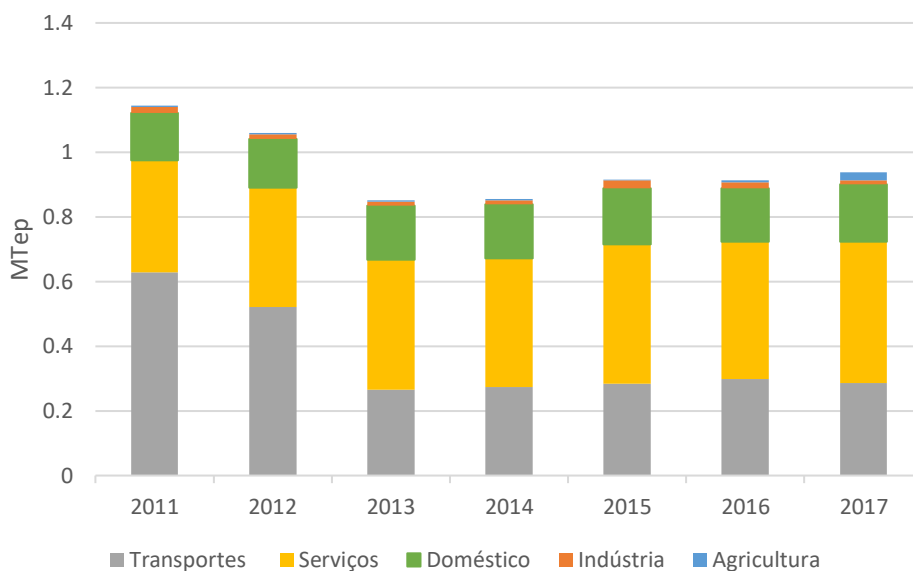
Anexo-Figura 1 - Consumo de exergia primária por vector energético na AML (2011-2017)



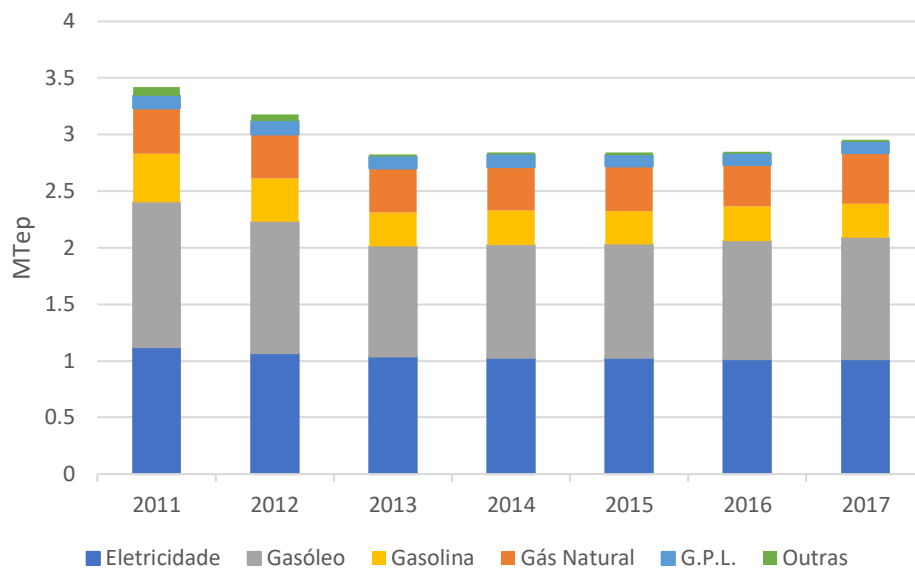
Anexo-Figura 2 - Consumo de exergia primária por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)



