



UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Pedro Gustavo Pereira Granjo Vaz

**ANÁLISE DOS SISTEMAS G2V E V2G NO CONTEXTO DA
INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL**

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.

Julho de 2019

Faculdade de Ciências e Tecnologia
da Universidade de Coimbra

ANÁLISE DOS SISTEMAS G2V E V2G NO CONTEXTO DA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

Pedro Gustavo Pereira Granjo Vaz

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.

Julho de 2019



UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura por toda a sua paciência, disponibilidade e ajuda nesta dissertação. O seu contributo foi fundamental, pois sem ele tudo seria muito mais complicado. Muito obrigado.

Agradeço também ao corpo docente do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra por todo o conhecimento que adquiri nestes anos.

Aos meus amigos que percorreram este percurso académico comigo, com os quais partilhei muitos momentos de felicidade e alegria. Aos amigos, que fora da universidade sempre me deram força e me encorajaram.

Um agradecimento muito especial à minha namorada por todo o apoio, carinho, paciência e atenção nos momentos mais difíceis. Sem dúvida que foi um grande pilar nesta etapa.

Por fim, um enorme e sincero obrigado aos meus pais e à minha família, sem eles nada disto seria possível. A motivação e suporte prestados foram, sem dúvida, essenciais ao longo deste percurso académico.

A todos, o meu sincero e profundo agradecimento.

Abstract

The large-scale consumption of fossil fuels and the environmental problems arising from the emission of greenhouse gases into the atmosphere have created a need to change mobility habits. As an answer to these needs, there has been a strong investment by automotive companies in the development of electric vehicles, as well as in the associated technologies.

The lack of control in electric vehicles charging may introduce higher peaks in the electrical grid. However, by using the Grid-to-Vehicle (G2V) strategy, according to the prices or availability of renewable energy, benefits can be generated for both the grid and the user. With the right technology, in addition to absorbing energy from the grid, the vehicles can also use part of the storage capacity to inject energy into the grid to ensure the matching between renewable generation and demand, using Vehicle-to-Grid (V2G), but at the expense of battery degradation.

The goal of this dissertation is to analyze the different methodologies and technologies for the implementation of G2V and V2G, as well as their potential benefits and limitations for the grid and users. To accomplish this, it has been made an evaluation of the autonomy of the electric vehicles considering a wide range of influential factors: two different climates, their daily consumption, the capacity of their batteries (for mobility and for V2G), their price and charging time, three types of penetration (10%, 25% and 50%), in Portugal, and, finally, in three typical days: winter, spring and summer. Thus, the technical benefits of three control strategies (without control, with G2V control and with V2G control) were analyzed.

Finally, the economic benefits were also assessed, both for the grid and for the owners of each EV model, in the three analyzed strategies. For this evaluation, the daily degradation of the batteries was considered, associated to the use of V2G, through a model in Simulink environment. It was thus verified that both strategies can generate great benefits for the grid and for the consumer.

Keywords: Renewable Generation, Electric Vehicle, Vehicle-to-Grid (V2G), Grid-to-Vehicle (G2V), Energy Storage.

Resumo

O consumo de combustíveis fósseis em larga escala e os problemas ambientais resultantes da emissão de gases de efeito estufa para a atmosfera criaram uma necessidade de alteração dos hábitos de mobilidade. Como resposta a estas necessidades tem existido um forte investimento efetuado pelas empresas do setor automóvel no desenvolvimento de veículos elétricos (VEs), bem como nas tecnologias a estes associados.

A falta de controlo no carregamento dos VEs pode introduzir maiores picos na rede elétrica. Contudo, utilizando a estratégia *Grid-to-Vehicle* (G2V), de acordo com preços ou disponibilidade de energia renovável, podem-se gerar benefícios tanto para a rede como para o utilizador. Com tecnologia adequada, além de absorver energia da rede, os veículos também podem usar parte da capacidade de armazenamento para injetar energia na rede, a fim de garantir o equilíbrio entre a geração e a procura, usando o sistema *Vehicle-to-Grid* (V2G), mas à custa de uma degradação da bateria.

Esta dissertação teve como objetivo analisar as diferentes metodologias e tecnologias para implementação de G2V e V2G, assim como os seus potenciais benefícios e limitações para a rede e utilizadores. Para tal, foi feita uma avaliação da autonomia dos VEs, considerando dois diferentes climas, do seu consumo diário, da capacidade das baterias (para locomoção e para V2G), do preço das mesmas e do tempo de carga, atendendo a três tipos de penetração, 10%, 25% e 50%, em Portugal, em três dias típicos: inverno, primavera e verão. Avaliaram-se assim os benefícios técnicos nas três estratégias de controlo analisadas: sem controlo, com controlo G2V e com controlo V2G.

Por fim, avaliaram-se também os benefícios económicos, quer para a rede quer para os proprietários de cada modelo de VE, nas três estratégias analisadas. Para esta avaliação considerou-se a degradação diária das baterias, associada ao uso de V2G, através de um modelo em ambiente *Simulink*. Verificou-se assim que ambas as estratégias podem gerar grandes benefícios para a rede e para o consumidor.

Palavras Chave: Geração Renovável, Veículo Elétrico, *Vehicle-to-Grid* (V2G), *Grid-to-Vehicle* (G2V), Armazenamento de Energia.

Índice

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Estrutura	2
Capítulo 2 - Veículo elétrico	5
2.1. Tipos de veículo elétrico.....	5
2.2. Vantagens e desvantagens	6
2.3. Crescimento no mercado	7
Capítulo 3 - G2V e V2G	9
3.1. Conceito.....	9
3.2. Objetivos e limitações de cada estratégia	11
3.3. Estudos e projetos.....	12
3.3.1. G2V	12
3.3.2. V2G	13
3.3.3. G2V e V2G.....	14
Capítulo 4 - Casos de estudo	17
4.1. Dados dos veículos	17
4.2. Cenários de penetração de VEs	19
4.3. Dados do sistema eletroprodutor	20
4.4. Cenários do sistema eletroprodutor	22
Capítulo 5 - Avaliação de impactos técnicos	29
5.1. Pressupostos	29
5.2. Cenário base	31
5.2.1. Inverno.....	31
5.2.2. Primavera.....	33
5.2.3. Verão	34
5.3. Cenário com controlo G2V.....	36
5.3.1. Inverno.....	36
5.3.2. Primavera.....	37

5.3.3. Verão	38
5.4. Cenário com controlo V2G	39
5.4.1. Inverno	40
5.4.2. Primavera	41
5.4.3. Verão	42
Capítulo 6 - Avaliação de impactos económicos	45
6.1. Impactos na rede elétrica	45
6.2. Impactos para o consumidor	47
6.2.1. Impactos sem contabilizar a degradação das baterias	47
6.2.2. Modelo de degradação das baterias	51
6.2.3. Impactos considerando a degradação das baterias	53
Capítulo 7 - Conclusões e trabalho futuro	57
7.1. Conclusões	57
7.2. Trabalho futuro	59
Referências bibliográficas	61
Anexo A – Tabelas de preços	67
Anexo B – Curvas de degradação	71
B.1. Inverno	71
B.2. Primavera	76
B.3. Verão	82

Índice de figuras

Figura 1 – Arquitetura de diferentes tipos de veículo elétrico: a) ICEV; b) BEV; c) HEV ou PHEV em paralelo; d) PHEV em série [6].....	6
Figura 2 – Evolução do stock de carros elétricos, em milhares de unidades, por constituição, entre 2005 e 2017 [12].....	7
Figura 3 – Custo das baterias de íões de lítio, por kWh, entre 2010 e 2030 [11].....	8
Figura 4 – Esquema ilustrativo do fluxo bidirecional de energia num sistema típico Vehicle-to-Grid [16].....	10
Figura 5 – Controlo da intermitência das energias renováveis através dos conceitos V2G e G2V [18].....	11
Figura 6 – Sumário da experiência com modelo de degradação por ciclos, com o prognóstico da perda de capacidade ao longo de 6 anos [44].	15
Figura 7 – Variabilidade dos recursos renováveis entre 2009 e 2018 [61].	22
Figura 8 – Diagrama de consumo total de 20 de março de 2018 [58].....	23
Figura 9 – Produção em regime especial de 20 de março de 2018 [58].....	23
Figura 10 – Preços do mercado diário, em €/MWh, de 20 de março de 2018 [62].....	24
Figura 11 – Diagrama de consumo total de 13 de abril de 2018 [58].	25
Figura 12 – Produção em regime especial de 13 de abril de 2018 [58].	25
Figura 13 – Preços do mercado diário, em €/MWh, de 13 de abril de 2018 [62].	26
Figura 14 – Diagrama de consumo total de 24 de julho de 2018 [58].	26
Figura 15 – Produção em regime especial de 24 de julho de 2018 [58].	27
Figura 16 – Preços do mercado diário, em €/MWh, de 24 de julho de 2018 [62].	27
Figura 17 – Distribuição estatística horária correspondente à primeira e última viagem do dia [63].	29
Figura 18 – Padrão de estacionamento residencial [63].....	30

Figura 19 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de inverno.....	32
Figura 20 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de primavera.....	34
Figura 21 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de verão.....	35
Figura 22 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de inverno, com controlo G2V.....	37
Figura 23 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de primavera, com controlo G2V.....	38
Figura 24 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de verão, com controlo G2V.....	39
Figura 25 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de inverno, com controlo V2G.....	41
Figura 26 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de primavera, com controlo V2G.....	42
Figura 27 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de verão, com controlo V2G.....	43
Figura 28 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.....	52
Figura 29 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.....	71
Figura 30 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.....	71
Figura 31 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.....	72
Figura 32 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.....	72
Figura 33 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.....	73

Figura 34 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.....	73
Figura 35 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.....	74
Figura 36 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.....	74
Figura 37 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.....	75
Figura 38 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.....	75
Figura 39 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.....	76
Figura 40 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.....	76
Figura 41 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.....	77
Figura 42 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.....	77
Figura 43 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.....	78
Figura 44 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.....	78
Figura 45 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.....	79
Figura 46 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.....	79
Figura 47 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.....	80

Figura 48 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.	80
Figura 49 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.	81
Figura 50 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.	81
Figura 51 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.	82
Figura 52 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.....	82
Figura 53 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.....	83
Figura 54 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.....	83
Figura 55 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.....	84
Figura 56 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.....	84
Figura 57 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.....	85
Figura 58 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.....	85
Figura 59 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.....	86
Figura 60 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração.....	86
Figura 61 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração.....	87

Figura 62 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração..... 87

Figura 63 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração..... 88

Índice de tabelas

Tabela 1 – Modelos dos VEs com respetiva autonomia, capacidades total e disponível e preço de substituição.	17
Tabela 2 – Modelos dos VEs com respetiva capacidade utilizada para 25 km diários.	18
Tabela 3 – Quantidade aproximada de VEs e respetiva percentagem em relação à frota total [46].	18
Tabela 4 – Capacidade máxima disponível para um cenário com 10% de VEs em circulação em Portugal.....	19
Tabela 5 – Capacidade máxima disponível para um cenário com 25% de VEs em circulação em Portugal.....	20
Tabela 6 – Capacidade máxima disponível para um cenário com 50% de VEs em circulação em Portugal.....	20
Tabela 7 – Excessos médios mensais, de energia renovável, durante o ano civil de 2018.	21
Tabela 8 – Dados relativos aos VEs e respetivos carregadores.....	30
Tabela 9 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no inverno, para os diferentes níveis de penetração.....	32
Tabela 10 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, na primavera, para os diferentes níveis de penetração.	34
Tabela 11 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no verão, para os diferentes níveis de penetração.....	35
Tabela 12 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no inverno, para os diferentes níveis de penetração, com controlo G2V.	37
Tabela 13 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, na primavera, para os diferentes níveis de penetração, com controlo G2V.	38
Tabela 14 - Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no verão, para os diferentes níveis de penetração, com controlo G2V.....	39

Tabela 15 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no inverno, para os diferentes níveis de penetração, com controlo V2G.....	41
Tabela 16 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, na primavera, para os diferentes níveis de penetração, com controlo V2G.....	42
Tabela 17 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no verão, para os diferentes níveis de penetração, com controlo V2G.	44
Tabela 18 – Energia consumida e custos associados à rede elétrica na estratégia sem controlo.	45
Tabela 19 – Energia consumida e custos associados à rede elétrica na estratégia G2V.	46
Tabela 20 – Energias consumida e injetada e custos associados à rede elétrica na estratégia V2G.....	46
Tabela 21 – Custos para os consumidores na estratégia sem controlo.....	48
Tabela 22 – Custos para os consumidores na estratégia G2V.....	49
Tabela 23 – Custos para os consumidores na estratégia V2G.....	49
Tabela 24 – Custos, relativos à mobilidade, para os consumidores na estratégia V2G.	50
Tabela 25 – Custos, relativos a V2G, para os consumidores na estratégia V2G.	50
Tabela 26 – Benefícios da energia injetada na rede, para os consumidores, na estratégia V2G.	50
Tabela 27 – Custos totais do cenário V2G para os consumidores.	54
Tabela 28 – Custos totais, relativos à energia armazenada, do cenário V2G para os consumidores.	54
Tabela 29 – Prejuízo do cenário V2G para os consumidores.	55
Tabela 30 – Valores diários da rede, da tarifa bi-horária e da tarifa a variar consoante o mercado diário para o dia típico de inverno.....	67
Tabela 31 – Valores diários da rede, da tarifa bi-horária e da tarifa a variar consoante o mercado diário para o dia típico de primavera.....	68

Tabela 32 – Valores diários da rede, da tarifa bi-horária e da tarifa a variar consoante o mercado diário para o dia típico de verão. 69

Índice de acrónimos/siglas

BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i> (Veículo Puramente Elétrico)
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i> (Rede Elétrica para o Veículo Elétrico)
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i> (Veículo Elétrico Híbrido)
ICEV	<i>Internal Combustion Engine Vehicle</i> (Veículo de Combustão Interna)
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i> (Veículo Elétrico Híbrido Plug-in)
SEE	Sistema de Energia Elétrica
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i> (Veículo Elétrico para a Rede Elétrica)
VE	Veículo Elétrico

Capítulo 1 - Introdução

1.1. Motivação

Graças à ascensão de novas políticas ambientais, à vontade de reduzir os recursos de origem fóssil e à enorme emissão de gases de efeito estufa, a política energética de muitos países em todo o mundo está a tomar rumos de mudança, no sentido de apoiar a penetração das energias renováveis, como a energia eólica e solar, no sistema de energia elétrico (SEE). Assim, é importante que haja uma eletrificação no setor de transporte, de modo a reduzir as emissões geradas por este (setor) e permitir uma maior eficiência e uma maior facilidade na integração da geração renovável [1].

É dentro deste contexto que surgem os conceitos *Grid-to-Vehicle* (G2V) e *Vehicle-to-Grid* (V2G). Nas horas de menor procura de energia, o VE pode armazenar excessos de energia renovável – G2V. Nas horas de maior procura, o mesmo, pode injetar igual quantidade de energia na rede – V2G. Contudo, tais conceitos proporcionam impactos diferentes tanto a nível dos benefícios para a rede, como a nível económico. Se por um lado com o sistema V2G é possível ter um maior impacto na integração de energias renováveis, por outro existe uma degradação da bateria, com o inerente impacto negativo a nível económico que não existe com o sistema G2V. Assim, é fundamental avaliar os impactos a nível técnico e económico que os sistemas G2V e V2G podem representar para a rede e para o consumidor.

1.2. Objetivos

O objetivo principal desta dissertação passa pela avaliação do ponto de vista técnico e económico: o impacto de frotas com quantidades diferentes de VEs, nomeadamente de 10%, 25% e 50%, na rede portuguesa, em três dias típicos diferentes (inverno, primavera e verão), com três estratégias de controlo diferentes: sem controlo, com controlo G2V e com controlo V2G.

A avaliação técnica consiste em avaliar a integração do excesso de energia renovável e a quantidade de energia que é possível armazenar, de acordo com as três estratégias utilizadas. Tal avaliação deve considerar um cenário base, sem controlo, de modo a poder

haver comparação com as outras duas estratégias. Posteriormente, devem-se avaliar os impactos do G2V e V2G no controlo da carga e descarga dos VEs, consoante o excesso de energia renovável e os preços do mercado de energia.

A avaliação económica consiste em estimar as poupanças tanto para a rede como para os consumidores, caso se utilize G2V ou V2G, face ao cenário base. Pretende-se concentrar o carregamento nas horas de maior excesso renovável ou nas horas de menor consumo (geralmente mais barato) e, caso se utilize a estratégia V2G concentrar o período de descarga nas horas de maior procura, de forma a obter uma diferença de preços bastante positiva. De forma a ter uma correta avaliação dos custos, deve-se avaliar a degradação causada pela estratégia V2G às baterias dos VEs, associada ao uso para injeção na rede, de forma a estimar o impacto no custo e verificar-se se as poupanças são suficientes para compensar a degradação associada.

1.3. Estrutura

A presente dissertação encontra-se dividida em sete capítulos diferentes.

O Capítulo 1 é dedicado à introdução da dissertação, onde é apresentada a motivação e os objetivos da mesma.

O Capítulo 2 é dedicado ao estado de arte do VE, sendo abordado o conceito de VE, apresentados os diferentes tipos de VE e algumas características relativos a estes. Depois, são feitas comparações entre o VE e o veículo de combustão interna (ICEV) e por fim é apresentada a evolução do mercado do VE e das suas baterias.

No Capítulo 3, são apresentados os conceitos de G2V e V2G acompanhados com um esquema ilustrativo do fluxo bidirecional de energia. De seguida, é feita uma análise a um caso de estudo, utilizando estes conceitos, de modo a controlar a intermitência das energias renováveis, sendo então abordados objetivos e limitações destas duas estratégias. São ainda apresentados alguns projetos, implementados em vários que países, que validam o impacto que os VEs têm no SEE, quando em grande escala.

No Capítulo 4, é implementado um caso de estudo, relativo a Portugal. Numa primeira parte foi analisada a autonomia dos VEs, o seu consumo diário, a capacidade das baterias e o preço de substituição das mesmas, para os dois tipos de clima analisados. De seguida, foi avaliada a quantidade de energia necessária para locomoção e para injetar na

rede elétrica. Por fim, foram escolhidos três dias representativos de inverno, primavera e verão, tendo em conta o excesso de geração renovável e a média de produção de renováveis.

O capítulo 5 é destinado à avaliação dos impactos técnicos, para a rede e para os consumidores, nos três dias representativos selecionados, utilizando as três percentagens de penetração de VEs, para os três tipos de estratégias abordadas.

No capítulo 6, são avaliados os impactos económicos, para a rede e para os consumidores. Numa primeira parte são avaliados os impactos para a rede elétrica, para os três tipos de estratégia. Depois, foram ainda avaliados os impactos para os consumidores, individualmente e na totalidade, tendo em conta a degradação das baterias, nas três estratégias referidas.

O capítulo 7 apresenta as conclusões obtidas e sugestões para trabalhos futuros, de acordo com o tema.

Por fim, são ainda apresentados dois anexos. No Anexo A, encontram-se as tabelas com os preços referentes à rede elétrica, os preços da tarifa bi-horária e os preços de uma tarifa horária, cujo preço médio é o mesmo que o atualmente apresentado pela tarifa bi-horária, utilizados pelo consumidor nos três dias típicos analisados. O Anexo B apresenta as curvas de degradação dos diferentes modelos de VEs considerados para o caso de estudo, de acordo com o dia típico analisado.

Capítulo 2 - Veículo elétrico

O VE pode ser visto como um recurso energético distribuído, pois reúne as modalidades de consumo, geração e armazenamento, e, ainda, de mobilidade [2]. Diferencia-se do veículo convencional, pelo facto de utilizar um sistema de propulsão elétrica e não a solução comum de motor de combustão interna. Através de energia armazenada nas baterias recarregáveis, o motor elétrico fará a conversão desta energia elétrica em energia mecânica, possibilitando-lhe assim a locomoção.

2.1. Tipos de veículo elétrico

De acordo com a sua constituição, o VE pode ser classificado da seguinte forma (Figura 1) [1]:

- Veículos Puramente Elétricos (BEVs) que operam somente no modo elétrico. A locomoção deste tipo de VE é feita com um ou vários motores elétricos incluindo também uma bateria que providencia uma autonomia de até 800 km [1][3].
- Veículos Elétricos Híbridos (HEVs) com a combinação de um motor elétrico e de um motor de combustão interna, ambos ligados às rodas, que se complementam [1];
- Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (PHEVs), que são uma evolução dos anteriores, acrescentando uma pequena bateria que fornece uma autonomia de até 160 km no modo totalmente elétrico e pode ser carregada diretamente por uma tomada. Esta classe de VEs pode ainda ser dividida em duas subclasses: paralelo ou série. Atualmente, quase todos os veículos híbridos vendidos são *Plug-in* [1][4].

Os motores elétricos mais usados nos VEs são o motor síncrono de ímanes permanentes e o motor de indução [2]. A eficiência de um veículo com um motor de combustão interna é de cerca de 28-30%, em média, enquanto que com a utilização dos tipos de motores mencionados anteriormente a eficiência de um VE pode chegar aos 85-95% [5].

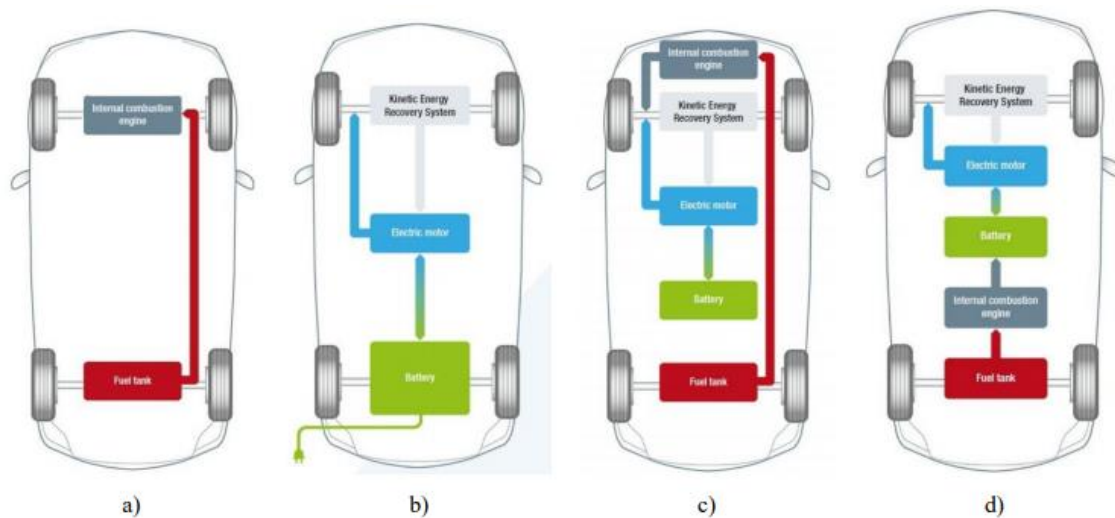


Figura 1 – Arquitetura de diferentes tipos de veículo elétrico: a) ICEV; b) BEV; c) HEV ou PHEV em paralelo; d) PHEV em série [6].

2.2. Vantagens e desvantagens

Nunca como hoje a mobilidade elétrica esteve tão em voga. A venda de VEs tem vindo a aumentar de ano para ano, e cada vez mais marcas têm apostado neste mercado. Existem diversas vantagens na substituição dos ICEVs pelos VEs, dentro das quais se destacam [1] [6]:

- Custo do combustível: Um carregamento completo num VE custa aproximadamente um terço quando comparado a um veículo de combustão interna do mesmo nível;
- Custos de manutenção: Os VEs ao contrário dos ICEVs têm uma manutenção bem mais barata (não incluindo o preço de substituição da bateria), pois não usam óleos do motor, filtros e correias de distribuição;
- Emissões: As emissões na locomoção dos VEs são nulas e de forma global são baixas quando uma parte substancial da geração de energia elétrica é assegurada por renováveis;
- Poluição sonora: O motor elétrico é praticamente silencioso e deste modo não contribui para este tipo de poluição.
- Incentivos: Na maioria dos países há incentivos e benefícios fiscais [7].

Contudo, existem também desvantagens deste tipo de veículo, tais como:

- **Autonomia:** As baterias têm cada vez melhor desempenho, porém, comparando a autonomia de um VE com um ICEV, o segundo leva, claramente, a melhor [6];
- **Custo de aquisição:** O custo de aquisição de um VE tem sido cada vez mais baixo, mas mesmo assim ainda tem um custo superior ao seu homólogo [6];
- **Postos de carregamento:** Ainda existem poucos postos de carregamento comparativamente aos postos de combustível;
- **Durabilidade da bateria:** O grande inimigo destas baterias é o calor, tanto decorrente do ambiente como aquele resultante do processo de carga. Como este (processo de carga) é quase diário estas baterias vão ter uma longevidade relativamente curta.

2.3. Crescimento no mercado

O setor dos transportes é responsável por 27% de todas as emissões de combustíveis fósseis na União Europeia [8] e o desenvolvimento em massa dos VEs pode ser uma ótima solução em alternativa ao consumo excessivo de combustíveis fósseis.

O *stock* global de VEs ultrapassou os 3 milhões de veículos em 2017 depois de ter quase alcançado os 2 milhões em 2016 (Figura 2). Pela primeira vez no último ano, a venda de VEs passou o milhão de unidades e com este nível de crescimento espera-se que em 2020 estejam no mercado cerca de 4,5 milhões de unidades, representando aproximadamente 5% das vendas de veículos leves [9].

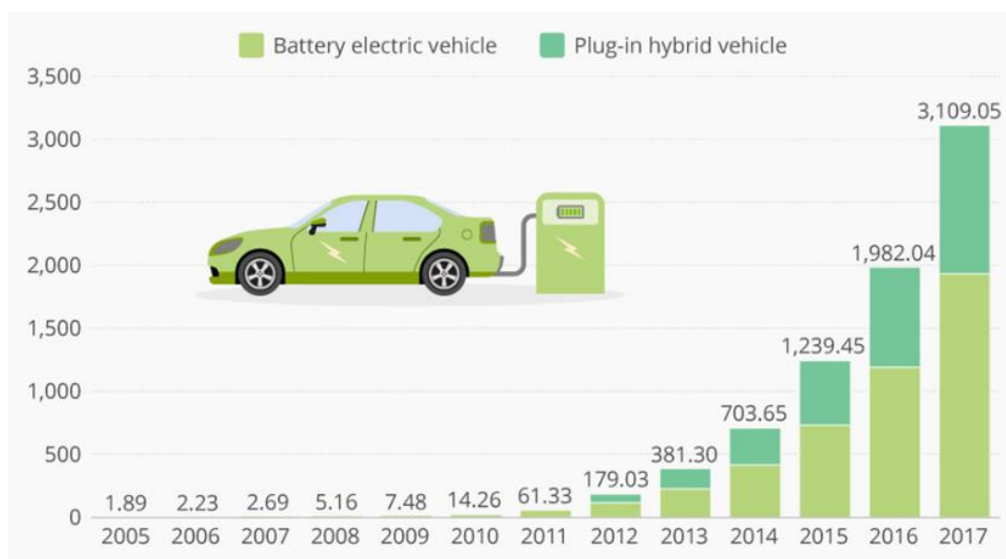


Figura 2 – Evolução do stock de carros elétricos, em milhares de unidades, por constituição, entre 2005 e 2017 [12].

O crescente investimento na tecnologia utilizada nas baterias de íões de lítio, por parte dos grandes construtores de automóveis, proporcionou o aumento da produção em massa do VE e, conseqüentemente, a diminuição do preço da sua aquisição, pois o preço de produção está diretamente associado ao crescimento do mercado e ao inerente fator de escala [10]. Tendo em consideração que as baterias são o componente mais dispendioso do VE, cerca de 1/3, e que a construção e manutenção do VE é mais simples, verifica-se que os preços de aquisição do VE e do veículo de combustão se têm vindo a aproximar [11]. Com a redução dos preços das baterias prevista para os próximos anos (Figura 3), estima-se que daqui a 6 anos o preço de um VE seja igual ao seu homólogo, o ICEV [11].

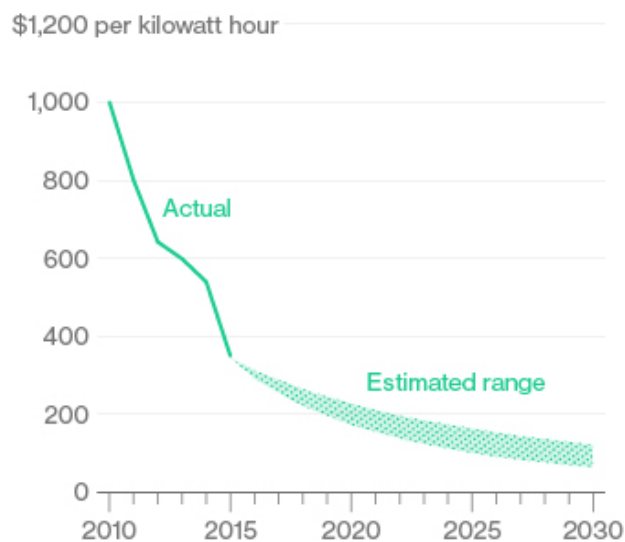


Figura 3 – Custo das baterias de íões de lítio, por kWh, entre 2010 e 2030 [11].

De acordo com a *EV-Volumes*, as vendas de VEs aumentaram substancialmente na Europa. Segundo os dados, entre janeiro e junho de 2018, foram vendidos 195 mil automóveis elétricos (BEV e PHEV), o que significa um aumento de 42% face ao período homólogo do ano anterior. Estima-se, que o total acumulado deverá chegar aos 1,35 milhões até o final do ano [13]. O mercado chinês expandiu 72% relativamente ao ano de 2017, solidificando a China como o atual líder de vendas de carros elétricos [9].

Capítulo 3 - G2V e V2G

Após a abordagem ao VE no Capítulo 2, é perceptível que estes vão ter um rápido e longo crescimento nos próximos anos. No entanto, é importante controlar o seu carregamento, pois corre-se o risco de aumentar a carga nas horas de ponta, sobrecarregando o SEE. Ao longo deste capítulo, vão ser analisados potenciais impactos do G2V e V2G e alguns estudos e projetos.

3.1. Conceito

Devido à crescente penetração do VE, os conceitos de G2V e V2G tornam-se cada vez mais importantes.

O primeiro relaciona-se com o carregamento do VE através da rede elétrica. Este carregamento pode ser feito nas tomadas de casa (mais demorado), num posto público de carregamento lento ou de carregamento rápido. Este carregamento, se não for controlado, pode levar a vários problemas, pois com mais carga nas horas de ponta pode haver uma sobrecarga na rede, o que aumentará as perdas e pode reduzir a vida útil de certos equipamentos [14].

No caso do V2G, o VE pode injetar energia na rede, enquanto estacionado, através da sua bateria. As baterias, de iões de lítio, destes veículos podem carregar durante um período de pouca procura (ou tarifa mais baixa) e descarregar num período de maior procura (ou tarifa mais cara).

A Figura 4 ilustra a ligação entre os VEs e o SEE na troca bidirecional de energia entre os VEs e a rede. É necessário um sinal de controlo, através de um operador de sistema (ISO), de modo a comunicar aos VEs a necessidade de transferência de energia para a rede elétrica. De modo geral, o VE com a interface V2G pode carregar ou injetar energia diretamente na rede enquanto está estacionado e ligado. Este conceito requer três elementos: uma ligação à rede elétrica, comunicação com o operador de sistema e um *smart meter*. As comunicações são obrigatoriamente bidirecionais, de modo a informar o estado da bateria e a receber ordens de controlo e monitorização [15].

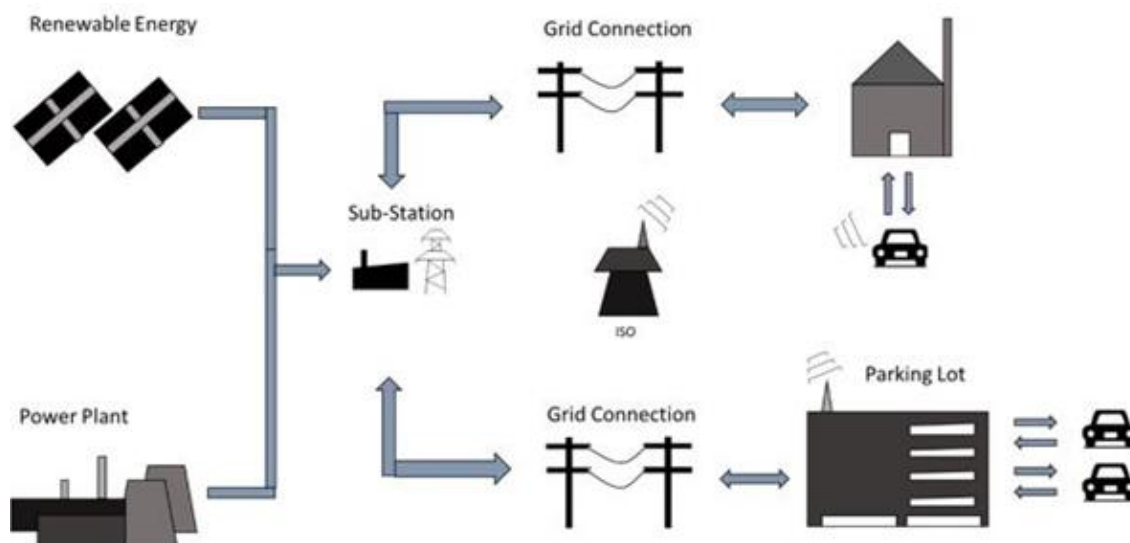


Figura 4 – Esquema ilustrativo do fluxo bidirecional de energia num sistema típico Vehicle-to-Grid [16].

A intermitência da energia renovável tem um elevado impacto no SEE, sendo grande parte dos problemas causados pelo excesso de disponibilidade de geração em horas de menor procura e défice nas horas de ponta [17]. A geração de energia a partir do vento varia imprevisivelmente ao longo do dia havendo, geralmente, maior geração no período noturno. Por outro lado, a energia solar fotovoltaica, sendo também imprevisível, regista o seu maior pico cerca de quatro horas antes das horas de maior procura [18].

A Figura 5 ilustra uma enorme vantagem da utilização do V2G e do G2V no controlo da intermitência das renováveis. Na parte superior da figura, observa-se a atenuação das flutuações da energia eólica e, na parte inferior da figura, o modo como se consegue desviar o pico de procura através da utilização controlada e coordenada das baterias dos VEs. Desta forma, conseguem-se melhorar os índices de fiabilidade e de estabilidade, e, ainda, melhorar a eficiência da rede elétrica através da utilização da bateria do VE como forma de armazenamento de energia [19].

Na grande maioria do tempo, o VE está parado, pelo que há um grande potencial para gerir as horas de carga e descarga, de modo a: maximizar o uso de renováveis, reduzir os gases de efeito estufa e minimizar o impacto na rede elétrica, aproveitando preços de eletricidade mais baixos [20]. Adicionalmente os VEs, permitem implementar serviços de sistema, tais como o nivelamento de cargas e regulação ou reserva girantes.

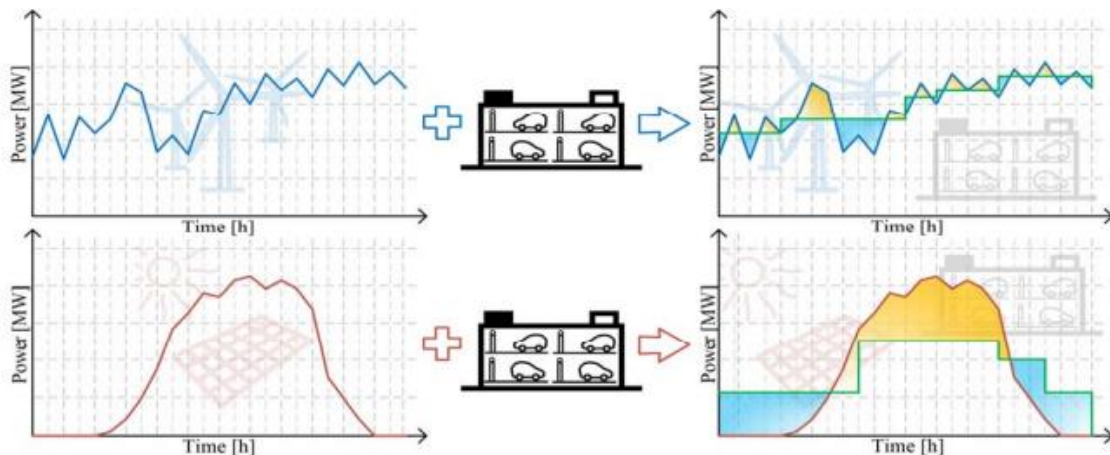


Figura 5 – Controlo da intermitência das energias renováveis através dos conceitos V2G e G2V [18].

3.2. Objetivos e limitações de cada estratégia

Existem algumas vantagens relativamente à tecnologia G2V, nomeadamente [19] [21]:

- Mitigação das emissões de gases de efeito estufa;
- Maior eficiência;
- Diminuição da dependência de importação de petróleo e seus derivados;
- Redução de custos associado ao combustível.

Contudo, apesar destas vantagens, este conceito apresenta também algumas desvantagens [19] [21]:

- Necessidade de uma maior infraestrutura tecnológica;
- Falta de infraestruturas de carregamento do VE fora da zona da habitação.

Relativamente ao conceito de V2G, este oferece um caminho para a penetração em larga escala das renováveis, reduzindo a poluição atmosférica, garantindo melhores índices de fiabilidade, de estabilidade e uma maior eficiência energética na rede, podendo assegurar serviços de sistema, como reserva girante ou regulação. Apesar de poder ter um impacto superior para a integração de energias renováveis, o V2G é uma operação complexa, onde é necessário gerir a procura dos VEs, ter um grande número de VEs envolvidos e toda uma infraestrutura física e de comunicação. Para além disso, os proprietários dos VEs estão bastante reticentes, pois se existir alguma emergência poderão não ter autonomia no seu veículo para se deslocarem.

Ao nível das baterias, a utilização de mais ciclos de cargas e descargas, diminui a sua capacidade mais rapidamente, comparativamente à estratégia de carregamento apenas quando necessário [19] [21] [22]. Tal leva a uma necessidade de substituição de baterias que ocorre quando estas ainda dispõem de cerca de 80% da sua capacidade restante [23]. Esta substituição tem um custo elevado, sendo que atualmente o preço médio destas baterias é aproximadamente 155 €/kWh [24]. Desta forma, é necessário considerar a influência do V2G na degradação das baterias, pois esta leva a uma degradação mais rápida das mesmas.

Ao mitigar os mecanismos de degradação tanto quanto possível, o desempenho das baterias e os ciclos de vida podem ser estendidos. Isto pode ser feito através do controlo adequado da bateria durante o armazenamento e durante a carga e descarga [25]. Alguns métodos que previnem a degradação da bateria são [26]:

- Controlo de carga e descarga – definindo um limite máximo de corrente a entrar e a sair da bateria consegue-se proteger a mesma contra sobretensões e sobrecorrentes;
- Controlo da temperatura – regulando a temperatura ambiente conforme a temperatura ideal de funcionamento da bateria, previne-se a rápida e acentuada degradação da bateria;
- Equilíbrio da bateria – controlando a tensão máxima e mínima de cada célula da bateria, consegue-se prevenir o corte prematuro de fornecimento ou de abastecimento de energia. Desta forma evitam-se sobrecorrentes e sobretensões, pois o nível de tensão de uma célula pode ser diferente da tensão média da bateria.