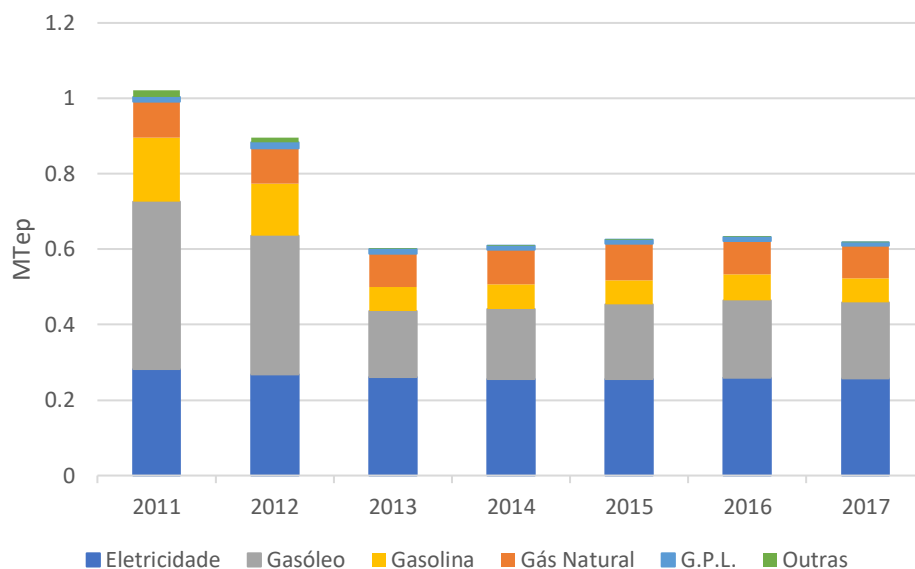
Anexo-Figura 3 - Consumo de exergia primária por sector de actividade na AML (2011-2017)



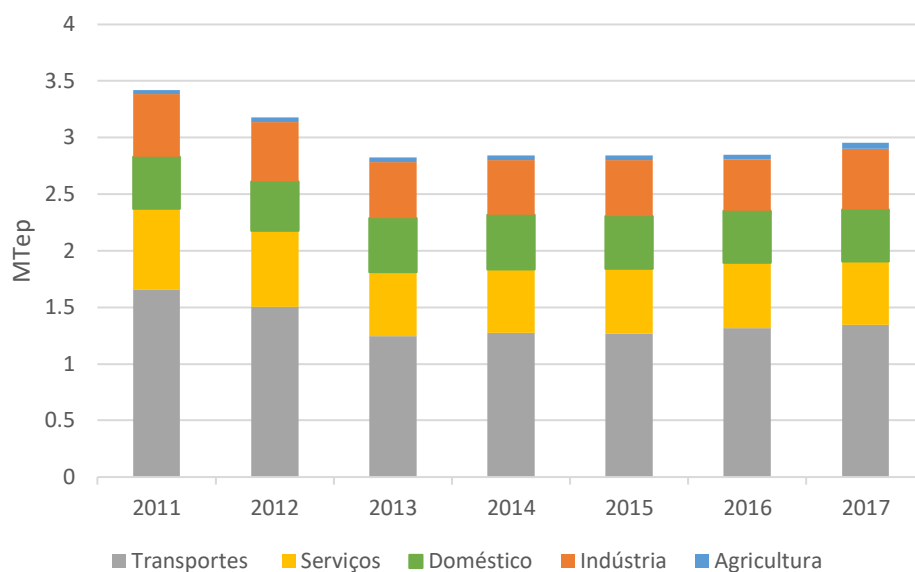
Anexo-Figura 4 - Consumo de exergia primária por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)



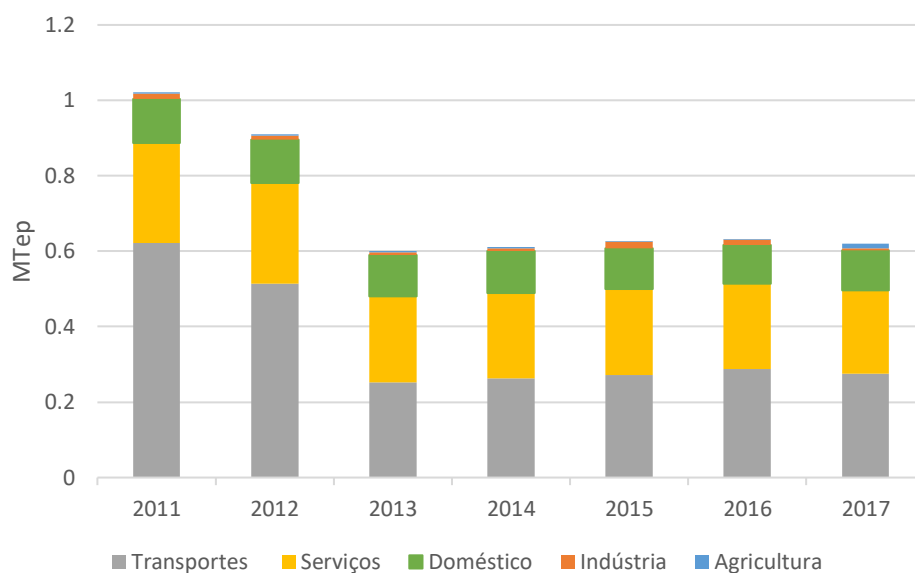
Anexo-Figura 5 - Consumo de exergia final por vector energético na AML (2011-2017)



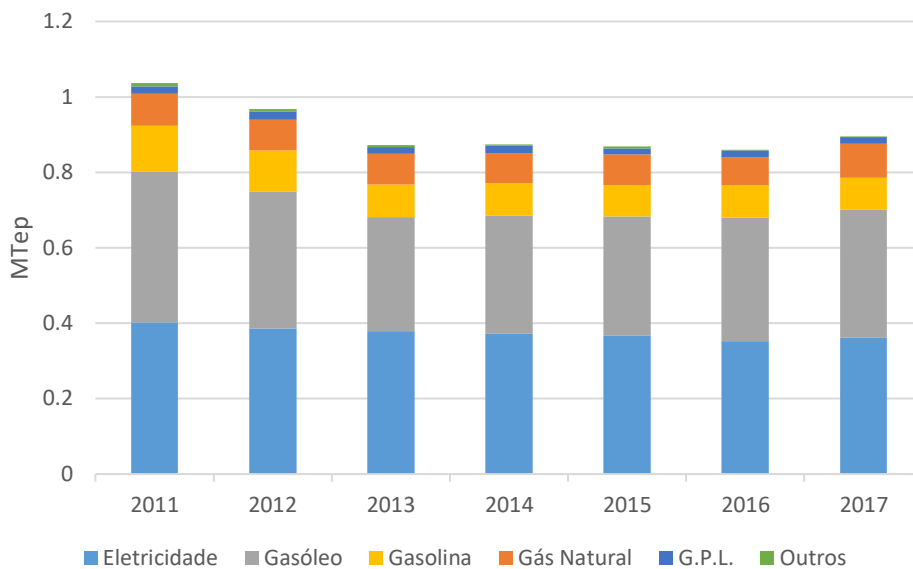
Anexo-Figura 6 - Consumo de exergia final por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)



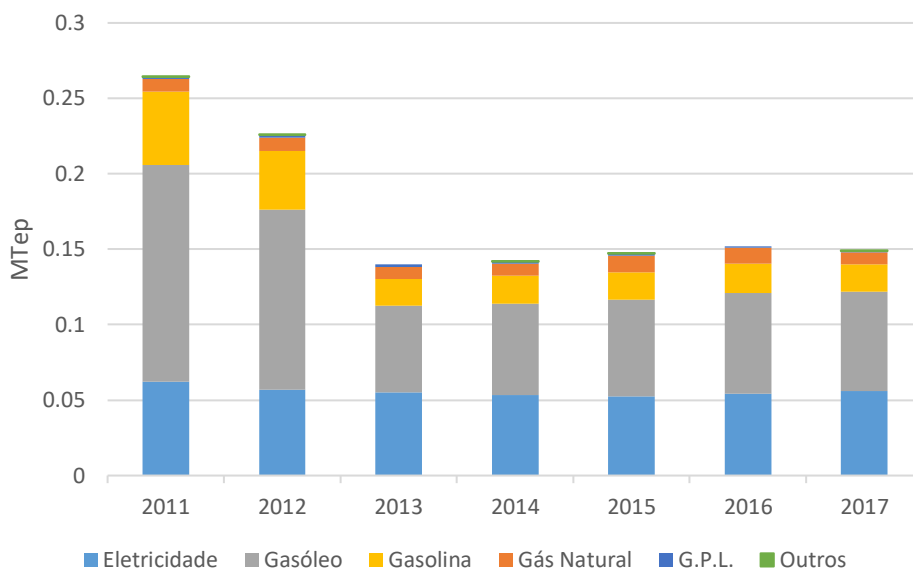
Anexo-Figura 7 - Consumo de exergia final por sector de actividade na AML (2011-2017)