3.3. Estudos e projetos

Existem diversos estudos que demonstram o potencial impacto destas duas estratégias. Primeiramente, vão ser abordados estudos e projetos de G2V, depois sobre V2G e no final estudos e projetos que complementem ambas as estratégias.

3.3.1. G2V

Em [27] foi utilizado um modelo de simulação para avaliar o impacto do carregamento de 18 VEs num transformador de 75 kVA, em redes de distribuição de energia, em Armação

dos Búzios, no Brasil. Observou-se que, mesmo que o carregamento fosse feito fora das horas de ponta, iria haver uma sobrecarga de 31,2% nesse transformador.

Um projeto, ainda em desenvolvimento, com vista a reduzir o tempo de carregamento do VE, coordenado por uma equipa dinamarquesa, consiste num carregador de elevada potência, com cerca de 350 kW. O *Buffer-High Power Charger* pode carregar um VE no mesmo tempo que leva para abastecer um veículo convencional [28].

Outro projeto desenvolvido pela *Envision Solar*, uma empresa de San Diego, nos EUA, consiste num posto de carregamento de VEs móvel, através de energia solar. Este posto de carregamento é totalmente autónomo e fornece eletricidade 100% renovável. Consegue produzir cerca de 16 kWh por dia e tem uma capacidade de armazenamento de 21,6 kWh [29].

Um outro projeto, conhecido como *The Giraffe 2.0*, criado pela companhia sueca *Innoventum* consiste numa estrutura de madeira que suporta 24 módulos solares, bem como uma turbina eólica montada a 12 metros de altura. De acordo com as especificações dadas pela empresa, consegue produzir cerca de 38 kWh por dia e tem espaço para carregamento de dois VEs [30].

Existe também um projeto em *Minneapolis*, nos EUA, onde foram instalados três *smart chargers*. Estes carregadores inteligentes interagem com a rede elétrica e com os painéis solares, no topo do edifício, para conseguir mais energia, de forma mais limpa e eficiente, para alimentar os VEs [31].

Um outro estudo baseado na infraestrutura de carregamento de VEs, na ilha de Jeju, na Coreia do Sul, concluiu que para ser uma ilha livre de emissões de carbono teria de apostar nos VEs. Para isso, até 2030 teriam de colocar 41601 *smart chargers* e 3011 *quick chargers* [32].

3.3.2. V2G

Com a estratégia V2G existem também estudos, como por exemplo em Tóquio, no Japão, de inclusão de VEs de modo a criar centrais elétricas virtuais de modo a integrar facilmente as energias renováveis e garantir estabilidade na rede elétrica [33] [34].

Um projeto implementado com sucesso na Dinamarca foi o projeto *Parker*, em que o objetivo foi validar a viabilidade comercial das frotas de VEs para apoiar a integração de

energias renováveis e a estabilização da rede elétrica utilizando. Foram utilizados 10 VEs fornecendo energia à rede durante 100 horas, por veículo, por semana, injetando 130 MWh na rede desde agosto de 2016 até julho de 2018 [35].

Existe também um projeto na cidade de *Utrecht*, na Holanda, que utiliza as baterias dos VEs como forma de armazenamento da energia gerada localmente para mais tarde ser injetada na rede elétrica, através de um posto de carregamento inteligente [36] [37].

Um estudo realizado na Coreia do Sul analisou o potencial do V2G no controle da frequência de um sistema elétrico de teste, fornecido pela *Siemens*. Este sistema elétrico de teste consistiu em 23 barramentos, seis geradores, oito cargas e 34 linhas, num total de 3200 MW. Foi ainda integrado um parque eólico com capacidade de 485 MW. Após este estudo conclui-se que quanto maior fosse a penetração de VEs neste sistema, menores seriam as flutuações de frequência [38].

Uma demonstração recente na base militar de *Fort Carson*, no Colorado, EUA, utilizando dois caminhões elétricos *Smith*, com um total de 95 kW e 125 kWh disponíveis, alcançou uma redução de 43 kW, através de *peak shaving*, utilizando a tecnologia V2G. Deste modo conseguiram poupar cerca de 860 \$, assumindo uma tarifa de 20 \$/kW [39].

Um outro estudo, experimental, realizado nos EUA concluiu que altos ciclos de carga e descarga na bateria de um VE, mesmo com energia constante, é prejudicial no desempenho da bateria e pode diminuir a vida útil da mesma [40].

3.3.3. G2V e V2G

Existem diversos estudos e projetos que demonstram o potencial conjunto destas duas estratégias. Por exemplo, um projeto “Bus2Grid” no Reino Unido que envolverá mais de 30 autocarros elétricos com tecnologia inteligente para fornecer carregamento bidirecional permitindo que as baterias dos autocarros interajam com o SEE de Londres [41].

Um outro projeto, SEEV4-City, está a ser implementado em seis cidades europeias, *Newcastle, Loughborough e Leicester, Kortrijk*, Amsterdão, Hamburgo e Oslo com vista ao carregamento a partir de energia renovável utilizando as baterias dos VEs como armazenamento durante horas de excesso de geração, libertando em horas de ponta [42].

Um estudo realizado nos EUA teve como objetivo analisar o impacto do carregamento bidirecional nas baterias dos VEs usadas atualmente, através dos processos

G2V e V2G [43] [44]. Para maximizar potenciais poupanças ou receitas de eletricidade para o proprietário do VE foram realizadas descargas duas vezes por dia, num total de duas horas, utilizando a potência máxima disponível. Seleccionaram-se quatro ciclos de funcionamento diferentes para ocorrer durante períodos distintos, em casa e no trabalho (Figura 6a). Os quatro ciclos foram: V2G que corresponde a uma descarga seguida de uma carga e descanso, o uso padrão (SU) que corresponde a uma carga seguida de um descanso, o G2V que corresponde a um descanso seguido de uma carga, e descanso, sem qualquer carga e descarga.

Para esta análise considerou-se ainda que em casa não há a opção do funcionamento em descanso, sem qualquer carga. Na Figura 6 b) observa-se que, utilizando o V2G duas vezes por dia, a perda de capacidade aumenta 75% e mesmo que a taxa de utilização do V2G seja reduzida para metade, isto é, uma descarga por dia com a duração total de uma hora, continua-se a verificar uma aceleração da perda de capacidade de 33%. Na mesma figura observa-se também que quando se efetuam duas cargas por dia, em vez de uma, que a perda de carga é reduzida em 5%. O estudo também concluiu que a utilização do V2G duas vezes por dia ou uma vez por dia, leva a um aumento da resistência interna em 10% e 5%, respetivamente. Na Figura 6 c) observa-se que a estratégia V2G pode diminuir a longevidade da bateria para menos de cinco anos e aumentar a perda de capacidade para valores superiores a 20%.

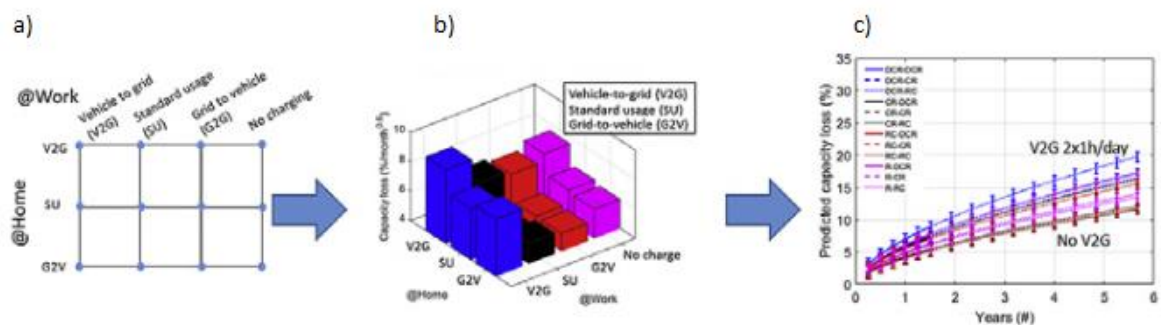


Figura 6 – Sumário da experiência com modelo de degradação por ciclos, com o prognóstico da perda de capacidade ao longo de 6 anos [44].

Um outro estudo realizado na Alemanha analisou os BEVs num futuro SEE e fez projeções do perfil horário de carga de acordo com a dimensão do veículo. A capacidade das baterias de acordo com o tamanho do veículo foi de 15, 20, 24 e 30 kWh. Através de um modelo de otimização despachável de centrais elétricas, o estudo avaliou as estratégias ótimas de carga e descarga dos 4,8 milhões de VEs previstos para 2030. Os resultados

mostraram que o aumento de 2% na procura de energia não prejudica a estabilidade do sistema desde que sejam utilizadas estratégias ideais de G2V e V2G. Para além disto os resultados mostraram que após estes VEs estarem em circulação a facilidade da integração da geração renovável é maior, reduzindo assim os custos de sistema. No entanto, a avaliação da rentabilidade dos BEVs mostrou que a aplicação da tecnologia V2G não é uma opção economicamente viável devido ao elevado custo do investimento em baterias [45].

Capítulo 4 - Casos de estudo

Com o objetivo de estimar o custo final para o consumidor e as poupanças obtidas para a rede elétrica portuguesa, que resultam da aplicação de G2V e V2G, foram elaborados casos de estudo considerando diferentes níveis de penetração de VEs no sistema.

4.1. Dados dos veículos

Como se sabe, a aplicação do V2G acelera a degradação das baterias, impondo mais ciclos nas mesmas. Desta forma, analisou-se o preço de substituição das baterias dos VEs de modo a se poder avaliar o impacto económico associado à degradação das baterias causado pelo V2G. A Tabela 1 apresenta a respetiva autonomia, em quilómetros, dos cinco VEs mais vendidos em Portugal [46], as capacidades total e disponível da bateria, em kWh [47-51], e o preço de substituição da mesma em euros [52-54]. O preço de substituição das baterias do BMW i3 e do *Smart Fortwo* ED foram obtidos através da multiplicação da capacidade total da bateria desses veículos pela média em €/kWh dos outros três veículos apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Modelos dos VEs com respetiva autonomia, capacidades total e disponível e preço de substituição.

Veículo	Autonomia em clima frio (km) [47-51]	Autonomia em clima ameno (km) [47-51]	Capacidade total (kWh) [47-51]	Capacidade disponível (kWh) [47-51]	Preço de substituição (€)
Nissan Leaf	193	266	40	38	4900 [52]
Renault Zoe	193	274	41	37	4700 [53]
BMW i3	193	274	42	38	4588
Smart Fortwo	89	121	18	17	1913
Tesla Model S	410	555	100	95	8900 [54]

A autonomia dos VEs depende de diversos fatores, como a velocidade, estilo de condução, clima e condições do percurso. Assim, não foram utilizados os dados fornecidos pelos fornecedores e fabricantes, mas sim os dados fornecidos em [55], combinando o desempenho do VE em cidade e autoestrada em clima ameno e também em clima frio, pois ir-se-ão analisar três dias típicos com temperaturas significativamente diferentes,

adequando-se assim melhor ao clima português. É de referir que o pior caso é baseado numa temperatura de -10°C com uso de aquecimento e o melhor caso numa temperatura de 23°C sem uso de ar condicionado.

Os veículos em Portugal percorrem em média cerca de 25 km diários [56], pelo que, cruzando este dado com a Tabela 1, se obtiveram os dados apresentados na Tabela 2, mais concretamente a capacidade utilizada em kWh e em percentagem nos dois tipos de clima analisados. De referir, ainda, que os valores, em percentagem, apresentados na tabela acima referida são obtidos para a capacidade disponível da bateria e não para a capacidade total da mesma.

Tabela 2 – Modelos dos VEs com respetiva capacidade utilizada para 25 km diários.

Veículo	Capacidade utilizada em clima frio		Capacidade utilizada em clima ameno	
	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Nissan Leaf	4,92	12,95	3,57	9,40
Renault Zoe	4,79	12,95	3,38	9,12
BMW i3	4,91	12,95	3,46	9,12
Smart Fortwo	4,69	28,09	3,45	20,66
Tesla Model S	5,79	6,10	4,28	4,50

A Tabela 3 revela, aproximadamente, a quantidade de VEs e sua respetiva percentagem, em relação à frota total, dos diversos modelos em circulação em Portugal.

Tabela 3 – Quantidade aproximada de VEs e respetiva percentagem em relação à frota total [46].

Veículo	Número de VEs	Número de VEs (%)
Nissan Leaf	2988	33,26
Renault Zoe	2558	28,47
BMW i3	1011	11,25
Smart Fortwo	444	4,94
Tesla Model S	328	3,65
Outros	1655	18,42
Total	8984	100

Em Portugal, estima-se que haja cerca de 4,8 milhões de veículos em circulação [57], porém até abril de 2019 foram vendidos apenas 8984 VEs [46], que representam cerca de

0,2% dos veículos totais existentes no país. Apesar deste cenário atual, definiram-se três cenários futuros com uma maior percentagem de VEs em circulação (10%, 25% e 50%), com o objetivo de aplicar o V2G de forma mais significativa no SEE português.

4.2. Cenários de penetração de VEs

Na análise do impacto da penetração do V2G para os diferentes cenários, apenas se consideraram os três modelos mais vendidos em Portugal, nomeadamente o Nissan Leaf, o Renault Zoe e o BMW i3. A capacidade disponível de “Outros”, tal como a capacidade utilizada, nos dois tipos de climas, foram obtidas através da média das capacidades disponíveis e utilizadas, respetivamente, dos três modelos mais vendidos em Portugal.

Na Tabela 4 são apresentados o número de VEs para o primeiro cenário analisado, a respetiva percentagem relativamente à frota total e a capacidade máxima que cada modelo e no conjunto, nos dois tipos de clima, têm disponível para a utilização do V2G. A capacidade máxima das baterias disponível para o V2G por unidade, $Q_{V2G_{max}}$ (unidade), é obtida através da equação (1), onde, $Q_{diário}$ representa a capacidade necessária para o VE efetuar 25 km diários, 0,15 representa uma capacidade reserva para o utilizador (15%) e Q_{disp} representa a capacidade disponível da bateria.

$$Q_{V2G_{max}}(\text{unidade}) = Q_{disp}(1 - 0,15 - Q_{diário}) \quad (1)$$

Tabela 4 – Capacidade máxima disponível para um cenário com 10% de VEs em circulação em Portugal.

Veículo	Número de VEs		$Q_{V2G_{max}}$ em clima frio		$Q_{V2G_{max}}$ em clima ameno	
	#	%	kWh/VE	GWh	kWh/VE	GWh
Nissan Leaf	159644	33,26	27,38	4,37	28,73	4,59
Renault Zoe	136670	28,47	26,66	3,64	28,07	3,84
BMW i3	54016	11,25	27,31	1,47	28,76	1,55
Outros	129671	27,01	27,11	3,52	28,52	3,7
Total	480000	100	-	13	-	13,67

A Tabela 5 ilustra o número de VEs para o segundo cenário analisado, a respetiva percentagem relativamente à frota total e a capacidade máxima que cada modelo e, no

conjunto, nos dois tipos de clima, tem disponível para a utilização do V2G. A capacidade máxima das baterias disponível para o V2G por unidade, $Q_{V2G_{max}}$ (unidade), é obtida através da equação (1).

Tabela 5 – Capacidade máxima disponível para um cenário com 25% de VEs em circulação em Portugal.

Veículo	Número de VEs		$Q_{V2G_{max}}$ em clima frio		$Q_{V2G_{max}}$ em clima ameno	
	#	%	kWh/VE	GWh	kWh/VE	GWh
Nissan Leaf	399110	33,26	27,38	10,93	28,73	11,47
Renault Zoe	341674	28,47	26,66	9,11	28,07	9,59
BMW i3	135040	11,25	27,31	3,69	28,76	3,88
Outros	324176	27,01	27,11	8,79	28,52	9,25
Total	1200000	100	-	32,51	-	34,19

A Tabela 6 foi obtida de forma idêntica às duas anteriormente mencionadas, variando-se somente o número de VEs em circulação para 50%.

Tabela 6 – Capacidade máxima disponível para um cenário com 50% de VEs em circulação em Portugal.

Veículo	Número de VEs		$Q_{V2G_{max}}$ em clima frio		$Q_{V2G_{max}}$ em clima ameno	
	#	%	kWh/VE	GWh	kWh/VE	GWh
Nissan Leaf	798219	33,26	27,38	21,85	28,73	22,93
Renault Zoe	683348	28,47	26,66	18,22	28,07	19,18
BMW i3	270080	11,25	27,31	7,37	28,76	7,77
Outros	648353	27,01	27,11	17,58	28,52	18,49
Total	2400000	100	-	65,02	-	68,37

4.3. Dados do sistema eletroprodutor

Logo após se conhecer o potencial das estratégias G2V e V2G nos três cenários selecionados, foram analisados dados sobre as características do sistema eletroprodutor e os seus respetivos diagramas de carga, recolhidos em [58] [59]. Esta análise pretende avaliar o impacto do G2V e V2G na rede elétrica, tendo sido escolhidos três, um deles com excesso de geração renovável durante a noite e sem excesso durante o dia, no inverno, e os outros dois com média de produção de renováveis intermédia e baixa, na primavera e no verão,

respetivamente. Para esta análise foram selecionados dias do ano civil de 2018: 12 de março para o inverno, 13 de abril para a primavera e 24 de julho para o verão.

A Tabela 7 apresenta os dados do excesso médio mensal de energia renovável e o preço médio da energia, obtido em [60]. A energia renovável gerada em excesso em cada instante, face ao consumo, foi calculada através da equação (2). Posteriormente, foi calculado o Q_{excesso} diário através do somatório desses excessos positivos que ocorreram durante o dia, de forma a que os períodos de baixa geração renovável não atenuassem os excessos de geração renovável e depois foi feita a média mensal para todos os meses do ano civil apresentado.

$$Q_{\text{excesso}} = Q_{\text{renovável}} - Q_{\text{consumo+bombagem}} \quad (2)$$

Tabela 7 – Excessos médios mensais, de energia renovável, durante o ano civil de 2018.

Mês	Excesso médio mensal (MWh/dia)	Tarifa média (€/MWh)
janeiro	0	51,63
fevereiro	86,34	54,98
março	15330	39,75
abril	5076	42,66
maio	255,4	55,08
junho	4,47	58,48
julho	0	61,84
agosto	0	64,29
setembro	0	71,3
outubro	27,74	65,38
novembro	235,6	62,01
dezembro	470,3	61,87

Como se pode observar, nesse ano civil foi durante a primavera que se registaram os maiores excessos, o que é algo contraditório, visto que é no inverno que normalmente se registam os maiores períodos de chuva e vento, privilegiando a hídrica e eólica que são as energias renováveis que têm maiores potências instaladas em Portugal [61]. Isto aconteceu devido ao período de seca que se atravessou no ano civil de 2017 e ainda se fez sentir no início de 2018. No verão, apesar de não existirem excessos observa-se que quando o excesso médio

mensal diminui, a tarifa média aumenta, pelo que as estratégias G2V e V2G podem ser utilizadas para tirar partido desta variação de preços.

A Figura 7 denota a variabilidade dos recursos renováveis entre os anos de 2009 e 2018, principalmente devido à variação da geração hídrica. Constata-se uma subida de 26%, na produção de origem em fontes de energia renováveis no ano de 2018, relativamente a 2017, tendo a energia hídrica aumentado 78% [61]. De notar que a forte quebra na produção de origem em fontes de energia renováveis em 2012 e 2017 se deveu às secas ocorridas nesses anos [61].