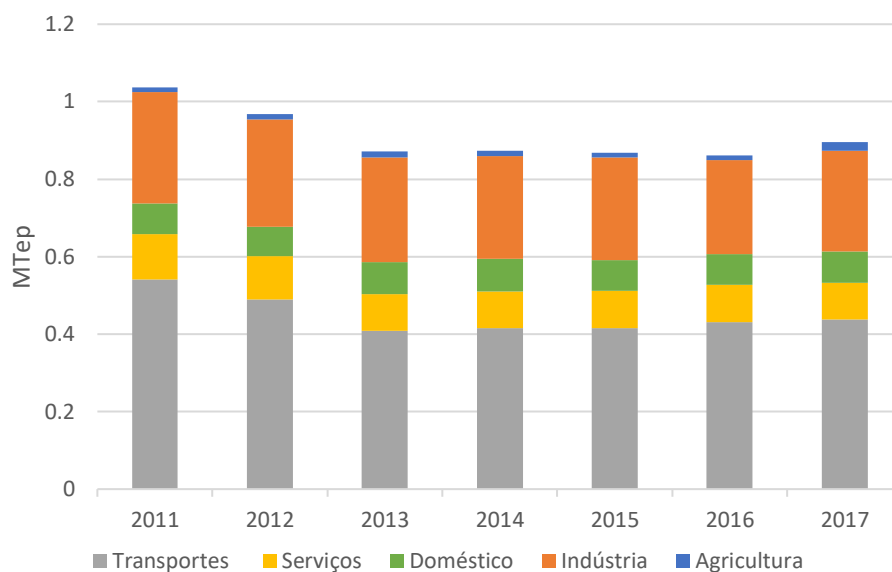
Anexo-Figura 8 - Consumo de exergia final por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)



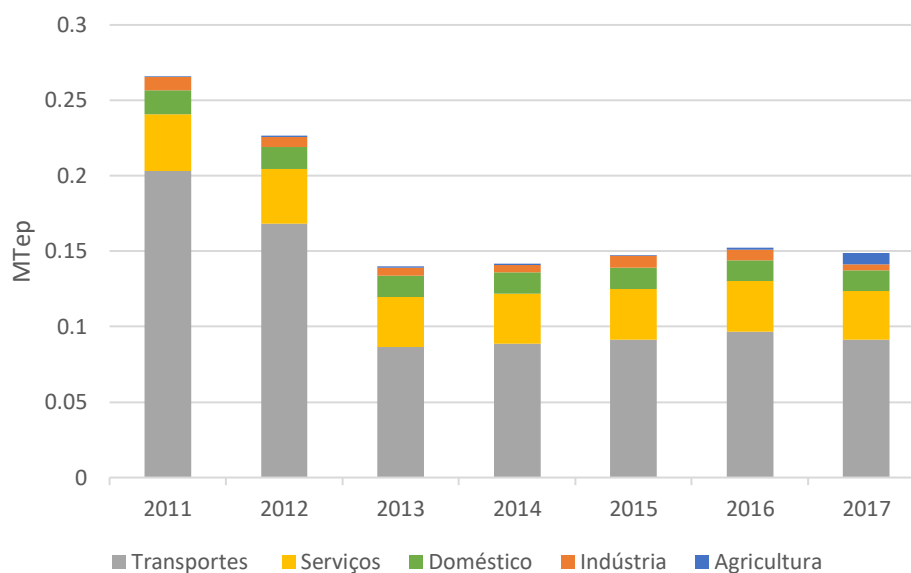
Anexo-Figura 9 - Consumo de exergia útil por vector energético na AML (2011-2017)



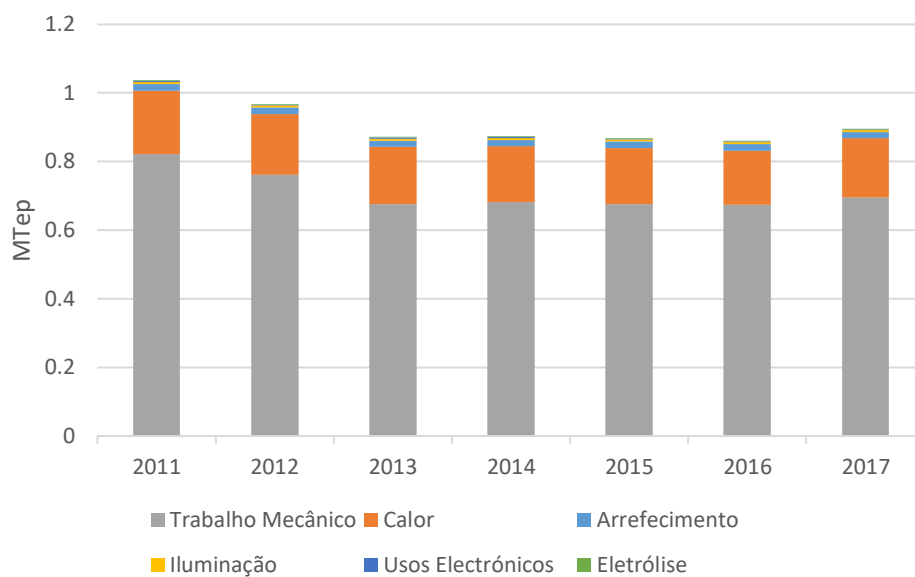
Anexo-Figura 10 - Consumo de exergia útil por vector energético no município de Lisboa (2011-2017)



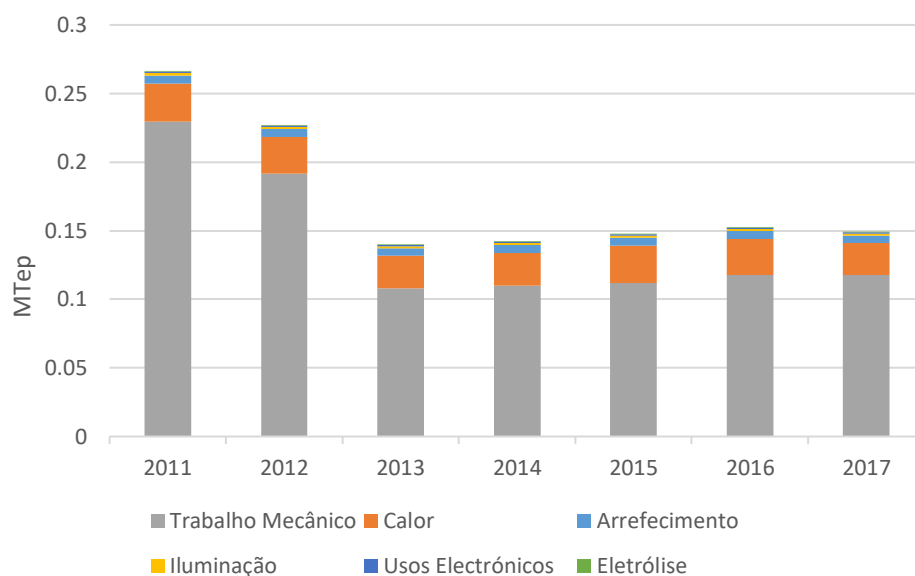
Anexo-Figura 11 - Consumo de exergia útil por sector de actividade na AML (2011-2017)



Anexo-Figura 12 - Consumo de exergia útil por sector de actividade no município de Lisboa (2011-2017)



Anexo-Figura 13 - Consumo de exergia útil por categoria de uso na AML (2011-2017)



Anexo-Figura 14 - Consumo de exergia útil por categoria de uso no município de Lisboa (2011-2017)

Anexo-Tabela 7 - Consumo de exergia útil por categoria/tipo de uso na AML (2011-2017)