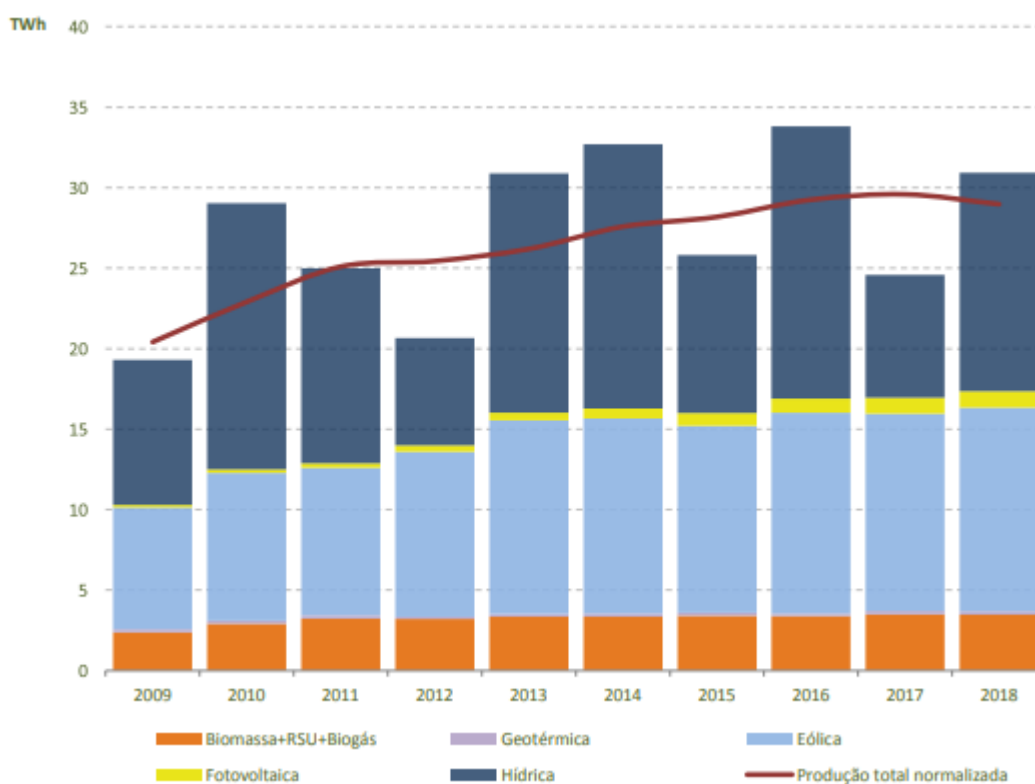


Figura 7 – Variabilidade dos recursos renováveis entre 2009 e 2018 [61].

4.4. Cenários do sistema eletroprodutor

O critério de escolha do dia representativo de inverno foi a variabilidade típica e o excesso de geração renovável presentes nesta estação do ano. Na Figura 8, está representado o diagrama de carga do dia 20 de março de 2018, onde se observa o excesso de geração renovável durante a noite, apresentando exatamente o que era pretendido e também um excesso entre as 18:00h e as 23:45h. Neste dia, verifica-se um excesso de energia total de

17,1 GWh, cerca de 11,5% superior face à média registada nesse mesmo mês (15,33 GWh). Como se pode observar, o excesso de geração renovável é praticamente todo proveniente de albufeiras e fio de água com uma ponta conjunta e geração de 5617,9 MW e 87,09 GWh, respetivamente, e eólica com uma ponta e geração de 3877 MW e 75,65 GWh, respetivamente.

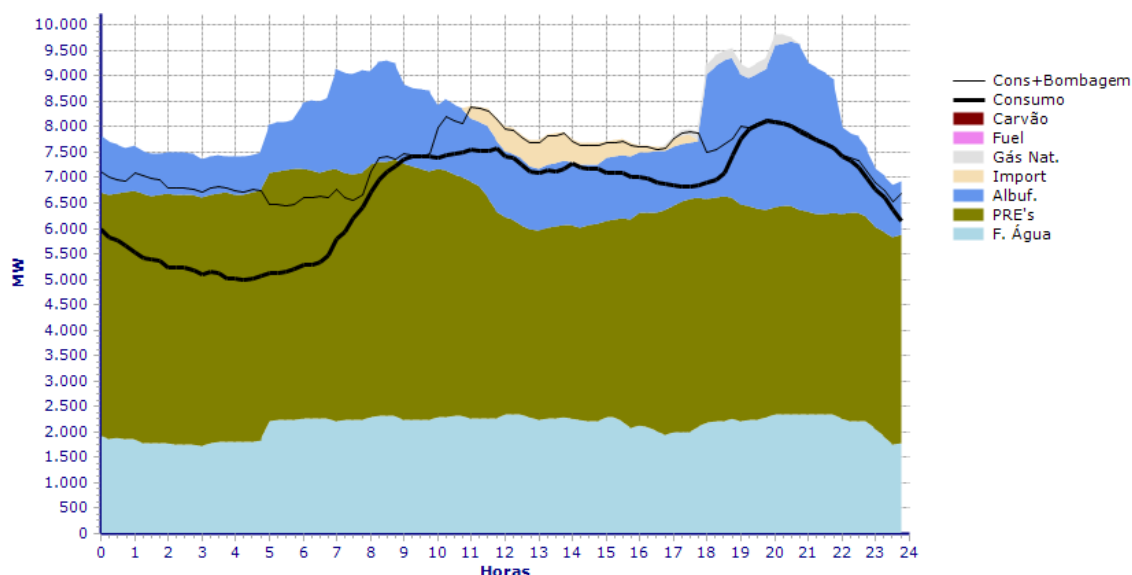


Figura 8 – Diagrama de consumo total de 20 de março de 2018 [58].

A Figura 9 ilustra, com maior pormenor, a produção em regime especial. De notar que, a maior fatia deste tipo de produção é proveniente de energia eólica, a segunda fonte com maior contribuição é a energia térmica, sendo 86% da sua produção através de energia renovável, com uma ponta e uma geração de 972,4 MW e 21,29 GWh. A geração fotovoltaica teve uma ponta de, apenas, 349,8 MW e uma geração de 2,68 GWh.

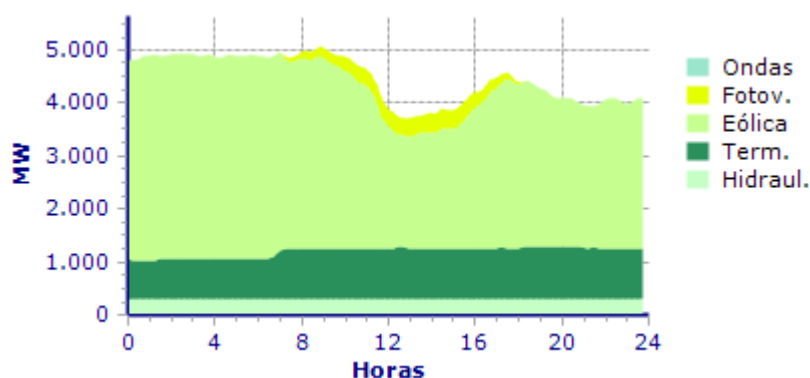


Figura 9 – Produção em regime especial de 20 de março de 2018 [58].

A Figura 10 apresenta os preços horários do mercado português, em €/MWh, ao longo do dia de inverno analisado. A média para este dia foi de 38,76 €/MWh.

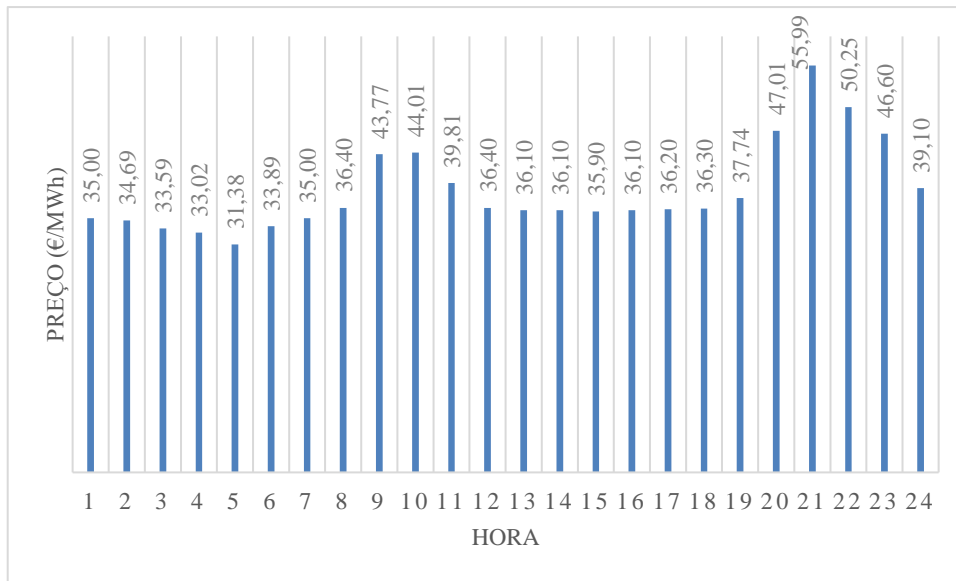


Figura 10 – Preços do mercado diário, em €/MWh, de 20 de março de 2018 [62].

Como critério do dia representativo da primavera, foi escolhido o dia mais próximo da média de produção renovável dos meses de abril e maio, pois a percentagem de renováveis de abril era bastante elevada e a percentagem de renováveis de maio era bastante baixa. O dia selecionado foi 13 de abril de 2018. Na Figura 11, encontra-se representado o diagrama de carga do dia selecionado, no qual a percentagem de geração renovável é intermédia comparada com o inverno e o verão. O excesso médio mensal foi de 5076 MWh, porém o excesso diário desse dia foi nulo. Uma vez mais denota-se a predominância da geração proveniente de albufeiras e fio de água com uma ponta conjunta e geração de 4637,3 MW e 87,17 GWh, respetivamente.

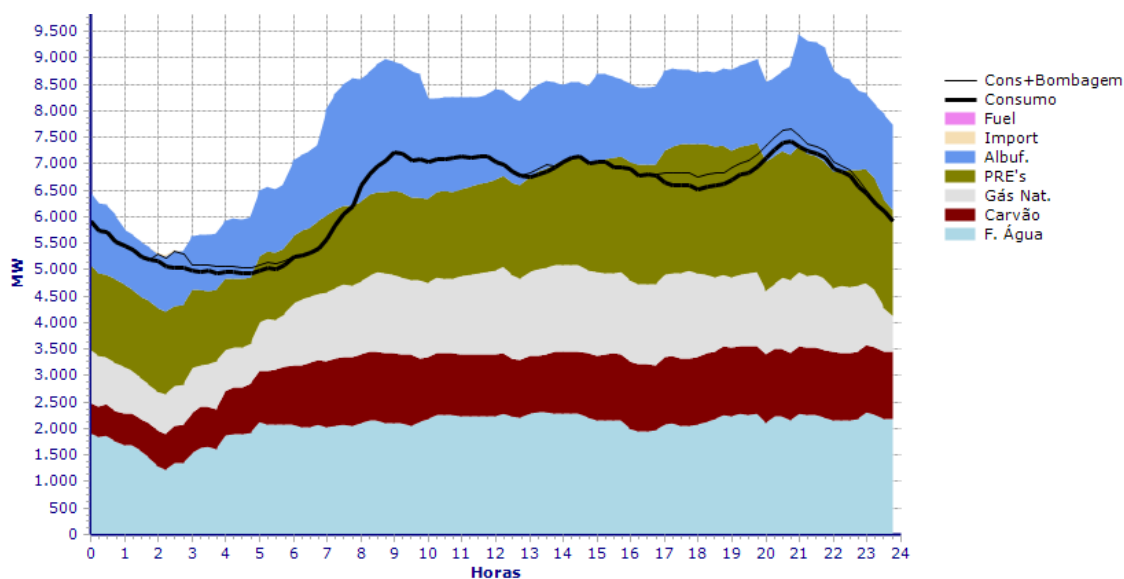


Figura 11 – Diagrama de consumo total de 13 de abril de 2018 [58].

A Figura 12 apresenta a produção em regime especial do dia em questão. De realçar que a energia eólica é a que tem uma ponta maior, 1164,3 MW, porém é a energia térmica a que tem maior contribuição nesse dia com 21,38 GWh, sendo que 81% dessa energia é renovável. A geração fotovoltaica teve uma ponta e uma geração de 233 MW e 2 GWh, respetivamente.

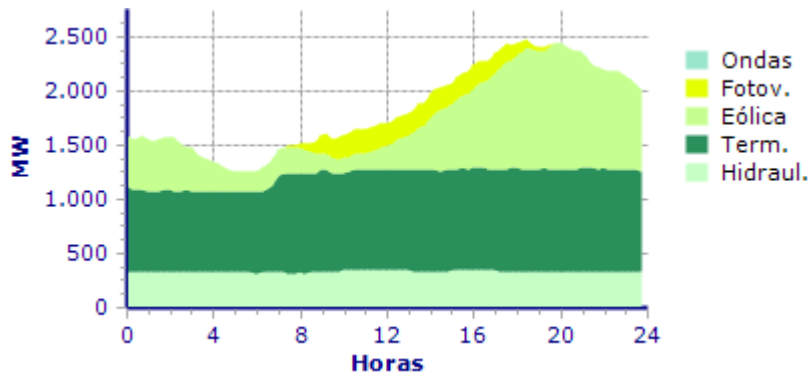


Figura 12 – Produção em regime especial de 13 de abril de 2018 [58].

A Figura 13 apresenta as tarifas do mercado português em €/MWh, ao longo do dia de primavera analisado. A média, para este dia, foi de 57,99 €/MWh.

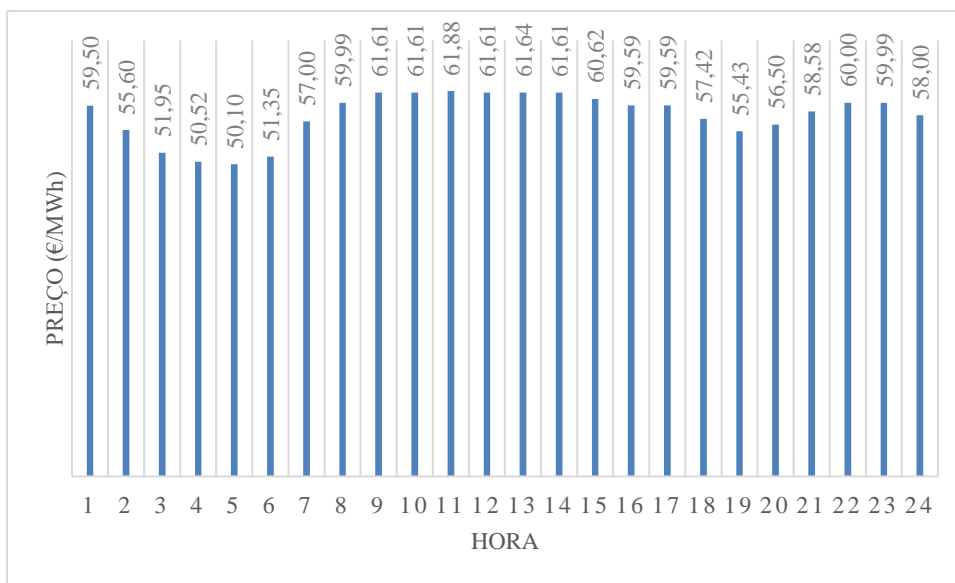


Figura 13 – Preços do mercado diário, em €/MWh, de 13 de abril de 2018 [62].

Como se sabe, no verão não existe excesso de energia renovável, pelo que o critério da escolha do dia representativo desta estação do ano foi o mesmo utilizado anteriormente, na primavera. Foi escolhido um dia representativo com uma percentagem de produção renovável próximo da percentagem de produção de renovável mensal de julho e agosto. Esse dia foi 24 de julho de 2018. A Figura 14 representa o diagrama de carga do dia em questão, onde se observa que a maior ponta e a maior geração são obtidas pelo gás natural, 2876,8 MW e 56,56 GWh, respetivamente. A segunda fonte com maior geração é o carvão, com 42 GWh e com a segunda maior ponta, de 2552,7 MW, o agregado de albufeiras e fio de água.

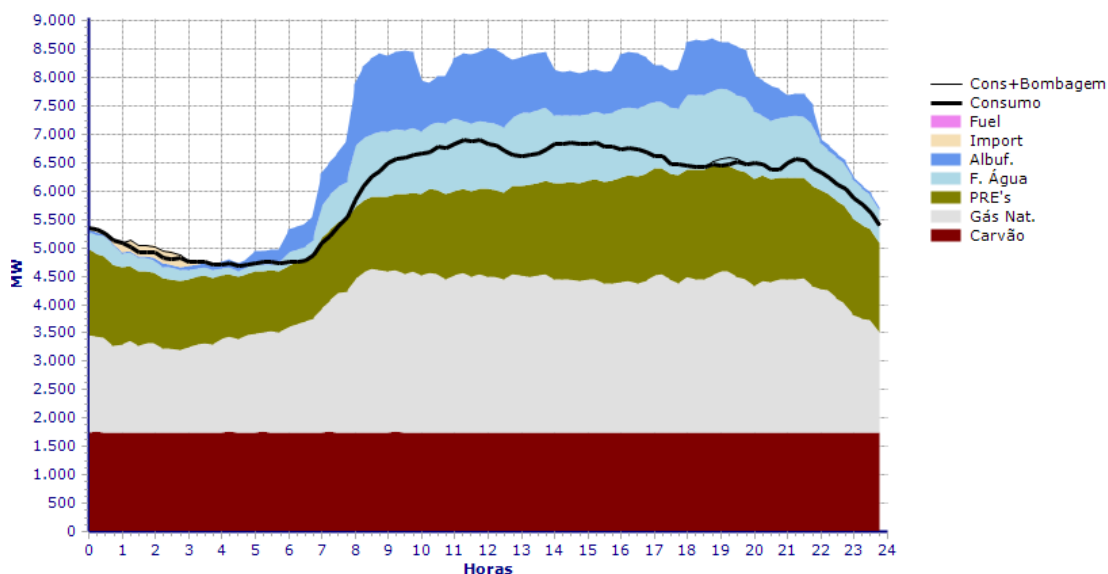


Figura 14 – Diagrama de consumo total de 24 de julho de 2018 [58].

Na Figura 15 está representada, com maior pormenor, a produção em regime especial do dia referido. Como se pode observar é a energia térmica que tem uma ponta e uma geração maiores, com 977,3 MW e 21,92 GWh, respetivamente, sendo que 71% dessa energia é renovável. De seguida, aparecem a energia eólica e a energia fotovoltaica com pontas de 833,7 MW e 383,7 MW, respetivamente, e com gerações de 10,52 GWh e 3,12 GWh, respetivamente.

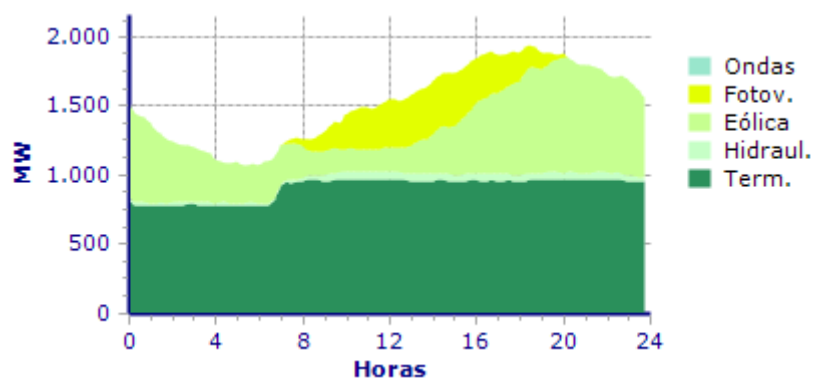


Figura 15 – Produção em regime especial de 24 de julho de 2018 [58].

A Figura 16 exhibe as tarifas diárias do mercado português em €/MWh, ao longo do dia analisado. A média das tarifas diárias do dia em questão foi de 64,87 €/MWh.

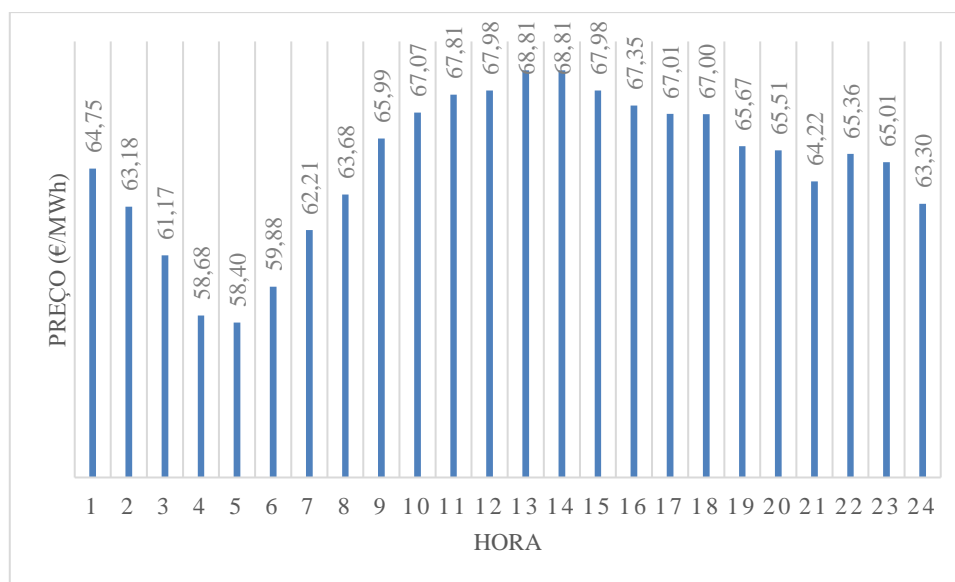


Figura 16 – Preços do mercado diário, em €/MWh, de 24 de julho de 2018 [62].

Capítulo 5 - Avaliação de impactos técnicos

Neste capítulo, vão ser estudados e avaliados os impactos dos casos de estudo apresentados no capítulo anterior. Inicialmente, vão ser definidos os cenários de base, sem controlo, de modo a poder haver comparação com os cenários com controlo. Posteriormente, vão ser analisados os impactos do G2V e V2G de forma a avaliar tecnicamente o controlo da carga e descarga dos VEs, consoante o excesso de energia renovável e os preços do mercado de energia.

5.1. Pressupostos

Um dos principais problemas relacionados com a integração de VEs em redes de distribuição de energia é prever o comportamento de mobilidade do VE, que depende individualmente de cada condutor. De forma a recolher dados sobre o tempo de estacionamento dos VEs e quando estes estão estacionados, quer em casa quer no trabalho, foi utilizado um estudo, feito pelo ministério de indústria espanhol, relativamente ao comportamento dos seus utilizadores e padrões de estacionamento [63]. A Figura 17 ilustra a distribuição estatística horária para a primeira e última viagem de/para casa. De acordo com esta figura, observa-se que a maioria dos utilizadores sai de casa entre as 07:00h e as 09:00h (primeira viagem do dia), o que corresponde ao início da atividade profissional, e, todos eles, regressam a casa entre as 18:00h e as 24:00h (última viagem do dia).

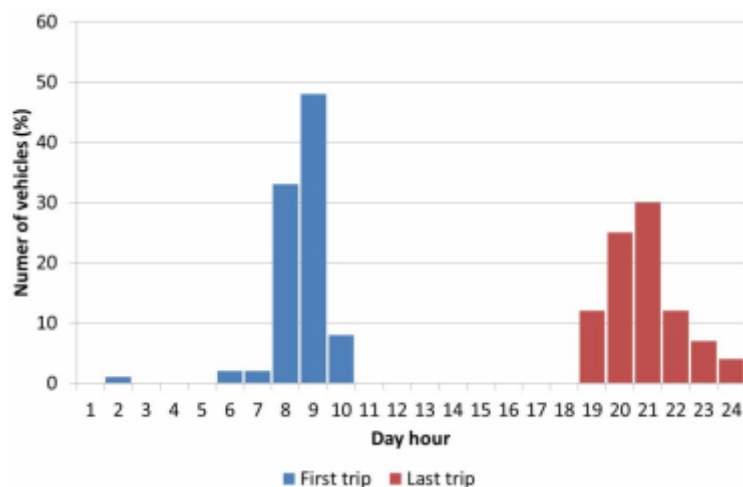


Figura 17 – Distribuição estatística horária correspondente à primeira e última viagem do dia [63].

Na Figura 18, observa-se o número de VEs estacionados em casa e disponíveis para carregamento.

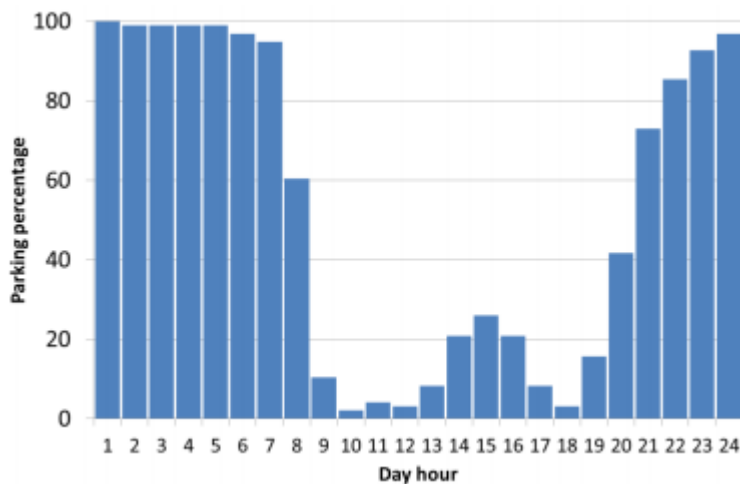


Figura 18 – Padrão de estacionamento residencial [63].

A Tabela 8 retrata a potência disponível para carregar e descarregar o VE, em kW, (considerou-se a mesma), as capacidades utilizadas para realizar 25 km diários, nos dois tipos de clima, em kWh, calculadas anteriormente, as durações, em horas, para realizar os 25 km diários, as capacidades máximas disponíveis para realizar V2G, em kWh, nos dois tipos de clima, também calculadas anteriormente e as durações de carga/descarga do VE para realizar V2G, em horas e minutos, nos dois tipos de clima.

Para esta análise, considerou-se que cada consumidor teria disponível uma alimentação trifásica de 16 A, 11 kW. A potência disponível por cada carregador de VE foi obtida em [47-49], sendo que a potência disponível de “Outros” foi obtida através da média das três potências utilizadas, dos três carregadores de VEs utilizados.

Tabela 8 – Dados relativos aos VEs e respectivos carregadores.

Veículo	Potência (kW) [47-49]	Capacidade Diária (kWh)		Duração da Carga (h:min)		Capacidade V2G (kWh)		Carga/Descarga V2G (h:min)	
		Frio	Ameno	Frio	Ameno	Frio	Ameno	Frio	Ameno
Nissan Leaf	3,6	4,92	3,57	1:22	0:59	27,38	28,73	7:36	7:58
Renault Zoe	11	4,79	3,38	0:26	0:18	26,66	28,07	2:25	2:33
BMW i3	11	4,91	3,46	0:26	0:18	27,31	28,76	2:28	2:36
Outros	8,53	4,87	3,47	0:34	0:24	27,11	28,52	3:10	3:20

Sabendo o período temporal em que os VEs se encontram em casa e na atividade profissional de cada proprietário, assim como a média aproximada da duração de carga e descarga, pode-se assim estimar possíveis poupanças para a rede e para o consumidor, com este fluxo bidirecional de energia, de acordo com os preços do mercado de energia.

5.2. Cenário base

Assumiu-se nesta fase um comportamento padrão de estacionamento residencial dos utilizadores dos VEs, sem controlo, sendo que às 00:00h todos os VEs se encontram estacionados nas suas residências, considerando sempre os dados da Tabela 8, para se poder comparar aos cenários com G2V e V2G.

5.2.1. Inverno

Nesta secção, vai ser avaliado o impacto que a carga dos VEs pode ter na rede elétrica, no dia típico de inverno, e a forma como se pode minimizar.

Na Figura 19, observa-se o consumo base durante o período considerado, assim como os três novos consumos consequentes do carregamento dos VEs com 10%, 25% e 50% de penetração e a energia gerada a partir de fontes de energia renováveis neste dia típico. Observa-se que o impacto do carregamento nos VEs surge apenas até às 01:30h, visto que o tempo de carga para o VE percorrer 25 km é muito pequeno. O novo consumo, até às 01:30h, devido ao carregamento dos VEs, subiu em 22,29%, 55,73% e 111,5% relativamente ao consumo original, com 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente. Já o novo consumo total, devido ao carregamento dos VEs, subiu 1,33%, 3,31% e 6,63% relativamente ao consumo original, com 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente.

A Tabela 9 apresenta o excesso diário de energia renovável e a percentagem de energia renovável utilizada para realizar o carregamento dos VEs, nos quatro diferentes níveis de penetração apresentados, no dia representativo de inverno. O excesso proveniente de fontes de energias renováveis pode ser aproveitado para efetuar o carregamento dos VEs, podendo reduzi-lo em 767,7 MWh com 10% de penetração e 798,8 MWh com 25% e 50% de penetração. De referir que, no período de carga, a energia utilizada é 87,97% renovável para uma penetração de 10%, 69,08% renovável para uma penetração de 25% e 50,88% renovável para uma penetração de 50%. Caso houvesse controlo sobre o período de carga de

tais VEs, ou seja, se estes VEs pudessem carregar num período temporal maior, conseguir-se-ia aproveitar mais a energia renovável em excesso e reduzir as pontas criadas pelo elevado número de VEs no mesmo instante. De referir que estas pontas tomam valores de 10,9 GW, 16,5 GW e 26 GW nos primeiros 15 minutos e de 10,2 GW, 15 GW e 23,1 GW nos próximos 11 minutos, para os níveis de penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente. Estes valores levariam à necessidade de atuação de várias novas centrais com elevadas potência e flexibilidade para poder acompanhar essa variação rápida que seriam usadas durante o resto do dia, resultando num elevado impacto não só a nível técnico, mas também económico.

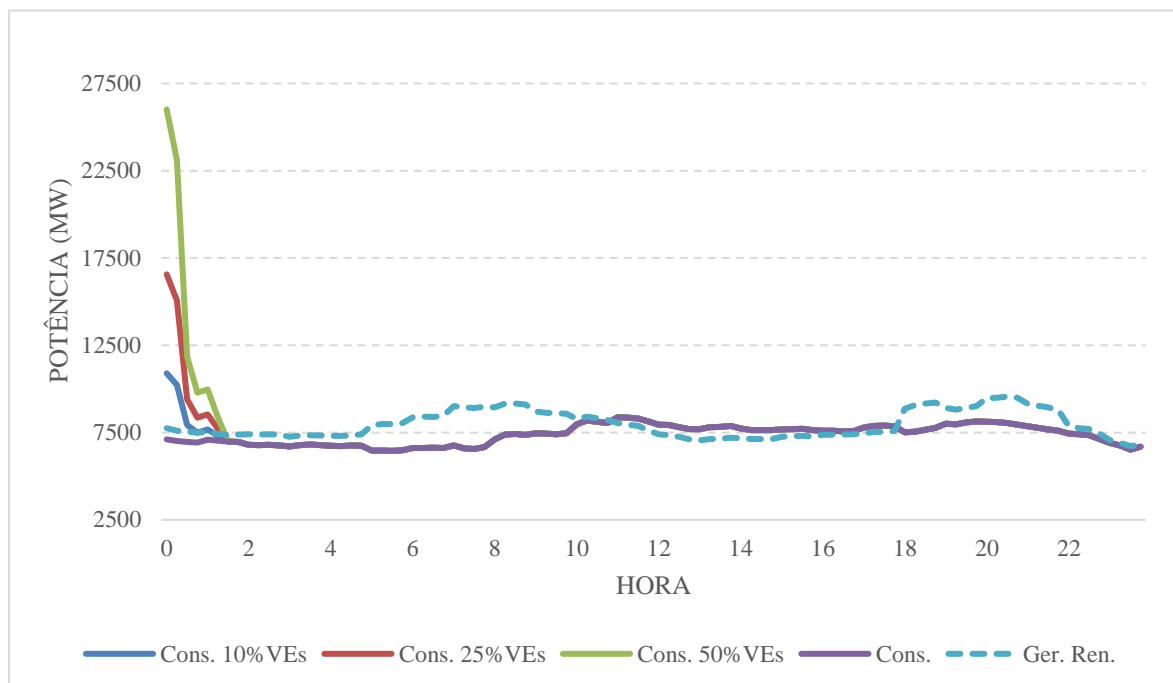


Figura 19 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de inverno.

Tabela 9 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no inverno, para os diferentes níveis de penetração.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	17,10	16,33	16,30	16,30
Renováveis no Carregamento (%)	-	87,97	69,08	50,88

5.2.2. Primavera

Nesta secção, ir-se-á repetir o que se fez na secção anterior, mas para o dia típico de primavera.

A Figura 20 apresenta, tal como a Figura 19, o consumo base durante o período considerado, assim como os novos consumos consequentes do carregamento dos VEs, com 10%, 25% e 50% de penetração e a energia gerada a partir de fontes de energia renováveis, porém este cenário é relativo ao dia típico de primavera. Apesar do consumo representativo deste dia ser inferior ao consumo de inverno, a capacidade diária e o tempo de carga são também inferiores, pois passou-se de um clima frio para um clima ameno, pelo que as percentagens de consumo, no período de carga, relativamente ao consumo de inverno vão ser superiores. O novo consumo, até às 01:00h, devido ao carregamento dos VEs, subiu 29,62%, 74,05% e 148,1%, relativamente ao consumo original, com 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente. Já o novo consumo total, devido ao carregamento dos VEs, subiu 1,10%, 2,75% e 5,49% relativamente ao consumo original, com 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente.

A Tabela 10 ilustra o excesso diário de energia renovável e a percentagem de energia renovável utilizada para realizar o carregamento dos VEs, nos quatro diferentes níveis de penetração apresentados, no dia representativo de primavera. O excesso proveniente de fontes de energias renováveis foi nulo neste dia, pelo que este excesso não vai poder auxiliar a rede no carregamento dos VEs, mas mesmo assim as renováveis asseguram uma elevada percentagem de energia para o carregamento dos VEs. Neste caso, tal como no anterior, é evidente o perigo que as pontas, durante os primeiros 18 minutos, podem causar à rede. Com um aumento de 64%, de 160% e de 319%, para os níveis de penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente, a rede pode não ter capacidade para aguentar, e num pior cenário, colapsar. Observa-se assim que, implementando um maior período temporal de carga, seria possível evitar esta sobrecarga e efetuar o carregamento em horas de menor preço de energia.

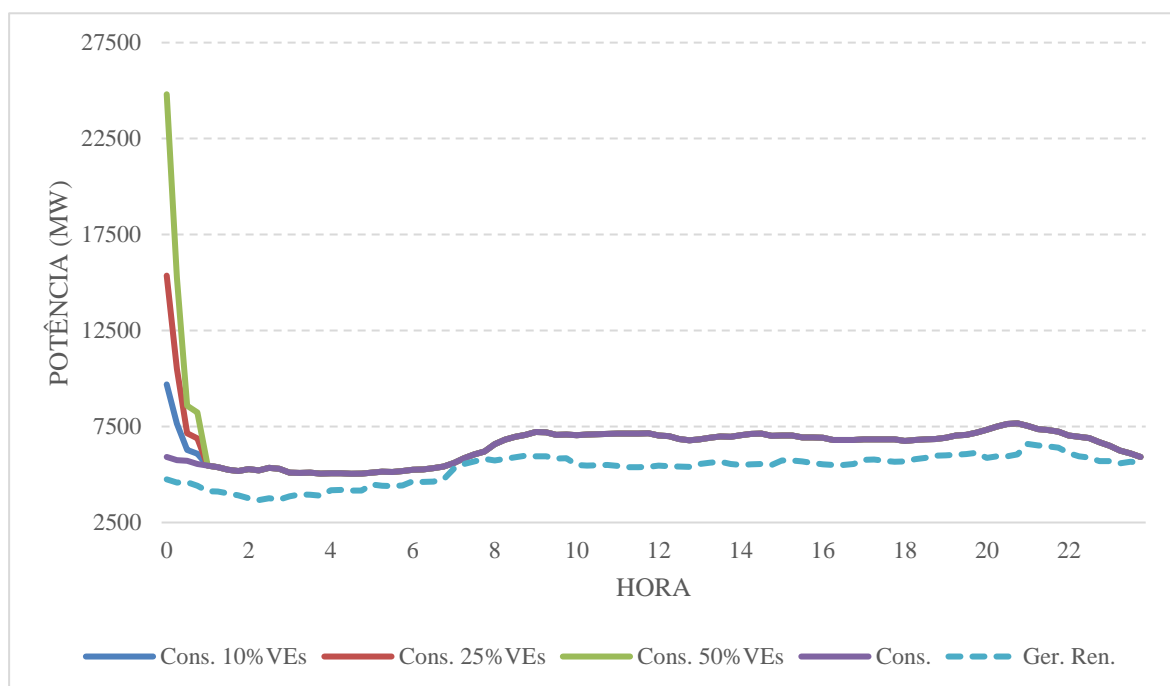


Figura 20 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de primavera.

Tabela 10 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, na primavera, para os diferentes níveis de penetração.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	0	0	0	0
Renováveis no Carregamento (%)	-	61,82	46,04	32,30

5.2.3. Verão

Nesta secção ir-se-á repetir o que se fez nas outras duas secções anteriores, mas para o dia típico de verão.

A Figura 21 apresenta, tal como as Figuras 19 e 20, o consumo base durante o período considerado, assim como os novos consumos consequentes do carregamento dos VEs, com 10%, 25% e 50% de penetração e a energia gerada a partir de fontes de energia renováveis, porém este cenário é respetivo ao dia típico de verão. Como o consumo representativo deste dia é inferior ao consumo do dia representativo de primavera e a capacidade diária e o tempo de carga são iguais (clima ameno), as percentagens de consumo vão ser ligeiramente superiores. O novo consumo, até às 01:00h, devido ao carregamento dos VEs subiu 32,23%,

80,58% e 161,16% relativamente ao consumo original, com 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente. Já o novo consumo total, devido ao carregamento dos VEs subiu 1,18%, 2,95% e 5,90% relativamente ao consumo original, com 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente.

A Tabela 11 demonstra o excesso diário de energia renovável e a percentagem de energia renovável utilizada para realizar o carregamento dos VEs, nos quatro diferentes níveis de penetração apresentados, no dia representativo de verão. Tal como no cenário anterior, as pontas criadas pelo elevado número de VEs podem ser bastante prejudiciais para rede. Com um aumento de 70,6%, de 176,5% e de 353% durante os primeiros 18 minutos, a fiabilidade da rede estaria em perigo.