Exergia Útil por Categoria/Tipo de Uso na AML (Tep)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Calor	183527	176569	165980	163959	164416	157532	171939
HTH	18225	18425	17380	15691	15104	12982	13308
MTH	18482	18921	17383	15686	15120	12991	13512
LTH	136418	129128	121231	122715	124557	122717	135642
LTH1	6574	5424	4045	4244	6133	6462	20223
LTH2	68781	63980	63134	62287	64614	65201	63535
LTH3	59201	57980	52362	54509	52116	49322	50201
LTH4 (20°C)	1863	1745	1690	1675	1694	1733	1684
Arrefecimento (AC)	241	226	219	217	219	224	218
Trabalho Mecânico	822612	762404	677173	681407	675950	674865	696193
T. Mecânico (transportes)	540390	489852	408568	416013	414997	430241	438579
T. Mecânico (estático)	282222	272551	268604	265394	260953	244624	257614
Iluminação	6370	6225	5965	5888	5871	5836	5853
Arrefecimento	19536	18363	17826	17661	17794	18028	17672
Usos Electrónicos	3258	3052	2956	2930	2962	3031	2945
Eletrólise	1512	1469	1453	1436	1401	1282	1378

Anexo-Tabela 8 - Consumo de exergia útil por categoria/tipo de uso no município de Lisboa (2011-2017)

Exergia Útil por Categoria/Tipo de Uso no município de Lisboa (Tep)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Calor	27743	26646	23848	23983	27210	26204	23245
HTH	165	134	112	102	1773	1613	48
MTH	168	142	123	106	1794	1622	66
LTH	26982	26026	23317	23487	23379	22695	22586
LTH1	8	10	10	44	60	4	9
LTH2	15335	14637	14276	14152	14251	14325	13809
LTH3	11013	10783	8448	8712	8483	7779	8201
LTH4 (20°C)	626	597	583	579	585	587	567
Arrefecimento (AC)	81	77	75	75	76	76	73
Trabalho Mecânico	229506	191686	107810	109837	112112	117805	117709
T. Mecânico (transportes)	203408	168311	86429	88712	91442	96876	91325
T. Mecânico (estático)	26098	23375	21382	21125	20669	20929	26384
Iluminação	1621	1643	1563	1505	1505	1495	1535
Arrefecimento	6024	5730	5590	5554	5600	5623	5484
Usos Electrónicos	1095	1044	1020	1013	1022	1026	992
Eletrólise	52	40	33	32	28	30	70

Anexo-Tabela 9 - Projeções de consumo de exergia útil nos sectores doméstico e dos serviços na AML (2016-2050)

Exergia Útil AML (tep)	2016 ¹⁶	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
FP-Doméstico	79608	86497	93032	100141	106418	113150	121954	131096
Pelotão- Doméstico	79608	86497	93951	102130	109607	117696	128107	139071
CA- Doméstico	79608	86497	93032	100141	108003	116546	126855	137712
FP- Serviços	97314	110124	118443	127494	135486	144057	155266	166904
Pelotão- Serviços	97314	110124	119613	130026	139546	149844	163099	177058
CA-Serviços	97314	110124	118443	127494	137504	148380	161506	175328

Anexo-Tabela 10 - Projeções de consumo de exergia útil nos sectores doméstico e dos serviços em Lisboa (2016-2050)

Exergia Útil Lisboa (tep)	2016 ¹⁷	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
FP-Doméstico	13506	14674	15783	16989	18054	19196	20690	22240
Pelotão- Doméstico	13506	14674	15939	17326	18595	19967	21733	23593
CA- Doméstico	13506	14674	15783	16989	18323	19772	21521	23363
FP- Serviços	33465	37871	40732	43844	46593	49540	53395	57397
Pelotão- Serviços	33465	37871	41134	44715	47989	51530	56088	60889
CA-Serviços	33465	37871	40732	43844	47287	51027	55540	60294

¹⁶ Último valor observado correspondendo ao valor inicial de partida para as projeções na AML

¹⁷ Último valor observado correspondendo ao valor inicial de partida para as projeções no município de Lisboa