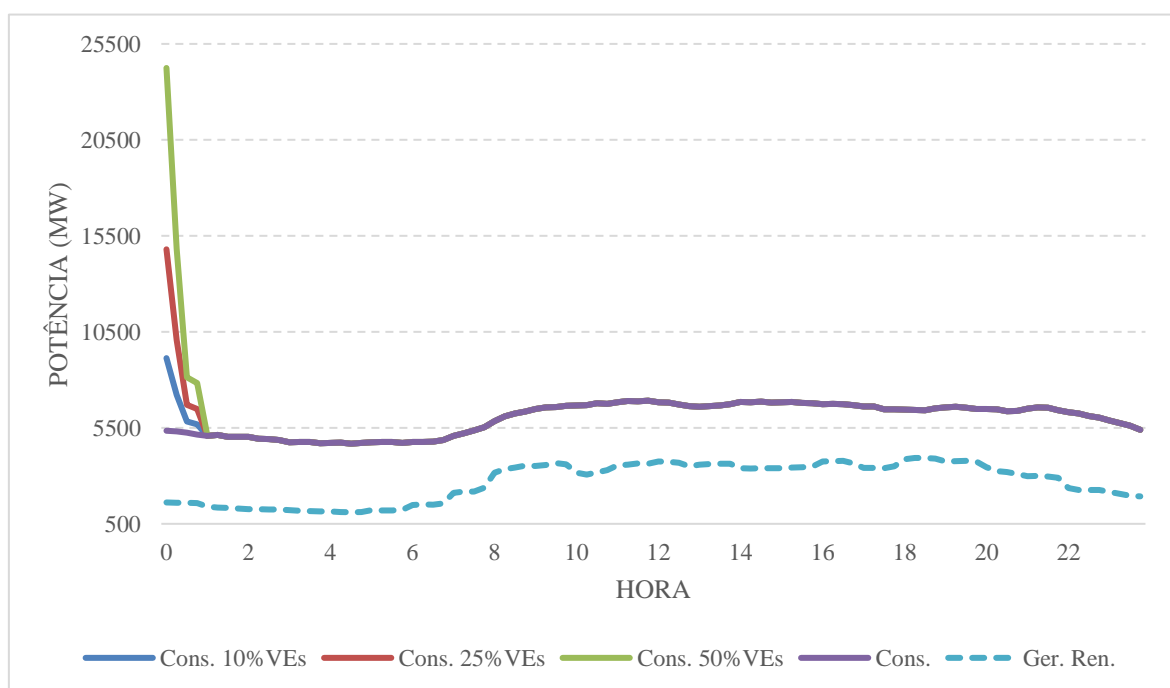


Figura 21 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de verão.

Tabela 11 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no verão, para os diferentes níveis de penetração.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	0	0	0	0
Renováveis no Carregamento (%)	-	22,94	16,80	11,61

5.3. Cenário com controlo G2V

Assumiu-se, nesta fase, um comportamento padrão de estacionamento residencial dos utilizadores dos VEs, considerando sempre os dados da Tabela 8, para se poder comparar ao cenário sem controlo. Contudo, neste caso considera-se que existe um agente agregador capaz de controlar o carregamento dos VEs, em função dos objetivos definidos.

5.3.1. Inverno

Nesta secção, vai ser comparado o cenário sem controlo, no dia típico de inverno, com o cenário com controlo G2V, no mesmo dia típico.

Na Figura 22 pode-se observar o consumo base durante o período considerado, assim como os três novos consumos consequentes do carregamento dos VEs com 10%, 25% e 50% de penetração e a energia gerada a partir de fontes de energia renováveis para o cenário com controlo G2V no dia típico de inverno.

Como se pode verificar nas Tabelas 9 e 12, a percentagem de renováveis no carregamento subiu em 12,03%, 30,92% e 39,60%, para os níveis de penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente, face ao cenário sem controlo, no mesmo dia típico. Após este controlo, o excesso total face ao cenário sem controlo foi bastante menor. Para uma penetração de 10% de VEs a redução de excesso foi de 1569 MWh, para o cenário de penetração de 25% a redução foi de 5023 MWh e para o cenário com maior penetração, 50%, houve uma redução de 5258 MWh, respetivamente. Com o cenário de 25% de penetração é praticamente absorvido todo o excesso de energia renovável, sendo que no cenário de 50% de penetração a quantidade de VEs já é excessiva face às necessidades. Através deste controlo G2V conseguem-se reduzir as pontas criadas pelo elevado número de VEs num curto intervalo de tempo, minimizando os problemas para a rede elétrica.

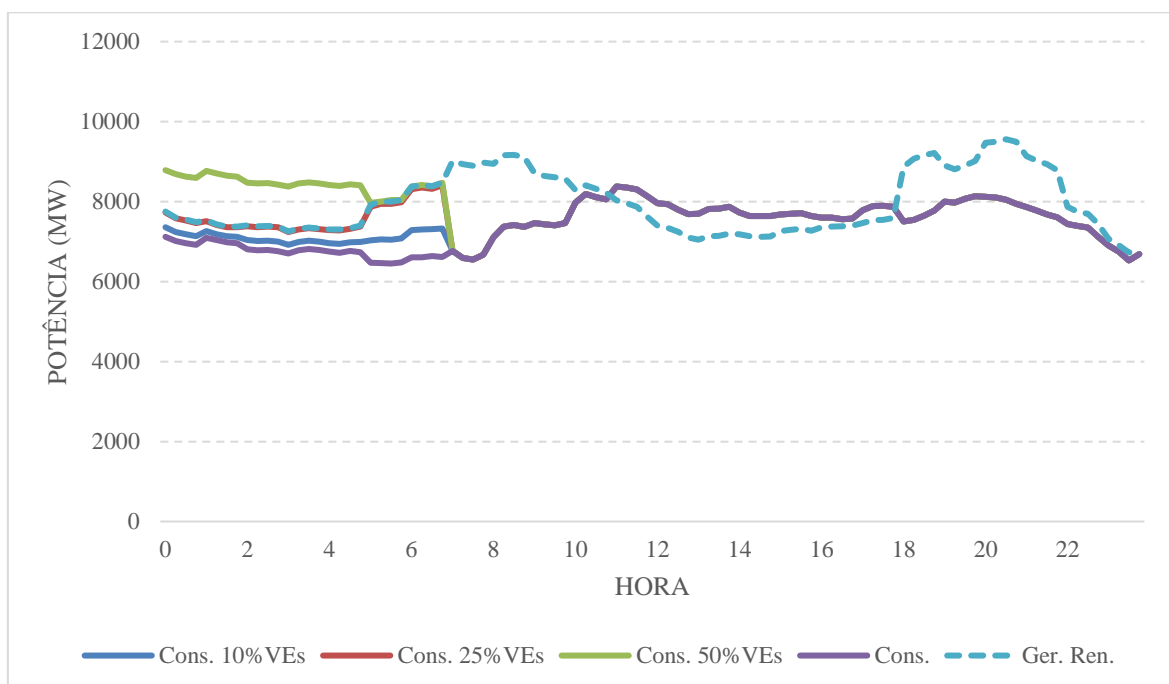


Figura 22 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de inverno, com controlo G2V.

Tabela 12 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no inverno, para os diferentes níveis de penetração, com controlo G2V.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	17,10	14,76	11,26	11,04
Renováveis no Carregamento (%)	-	100	100	90,48

5.3.2. Primavera

Nesta secção, tal como na anterior, vai ser comparado o cenário sem controlo, com o cenário com controlo G2V, mas desta vez para o dia típico de primavera.

Na Figura 23, observa-se o consumo base durante o período considerado, assim como os três novos consumos consequentes do carregamento dos VEs com 10%, 25% e 50% de penetração e a energia gerada a partir de fontes de energia renováveis para o cenário com controlo G2V no dia típico de primavera. Como não existe excesso de energia renovável, neste dia típico de primavera, pretende-se carregar os VEs no período em que os preços da energia são menores, tentando uniformizar o mais possível o diagrama de carga. Os períodos de carga variaram com a diferente penetração dos cenários, de forma a evitar elevadas pontas no consumo.

Como se pode verificar nas Tabelas 10 e 13, a percentagem de renováveis no carregamento subiu 11,84%, 24,53% e 32,98% para os níveis de penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente, face ao cenário sem controlo, no mesmo dia típico.

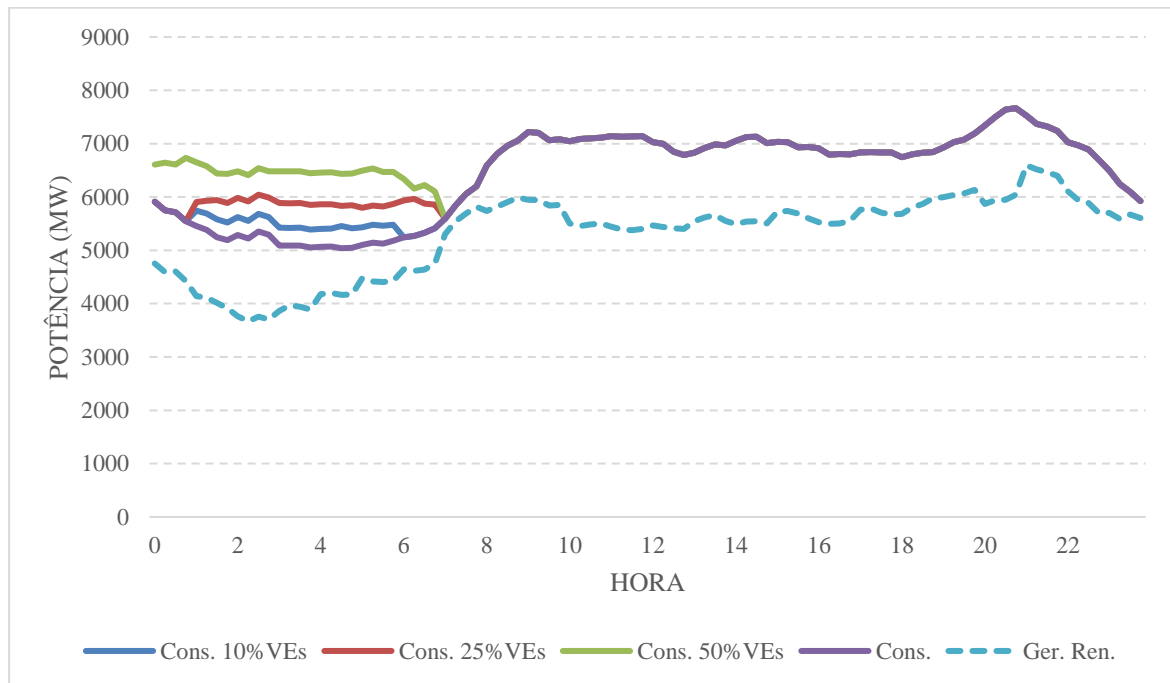


Figura 23 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de primavera, com controlo G2V.

Tabela 13 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, na primavera, para os diferentes níveis de penetração, com controlo G2V.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	0	0	0	0
Renováveis no Carregamento (%)	-	73,66	70,57	65,27

5.3.3. Verão

Nesta secção, tal como nas duas anteriores, vai ser comparado o cenário sem controlo, com o cenário com controlo G2V, mas desta vez para o dia típico de verão.

Na Figura 24, observa-se o consumo base durante o período considerado, assim como os três novos consumos consequentes do carregamento dos VEs com 10%, 25% e 50% de penetração e a energia gerada a partir de fontes de energia renováveis para o cenário com controlo G2V no dia típico de verão. Como não existe excesso de energia renovável, tal como no cenário anterior, pretende-se carregar os VEs no período em que os preços da

energia são menores, tentando evitar pontas elevadas e tornando o diagrama mais uniforme. O período escolhido, tal como no cenário anterior, variou com a percentagem da penetração dos VEs, de forma a uniformizar o consumo.

Como se pode verificar nas Tabelas 11 e 14, a percentagem de renováveis no carregamento subiu 1,57%, 6,17% e 10,02% para os níveis de penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente, face ao cenário sem controlo, no mesmo dia típico.

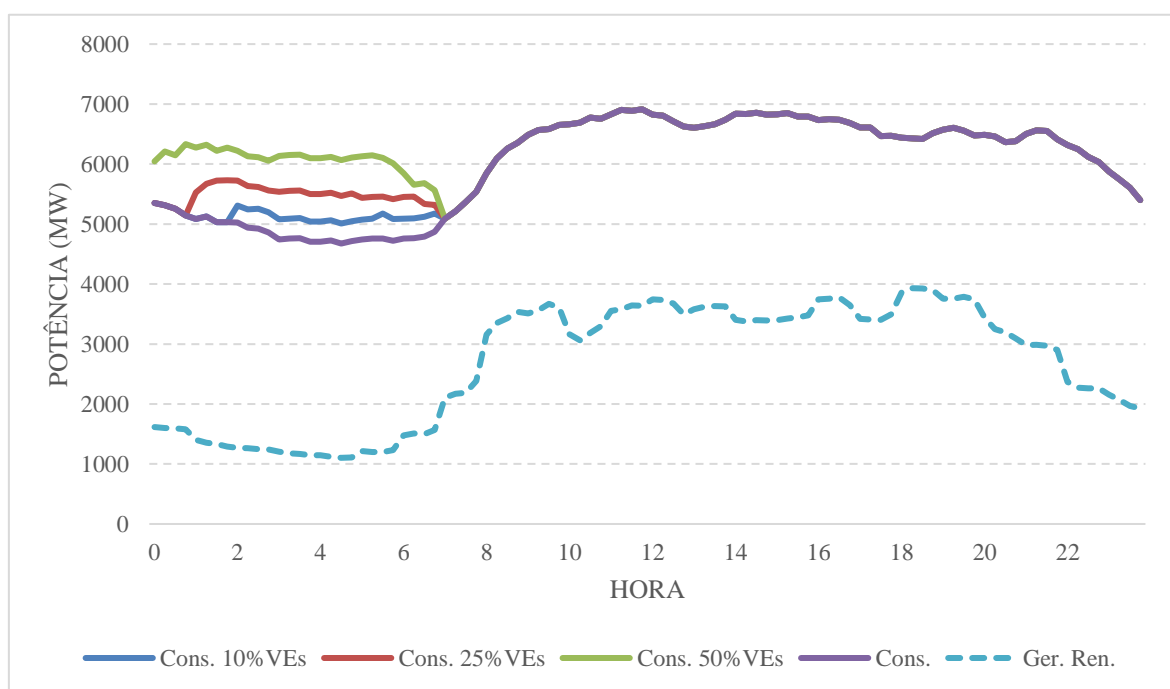


Figura 24 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de verão, com controlo G2V.

Tabela 14 - Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no verão, para os diferentes níveis de penetração, com controlo G2V.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	0	0	0	0
Renováveis no Carregamento (%)	-	24,51	22,97	21,63

5.4. Cenário com controlo V2G

Assumiu-se, nesta fase, um comportamento padrão de estacionamento residencial dos utilizadores dos VEs, considerando sempre os dados da Tabela 8, para se poder comparar ao

cenário sem controlo. Contudo, considera-se que existe um agente agregador capaz de controlar a carga e descarga dos VEs, em função dos objetivos definidos.

5.4.1. Inverno

Nesta secção, vai ser comparado o cenário com controlo V2G, no dia típico de inverno, com o cenário com controlo G2V, no mesmo dia típico.

A Figura 25 apresenta uma subida dos consumos durante a noite e um decréscimo durante a tarde, relativamente à Figura 22. Isto deve-se ao facto da maior capacidade utilizada da bateria pelos VEs para armazenar energia, para depois poder libertar na rede.

Como se pode verificar nas Tabelas 12 e 15, a percentagem de renováveis no carregamento apenas decresceu para uma penetração de 50%, em relação ao cenário de G2V, pois o consumo durante esse período foi maior e já não existia excesso de energia renovável.

Após este controlo, conseguiu-se a máxima redução de excesso de energia renovável, durante o período de carga, para todos os cenários, 6057 MWh. Para se poder aproveitar todo o excesso de energia renovável e para se poder efetuar a descarga na rede nos cenários de penetração de 10%, 25% e 50% foram precisos, em média, para além da capacidade diária para realizar G2V, utilizar por VE mais 7,75 kWh, 0,18 kWh e 0,15 kWh das baterias, respetivamente. No cenário de 50% de penetração, apesar de já não existir excesso de energia renovável para armazenar, armazenaram-se mais 300 MWh de forma a poder descarregar na rede elétrica, durante o período de maior consumo da tarde.

O número mínimo de VEs utilizado para uma penetração de 10% e 25% foi de 217616, utilizando 17,10 kWh e 0,99 kWh da bateria, para além da capacidade diária, respetivamente, e para uma penetração de 50% foi de 419978, utilizando 4,17 kWh da bateria, para além do utilizado para os VEs realizarem 25 km diários.

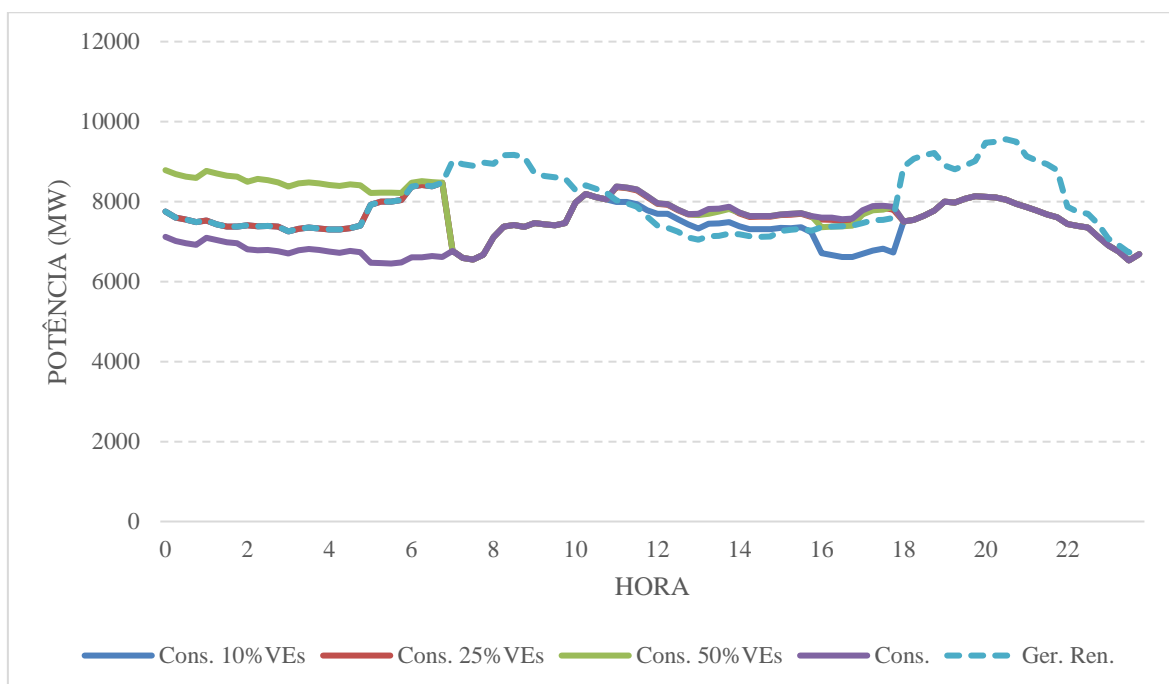


Figura 25 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de inverno, com controlo V2G.

Tabela 15 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no inverno, para os diferentes níveis de penetração, com controlo V2G.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	17,10	11,04	11,04	11,04
Renováveis no Carregamento (%)	-	100	100	89,94

5.4.2. Primavera

Nesta secção, tal como na anterior, vai ser comparado o cenário com controlo V2G, desta vez para o dia típico de primavera, com o cenário com controlo G2V, para o mesmo dia típico.

Na Figura 26, observa-se uma subida nos consumos durante a noite e um decréscimo durante a tarde, relativamente à Figura 23. A justificação é a mesma que se utilizou na secção anterior.

Como se pode verificar nas Tabelas 13 e 16, a percentagem de renováveis no carregamento decresceu 1,18%, 2,13% e 2,70% para a penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente, em relação ao cenário de G2V, pois o consumo durante esse período foi maior, no período mais escasso de energia renovável.

Para se poder efetuar a descarga na rede foi necessário que cada VE carregasse mais do que a sua capacidade diária. Desta forma, nos cenários de penetração de 10%, 25% e 50% foram precisos, em média, para além da capacidade diária para realizar G2V, utilizar por VE mais 0,94 kWh, 0,92 kWh e 0,81 kWh da capacidade das baterias, respetivamente.

O número mínimo de VEs utilizado para uma penetração de 10%, 25% e 50% foi de 66231, 164796 e 321777, respetivamente, utilizando 6,79 kWh, 6,67 kWh e 6,06 kWh da bateria, para além da capacidade utilizada para os VEs se locomoverem, respetivamente.

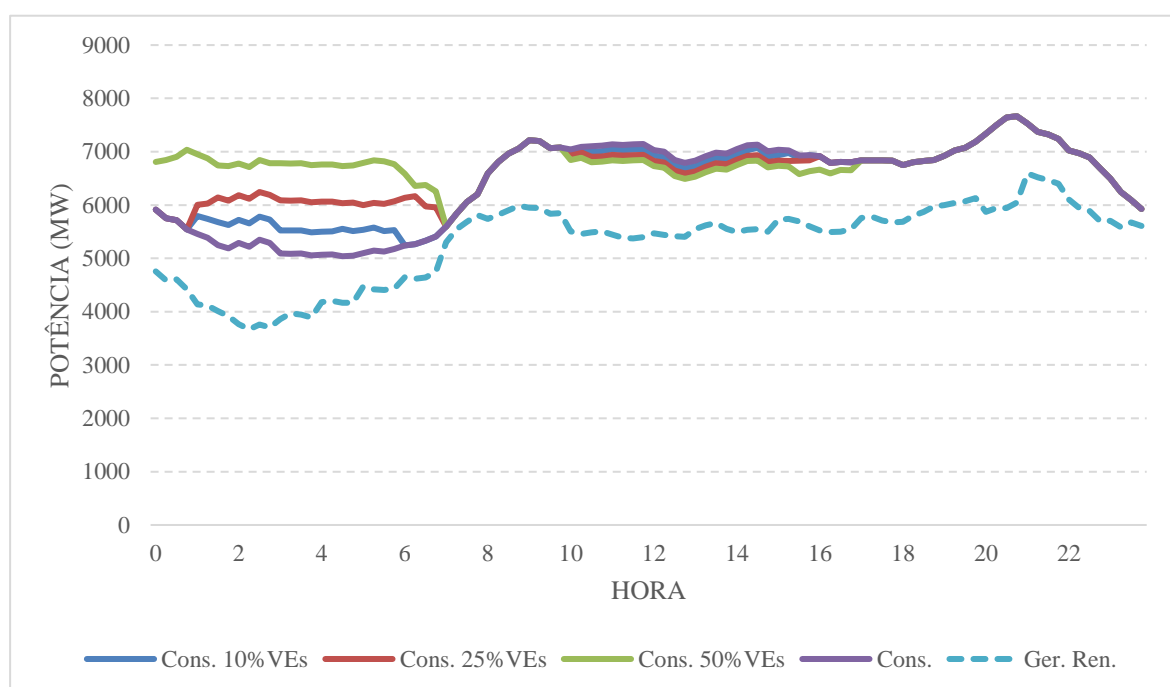


Figura 26 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de primavera, com controlo V2G.

Tabela 16 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, na primavera, para os diferentes níveis de penetração, com controlo V2G.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	0	0	0	0
Renováveis no Carregamento (%)	-	72,48	68,44	62,58

5.4.3. Verão

Nesta secção, tal como nas duas anteriores, vai ser comparado o cenário com controlo G2V, com o cenário com controlo V2G, mas desta vez para o dia típico de verão.

Na Figura 27, observa-se uma subida nos consumos durante a noite e um decréscimo durante a tarde, relativamente à Figura 24, tal como ocorreu nas duas secções anteriores.

As Tabela 17 apresenta um decréscimo da percentagem de renováveis no carregamento de 0,42%, 0,74% e 0,95% para a penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente, em relação à Tabela 14, pois, tal como no cenário anterior, o consumo durante esse período foi maior no período mais escasso de energia renovável.

Nos cenários de penetração de 10%, 25% e 50% foram precisos, em média, por VE, para além da capacidade diária para realizar G2V, utilizar mais 0,94 kWh, 0,92 kWh e 0,81 kWh da bateria.

O número mínimo de VEs utilizado para uma penetração de 10%, 25% e 50% foi de 66231, 164796 e 321777, respetivamente, utilizando 6,79 kWh, 6,67 kWh e 6,06 kWh da bateria, para além da capacidade utilizada para os VEs se locomoverem, respetivamente. Estes números foram os mesmos que se obtiveram no cenário anterior, pois a energia armazenada e libertada é a mesma.

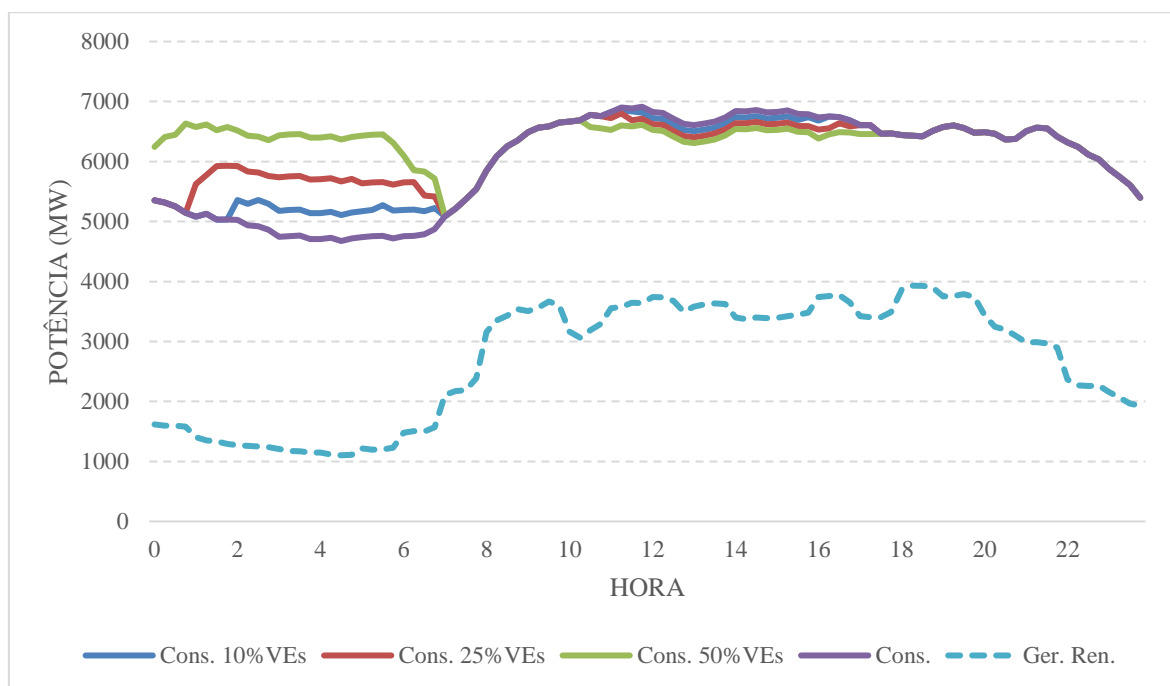


Figura 27 – Consumo, novos consumos e geração renovável para o dia de verão, com controlo V2G.

Tabela 17 – Excesso diário e percentagem utilizada de energia renovável, no verão, para os diferentes níveis de penetração, com controlo V2G.

	Penetração dos VEs (%)			
	0	10	25	50
Excesso de renováveis (GWh/dia)	0	0	0	0
Renováveis no Carregamento (%)	-	24,09	22,23	20,68

Capítulo 6 - Avaliação de impactos económicos

Após a análise técnica das estratégias abordadas no capítulo anterior, neste capítulo é feita a análise económica do ponto de vista da rede e do consumidor, de forma a estimar possíveis poupanças para ambos.

6.1. Impactos na rede elétrica

Nesta secção, são avaliados os impactos económicos associados à rede elétrica.

A Tabela 18 apresenta a energia consumida no carregamento e o custo associado a essa energia num cenário sem controlo, nos três dias típicos, com os três níveis de percentagens. A energia consumida na primavera e no verão é menor, pois a capacidade diária utilizada em clima ameno (primavera e verão) é menor. O preço da energia é maior na primavera e verão, pelo que o impacto económico associado a estas duas estações, apesar da menor energia consumida, vai ser maior.

Tabela 18 – Energia consumida e custos associados à rede elétrica na estratégia sem controlo.

	Inverno			Primavera			Verão		
	10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Consumo (GWh)	2,34	5,84	11,68	1,67	4,17	8,34	1,67	4,17	8,34
Custos (mil €)	82,12	205,3	410,6	99,37	248,4	496,8	108,1	270,3	540,7

Na Tabela 19 pode-se verificar a energia consumida, o custo associado à estratégia G2V e ainda a redução de custos face ao cenário inicial, para os três dias típicos, com os diferentes níveis de percentagem de penetração. A estratégia de carga no dia típico de inverno passa por armazenar todo o excesso de renovável, enquanto que nos dias típicos de primavera e verão, como este excesso é nulo, a estratégia passa por efetuar a carga em períodos onde a energia é mais barata. É assim de notar que, apenas no dia típico de inverno, a redução de custos é máxima quando o nível de penetração é máximo. No caso da primavera e verão como o período de carga nos 25% e nos 50% é maior, para uniformizar o diagrama de carga, é necessário recorrer a horários em que o preço da energia não é tão barato comparativamente ao cenário de 10% de penetração, pelo que a redução do impacto vai ser menor.

Tabela 19 – Energia consumida e custos associados à rede elétrica na estratégia G2V.

	Inverno			Primavera			Verão		
	10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Consumo (GWh)	2,34	5,84	11,68	1,67	4,17	8,34	1,67	4,17	8,34
Custos (mil €)	79,52	198,8	395	86,49	218,9	443,9	100,2	251,9	507,9
ΔCustos (%)	3,17	3,17	3,80	12,99	11,88	10,65	7,31	6,81	6,07

A Tabela 20 ilustra a energia consumida, a energia injetada, o custo associado à estratégia V2G e a redução de custos face ao cenário sem controlo, nos três dias típicos analisados, com os três diferentes níveis de penetração. Nos três dias típicos é clara a máxima redução de custos quando o nível de penetração é de 10%. Isto no inverno surge porque se acumula todo o excesso de renovável e se injeta quase 62% da energia consumida. Na primavera e no verão surge, por se ter o menor período de carga e o menor preço de energia. No dia típico de inverno observa-se que para a mesma quantidade de energia consumida (nível de penetração de 10% e 25%), a redução é muito maior no cenário com 10% de penetração, pois como o número de VEs é 2,5 vezes inferior vai haver mais 3,5 GWh a injetar na rede elétrica, pelo que a poupança vai ser 3,81 vezes superior. Como, no dia típico de inverno, o período de armazenamento é o mesmo e como a energia injetada é superior no cenário de 50% de penetração, face ao cenário de 25%, é expectável que a redução de custos seja maior. Face ao exposto, era de prever, o impacto económico associado à estratégia V2G vai ser maior que o impacto económico associado à estratégia G2V e ainda maior face ao cenário sem controlo.

Tabela 20 – Energias consumida e injetada e custos associados à rede elétrica na estratégia V2G.

	Inverno			Primavera			Verão		
	10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Consumo (GWh)	6,06	6,06	12,03	2,12	5,27	10,29	2,12	5,27	10,29
Injeção (GWh)	3,72	0,22	0,35	0,45	1,1	1,95	0,45	1,1	1,95
Custos (mil €)	71,45	198,3	394,3	82,24	209,2	429	96,45	243,5	494,4
ΔCustos (%)	12,99	3,41	3,97	17,26	15,78	13,65	10,78	9,91	8,56

6.2. Impactos para o consumidor

Nesta secção, são analisados os impactos económicos para os proprietários dos VEs, individualmente e na sua totalidade.

6.2.1. Impactos sem contabilizar a degradação das baterias

No Anexo A, encontram-se três tabelas com os preços referentes à rede elétrica, os preços da tarifa bi-horária e os preços de uma tarifa horária, cujo preço médio é o mesmo que o atualmente apresentado pela tarifa bi-horária, utilizados pelo consumidor nos três dias típicos analisados. Estes últimos preços foram calculados através da multiplicação dos preços horários referentes à rede elétrica pelo quociente da média do preço da tarifa bi-horária e a média do preço da tarifa da rede elétrica, de forma a que a variação do preço para o consumidor acompanhe a variação dos preços do mercado diário, dando-lhe assim mais hipóteses de otimização e incentivos para prestar apoio à rede. Estes preços incluem o IVA à taxa vigor e não consideram a potência por dia, pois considera-se que a potência necessária é a mesma para os três dias típicos. Através destas três tabelas foram calculados os custos para os proprietários dos VEs nos três dias típicos para as três diferentes percentagens de penetração.

Na Tabela 21 observam-se os custos associados à carga de cada modelo de VE e os custos totais associados à carga de cada frota de VEs, em cada respetivo dia típico, no cenário sem controlo. Verifica-se que os custos são iguais para os três tipos de percentagem, no mesmo dia típico e no mesmo modelo de VE, pois a relação consumo-percentagem de penetração mantém-se. É de notar, também, que é na primavera que os custos são mais elevados, isto devido ao maior preço da energia na primeira hora do dia, comparativamente aos outros dois dias típicos.

Um aspeto relevante é que os custos mais caros, para o consumidor, são no inverno, de seguida na primavera e por fim no verão, enquanto que para a rede a ordem dos preços é exatamente contrária. Primeiramente os custos mais caros são no verão, depois na primavera e por fim no inverno. Como se pode verificar, os custos para a rede na primavera e verão são 70% e 85% maiores, respetivamente, que os mesmos custos no inverno. Como este aumento é superior à redução de consumo da primavera e verão face ao inverno (cerca de 28,6%) é expectável que os custos sejam maiores no verão, depois na primavera e depois no inverno.

Os custos para os consumidores na primavera e no verão são 14% e 11% maiores, respetivamente, que os mesmos custos face ao cenário de inverno e a redução de consumo é a mesma referida em cima, pelo que, o aumento dos custos não é tão grande como a redução do consumo. Assim é fácil de prever que os custos vão ser maiores no inverno, de seguida na primavera e por fim no verão.

Para a tarifa dos consumidores acompanhar a variação da tarifa do mercado grossista, o seu valor médio teria de variar ao longo do ano. Como neste caso se pretendeu manter o preço médio atual, o preço médio da tarifa foi o mesmo o longo do ano, que na prática levou a atenuar os preços no verão e a aumentar no inverno, em relação ao que aconteceria se o preço médio tivesse uma variação ao longo do ano.

Tabela 21 – Custos para os consumidores na estratégia sem controlo.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	0,829	0,829	0,829	0,685	0,685	0,685	0,666	0,666	0,666
	Ren. Zoe	0,809	0,809	0,809	0,649	0,649	0,649	0,631	0,631	0,631
	BMW i3	0,829	0,829	0,829	0,664	0,664	0,664	0,646	0,646	0,646
	Outros	0,822	0,822	0,822	0,666	0,666	0,666	0,648	0,648	0,648
	Total (mil €)	396,2	990,5	1981	325,7	814,3	1629	316,8	792	1584

A Tabela 22 apresenta os custos associados à carga dos VEs, os custos totais associados à carga de cada frota de VEs e a redução de custos do cenário com controlo G2V, face ao cenário sem controlo, em cada respetivo dia típico. Observa-se que, apenas no dia típico de inverno a redução de custos é máxima quando o nível de penetração é máximo, isto porque apenas com 50% da frota de VEs se consegue armazenar todo o excesso de energia renovável. No caso da primavera e verão, como o período de carga nos 25% e nos 50% é maior, para uniformizar o diagrama de carga, é necessário recorrer a horários em que o preço da energia não é tão barato comparativamente ao cenário de 10% de penetração, pelo que a redução do impacto vai ser menor. Verificou-se que agora o dia típico de primavera passou a ser o mais barato, em termos de custos, ao contrário do cenário sem controlo. Para a mesma energia carregada nos cenários de primavera e verão, os preços são 3,45%, 2,67% e 1,81% mais baratos nos cenários de 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente, pelo que, os custos vão ser mais baratos na primavera, face ao verão.

Tabela 22 – Custos para os consumidores na estratégia G2V.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	0,808	0,808	0,802	0,597	0,604	0,613	0,618	0,622	0,627
	Ren. Zoe	0,786	0,786	0,781	0,565	0,572	0,58	0,585	0,588	0,593
	BMW i3	0,806	0,806	0,801	0,578	0,585	0,594	0,599	0,602	0,607
	Outros	0,799	0,799	0,794	0,58	0,587	0,595	0,601	0,604	0,609
	Total (mil €)	396,2	990,5	1981	325,7	814,3	1629	316,8	792	1584
	ΔTotal (%)	3,18	3,18	3,81	14,37	13,31	12,09	8,81	8,3	7,55

Na Tabela 23 podem-se verificar os custos associados à carga dos VEs, os custos totais associados à carga de cada frota de VEs e a redução de custos do cenário com controlo V2G face ao cenário sem controlo, em cada respetivo dia típico. Posteriormente, estes custos de carregamento, vão ser separados em custos para mobilidade e custos para V2G. Vão ser, também, apresentados os benefícios que o V2G vai trazer para cada consumidor e para a totalidade da frota de VEs.

Neste cenário, em que só se contabiliza a carga dos VEs verifica-se que o custo por VE, no cenário de 10% de penetração, no inverno, sobe bastante comparativamente ao cenário sem controlo e com controlo G2V. Esta estratégia pode utilizar cerca de 11 vezes mais energia que as outras duas, pelo que, no cenário de 10% de penetração, no inverno, vai-se armazenar toda a energia em excesso, o que não acontecia nos outros dois casos.

Os custos por VE, nas outras percentagens de penetração e nos outros dois dias típicos subiram deveras, face ao cenário inicial, como era expectável. Os custos para os consumidores, em todos os cenários, são bastante superiores aos custos da rede elétrica, pois o preço pago pela energia é quase cinco vezes superior.

Tabela 23 – Custos para os consumidores na estratégia V2G.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	2,094	0,837	0,827	0,757	0,763	0,756	0,784	0,785	0,773
	Ren. Zoe	2,038	0,815	0,805	0,717	0,723	0,716	0,742	0,744	0,732
	BMW i3	2,089	0,836	0,825	0,734	0,74	0,733	0,76	0,761	0,75
	Outros	2,072	0,829	0,818	0,736	0,742	0,735	0,762	0,763	0,752
	Total (mil €)	994,3	994,3	1963	354	891,9	1767	366,5	917,8	1807

As Tabelas 24 e 25 apresentam os custos em função das percentagens da energia carregada para mobilidade e V2G. A Tabela 24 ilustra os custos relativos à mobilidade por VE e na sua totalidade, de acordo com a percentagem de penetração, e a redução de custos face ao

cenário inicial, enquanto que a Tabela 25 apresenta os custos relativos à energia armazenada por VE e na totalidade, de acordo com a percentagem de penetração, para depois libertar na rede. É notório, que os custos por VE e na totalidade, relativos à mobilidade, no cenário V2G, são iguais aos mesmos custos, no cenário G2V, visto que a energia carregada para mobilidade é a mesma, os preços horários são iguais e o período de carregamento também. Os custos relativos a V2G são relativamente pequenos, exceto no dia típico de inverno, com 10% de penetração (já explicado anteriormente).

Tabela 24 – Custos, relativos à mobilidade, para os consumidores na estratégia V2G.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	0,808	0,808	0,802	0,597	0,604	0,613	0,618	0,622	0,627
	Ren. Zoe	0,786	0,786	0,781	0,565	0,572	0,580	0,585	0,588	0,593
	BMW i3	0,806	0,806	0,801	0,578	0,585	0,594	0,599	0,602	0,607
	Outros	0,799	0,799	0,794	0,580	0,587	0,595	0,601	0,604	0,609
	Total (mil €)	383,6	959	1906	279	705,9	1432	288,9	726,3	1464
	ΔTotal (%)	3,18	3,18	3,81	14,37	13,31	12,09	8,81	8,30	7,55

Tabela 25 – Custos, relativos a V2G, para os consumidores na estratégia V2G.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	1,286	0,030	0,024	0,161	0,159	0,144	0,166	0,164	0,147
	Ren. Zoe	1,252	0,029	0,024	0,152	0,151	0,136	0,157	0,155	0,139
	BMW i3	1,283	0,030	0,024	0,156	0,154	0,139	0,161	0,159	0,142
	Outros	1,273	0,029	0,024	0,156	0,155	0,140	0,162	0,159	0,143
	Total (mil €)	610,7	35,3	57,53	75,07	186	335,6	77,69	191,6	343,1

Na Tabela 26 observam-se os benefícios da energia injetada na rede, no cenário V2G, por VE e na totalidade, de acordo com a percentagem de penetração. Verifica-se, que, tal como seria de esperar, quando se armazena mais energia também se vão obter mais benefícios para cada VE.

Tabela 26 – Benefícios da energia injetada na rede, para os consumidores, na estratégia V2G.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	-0,082	-0,002	-0,002	-0,029	-0,027	-0,021	-0,023	-0,021	-0,017
	Ren. Zoe	-0,08	-0,002	-0,002	-0,028	-0,025	-0,02	-0,022	-0,02	-0,016
	BMW i3	-0,082	-0,002	-0,002	-0,028	-0,026	-0,02	-0,022	-0,02	-0,016
	Outros	-0,081	-0,002	-0,002	-0,028	-0,026	-0,02	-0,022	-0,02	-0,016
	Total (mil €)	-38,91	-2,251	-4,03	-13,6	-31	-48,71	-10,63	-24,25	-39,63

6.2.2. Modelo de degradação das baterias

Para se estimarem os custos associados à degradação das baterias dos VEs analisados, causados pela estratégia V2G, foi utilizado um modelo em *Simulink*. Este modelo é baseado numa degradação linear que tem como vantagem a remoção do efeito da degradação causada pela corrente da bateria, aumentando assim a fiabilidade do tempo de degradação da mesma. As equações que definem a degradação da bateria são apresentadas em [64] de (1) a (4). L é a degradação da bateria, tendo em consideração o número de ciclos (N), f_d é a degradação linear que é dada pela soma de f_{cyc} e f_{cal} , que são a degradação por ciclo e a degradação espontânea que ocorrem normalmente, respetivamente. As equações (3) e (4) deste modelo têm como parâmetros os modelos de *stress* para a profundidade de descarga (f_{DoD}), para o estado de carga (f_{SoC}), para a taxa de corrente (f_c), e para a temperatura (f_T). Também na equação (3), n_i indica se o ciclo está completo ($n=1$) ou a meio ($n=0,5$), na equação (4) k_t é o coeficiente de *stress* do tempo, t é a duração do tempo e *avg* refere-se aos valores médios. O cálculo para estes modelos é feito com base nas equações apresentadas em (5), também enunciadas em [64].

A Figura 28 apresenta a capacidade da bateria do *Nissan Leaf* em função do número de ciclos, no cenário de 10% de penetração no dia típico de inverno. Esta figura é apenas exemplificativa, encontrando-se as curvas de degradação dos restantes VEs, nos restantes cenários, com respetiva % de penetração, no Anexo B. São efetuadas uma carga e uma descarga por dia, que correspondem à utilização diária para V2G e para mobilidade. Os valores do estado de carga (SoC), profundidade de descarga (DoD) e taxa de corrente (C-Rate) foram calculados através das equações (3-5), respetivamente, onde $Q_a(t)$ é a energia ativa disponível num determinado tempo t , Q_r é a capacidade máxima ou total que a bateria ainda dispõe, $SoC(\min)$ é o estado de carga mínimo da bateria e $|I|$ é a corrente de carga ou descarga da bateria.

$$SoC(t) = \frac{Q_a(t)}{Q_r} \quad (3)$$

$$DoD = 1 - SoC(\min) \quad (4)$$

$$CRate = \frac{|I| \times (1h)}{Q_r} \quad (5)$$

Os valores de SoC(t) utilizados na Figura 28 foram calculados através da divisão da energia horária de carga/descarga de cada VE pelo valor da bateria do *Nissan Leaf* (40 kWh). Depois o DoD foi calculado com base no menor valor do SoC e posteriormente foi calculado o C-Rate com base na corrente e na capacidade máxima da bateria (0,09 para o caso do *Nissan Leaf*). O valor máximo do estado de carga foi definido como 90%, de forma a não se aproximar dos limites máximos da bateria. Definiu-se, ainda, um limite de degradação das baterias dos VEs de 30%, ou seja, quando a capacidade das baterias decresce para 70%, estas deixam de ser operacionais para assegurar as necessidades de mobilidade, pelo que, devem ser substituídas. No caso do *Nissan Leaf* é possível observar que a bateria degrada 30% da sua capacidade nominal ao fim de, aproximadamente, 3200 ciclos, resultando numa degradação diária de 0,009375%. Para este cálculo foi considerada uma relação linear e recorreu-se à equação (6), onde Deg.Total (%) é a degradação diária provocada pelo V2G e pela mobilidade, em percentagem, Lim.Degr. (%) é o limite de degradação da bateria utilizada, em percentagem, e n° de ciclos é o número de ciclos que se conseguem realizar.

$$Deg. Total (\%) = \frac{Lim. Degr. (\%)}{n^\circ \text{ de ciclos}} \quad (6)$$

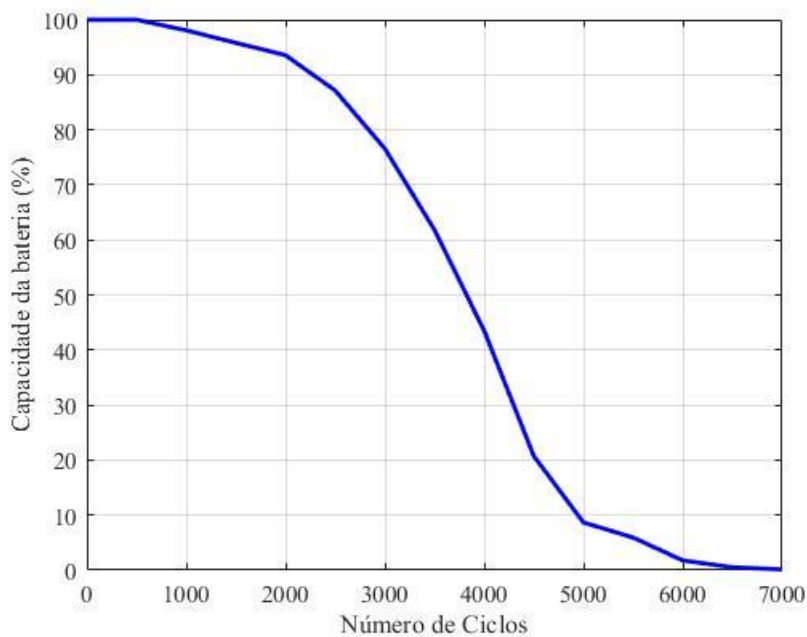


Figura 28 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.

Desta forma é possível estimar a nova vida útil dos VEs considerados, sendo que para o caso do Nissan Leaf, este valor é de 8,77 anos. A degradação causada apenas pela utilização de V2G foi calculada através da equação (7), onde Deg.V2G (%) é a degradação diária provocada pelo V2G, em percentagem, e Cap.V2G (%) é a percentagem da capacidade utilizada em V2G.

$$\text{Deg. V2G (\%)} = \text{Deg. Total (\%)} \times \text{Cap. V2G (\%)} \quad (7)$$

No caso do Nissan Leaf, para o cenário de 10% de VEs, sabendo que o uso do V2G corresponde a 61,42% do consumo total, estima-se que o V2G seja responsável por 0,005758% da degradação diária. O custo do V2G associado à degradação diária foi calculado com base na equação (8), onde CustoV2G representa o custo associado à degradação diária e Preço Bat. representa o preço de substituição da bateria, que ocorre quando esta tiver uma degradação igual a 30%.

$$\text{CustoV2G} = \text{Deg. V2G} \times \text{Preço Bat.} \quad (8)$$

Após o cálculo, através da equação (8), obteve-se um custo de 0,282 €/dia, para o *Nissan Leaf*, no cenário típico de inverno, com uma percentagem de penetração de 10%.

6.2.3. Impactos considerando a degradação das baterias

A Tabela 27 apresenta o somatório de custos relativos à mobilidade, relativos à degradação das baterias e relativos ao armazenamento de energia para depois injetar na rede elétrica, por VE e para a frota total, consoante a percentagem de penetração, nos três dias típicos. Na última linha da tabela estão os valores do aumento do custo total, face ao custo total da Tabela 23. Apenas no cenário de inverno, nas penetrações de 25% e 50%, se verificaram valores bem abaixo dos 10%, isto porque o objetivo no inverno foi armazenar toda a energia renovável em excesso, pelo que, como o número de VEs aumentou 2,5 vezes e cinco vezes a percentagem de aumento foi pouco significativa. No inverno, com 10% de penetração utilizaram-se cerca de 7,75 kWh para V2G, pelo que a média do custo foi de 0,277 €/VE, com 25% de penetração utilizaram-se cerca de 0,18 kWh, pelo que a média do custo foi de

0,015 €/VE e com 50% de penetração utilizaram-se cerca de 0,15 kWh, pelo que a média do custo foi de 0,012 €/VE.

Tabela 27 – Custos totais do cenário V2G para os consumidores.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	2,376	0,853	0,839	0,848	0,852	0,837	0,875	0,875	0,854
	Ren. Zoe	2,318	0,83	0,817	0,806	0,81	0,795	0,832	0,832	0,812
	BMW i3	2,36	0,85	0,837	0,821	0,825	0,81	0,847	0,847	0,827
	Outros	2,349	0,844	0,831	0,825	0,829	0,814	0,851	0,851	0,831
	Total (mil €)	1128	1013	1993	396,9	997,1	1958	409,5	1023	1998
	ΔTotal (%)	13,45	1,831	1,52	12,11	11,8	10,79	11,74	11,5	10,6

A Tabela 28 apresenta o somatório de custos relativos à degradação das baterias e relativos ao armazenamento de energia para depois injetar na rede elétrica, por VE e para a frota total, consoante a percentagem de penetração, nos três dias típicos. Na última linha da tabela estão os valores do aumento do custo total, face ao custo total da Tabela 25. Verifica-se, tal como antes, um aumento dos custos, provocado pela degradação das baterias dos VEs. O aumento dos custos totais, em percentagem, é mais significativo do que o mesmo aumento na tabela anterior, pois os custos são mais pequenos, já que não englobam os custos para mobilidade.

Tabela 28 – Custos totais, relativos à energia armazenada, do cenário V2G para os consumidores.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	1,568	0,045	0,037	0,251	0,248	0,224	0,257	0,253	0,227
	Ren. Zoe	1,531	0,044	0,036	0,241	0,239	0,215	0,247	0,243	0,219
	BMW i3	1,554	0,044	0,036	0,242	0,239	0,216	0,248	0,244	0,220
	Outros	1,549	0,044	0,036	0,245	0,242	0,218	0,250	0,247	0,222
	Total (mil €)	744,4	53,47	87,21	117,9	291,2	526,1	120,7	297	534,1
	ΔTotal (%)	21,90	51,48	51,58	57,07	56,56	56,76	55,31	55,03	55,67

A Tabela 29 apresenta o somatório dos benefícios (Tabela 26) e dos custos relativos à degradação das baterias, para cada proprietário de VE e para a frota total, consoante a percentagem de penetração, para os três dias típicos. Os custos são tanto maiores quanto a energia armazenada e posteriormente injetada na rede. Caso o preço das baterias fosse inferior, o limite de degradação maior, ou a diferença dos preços de descarga e carga superior a estratégia V2G poderia compensar para os consumidores, tal como compensa para a rede elétrica. Para o caso do Nissan Leaf, se o preço da bateria custasse 1400 € ao invés dos 4900 €, a estratégia V2G compensava para os consumidores do VE em questão, no cenário de

10% de penetração, no inverno. Para o caso do mesmo VE, se a diferença de preços de descarga e carga fosse de 36,01 €/MWh em vez dos 10,45 €/MWh, a estratégia V2G compensava para os proprietários do *Nissan Leaf*, no dia típico de inverno, para 10% de penetração. Tal diferença não ocorre nos dias representativos selecionados, mas já ocorre em alguns dias em que existe maior diferença entre a disponibilidade de renováveis na base e na ponta do diagrama. No período de 21 de dezembro de 2017 a 20 de março de 2018 (período de inverno) encontraram-se 41,1% dos dias com diferença de preços de descarga e carga superiores a 36,01 €/MWh, viabilizando a estratégia V2G nesses dias em particular.

Tabela 29 – Prejuízo do cenário V2G para os consumidores.

		Inverno			Primavera			Verão		
		10%	25%	50%	10%	25%	50%	10%	25%	50%
Custo (€/VE)	Niss. Leaf	0,2	0,013	0,011	0,061	0,062	0,06	0,068	0,068	0,064
	Ren. Zoe	0,2	0,013	0,011	0,062	0,063	0,06	0,068	0,068	0,064
	BMW i3	0,189	0,013	0,01	0,058	0,059	0,057	0,065	0,065	0,061
	Outros	0,196	0,013	0,011	0,06	0,061	0,059	0,067	0,067	0,063
	Total (mil €)	94,8	15,92	25,65	29,24	74,21	141,8	32,34	81,27	151,4

Capítulo 7 - Conclusões e trabalho futuro

7.1. Conclusões

As alterações climáticas e os desequilíbrios que afetam o planeta são cada vez mais evidentes, com consequências profundas e transversais tanto a nível económico, como social e ambiental. No cerne destas mudanças estão os gases de efeito estufa, cujas emissões têm sofrido um aumento acentuado. É, por isso, imprescindível reduzir as emissões deste tipo de gases, substituindo os combustíveis fósseis pelas energias renováveis e aumentando a eficiência energética. É neste contexto que se insere esta dissertação.

Um dos principais objetivos foi avaliar a gestão do carregamento dos VEs de forma a evitar picos desnecessários na rede elétrica. Desta forma surgiu a possibilidade de armazenar todo o excesso de energia renovável, produzido em horas de menor consumo, nas baterias dos VEs. Elaborou-se, então, um caso de estudo de modo a analisar o impacto de frotas com quantidades diferentes de VEs, em três dias diferentes, analisando-se também o clima destes três dias, de forma a avaliar os impactos técnico e económico associado ao controlo do carregamento. Estes impactos foram analisados recorrendo a três estratégias diferentes: uma estratégia sem controlo, que foi o caso base, uma estratégia com controlo G2V e uma estratégia com controlo V2G. Na estratégia G2V apenas se armazenava a quantidade de energia necessária para mobilidade e não se injetava qualquer energia na rede elétrica. Na estratégia V2G armazenava-se num primeiro caso a energia renovável total em excesso e num segundo caso quando o preço da energia fosse mais baixo, de forma a aumentar o impacto económico tanto para a rede como para os consumidores, e se injetava nos períodos de maior consumo.

Assim, foi analisada a autonomia real dos VEs, nos dois tipos de clima analisados, a capacidade disponível da bateria de cada VE e o preço de substituição das baterias dos modelos de VEs mais vendidos em Portugal. Desta forma calculou-se a capacidade para locomoção e o respetivo tempo de carga, nos dois tipos de clima, e ainda a capacidade para V2G e o respetivo tempo de carga, também nos dois tipos de clima. Para locomoção, no cenário típico de inverno (clima frio) conseguir-se-ia armazenar 2337 MWh, 5842 MWh e 11684 MWh, nos cenários de 10%, 25% e 50% de penetração, respetivamente, enquanto que no cenário típico de primavera e verão (clima ameno) conseguir-se-ia armazenar 1669 MWh, 4172 MWh e 8344 MWh, com uma penetração de 10%, 25% e 50%, respetivamente. Já para

V2G, no cenário típico de inverno conseguir-se-ia armazenar 13,01 GWh, 32,51 GWh e 65,03 GWh, para os cenários de 10%, 25% e 50%, respetivamente, enquanto que para a primavera e verão os valores são de 13,67 GWh, 34,19 GWh e 68,37 GWh, para os mesmos tipos de penetração, respetivamente. É de referir, que, estes valores de energia na estratégia V2G não foram usados na sua totalidade, caso contrário o diagrama de carga diário deixaria de ser uniforme e poderia levantar grandes problemas de instabilidade à rede elétrica.

Foram calculados os excessos e a percentagem de renováveis no carregamento, onde se verifica que é no cenário G2V que a percentagem de renováveis é maior, pois no cenário de V2G o consumo é maior, face aos outros dois cenários, e por isso não vai existir tanta energia renovável no carregamento. É notório, ainda, que na estratégia G2V apenas se consegue compensar todo o excesso de renovável no cenário de 50% de penetração, enquanto que, para a estratégia V2G, em todos os tipos de penetração se consegue armazenar toda a energia renovável em excesso, devido à quantidade de energia disponível nas baterias dos VEs.

Após os cálculos realizados anteriormente, e já com os preços do mercado diário da rede elétrica, foram calculadas as poupanças para a rede elétrica através das duas estratégias analisadas, comparativamente ao caso base. Para a estratégia G2V foram obtidas poupanças entre os 3,17% e os 12,99%, a primeira no dia típico de inverno, nas penetrações de 10% e 25% e a segunda no dia típico de primavera (onde se verificam as maiores poupanças) no cenário de 10% de penetração. Para a estratégia V2G foram obtidas poupanças superiores, entre os 3,41% e os 17,26%, a primeira para o cenário de inverno, com uma penetração de 25% e a segunda para o cenário de primavera, com 10% de penetração. Onde se notou maior redução do cenário de G2V para o cenário de V2G foi no inverno, com uma penetração de 10%. A redução foi de 9,82%, isto devido à possibilidade de se armazenar todo o excesso de energia renovável.

No caso do consumidor, as poupanças são positivas no cenário de G2V, relativamente ao cenário inicial, pois como existe controlo no carregamento por um agregador, o preço pago pela energia é menor nas horas em que se concentrou o consumo. Já para o cenário V2G, como existe um custo associado à degradação da bateria, em cada utilização, vai haver prejuízo para os consumidores nos dias típicos analisados. Verificou-se que com um menor preço das baterias utilizadas (cerca de 1400 €), com um limite de degradação superior ou com uma diferença de preços de descarga e carga maior (36,01

€/MWh) esta estratégia poderia compensar, para além da rede, para os consumidores. Esta diferença de preços referida verificou-se em 41,1% dos dias do inverno em que foi selecionado o dia típico, pelo que esta estratégia pode ser viável na globalidade desta estação do ano.

7.2. Trabalho futuro

Após os resultados obtidos cumprirem com sucesso os objetivos pretendidos é possível adaptar novas estratégias futuras com diferentes propósitos.

Uma melhoria futura passa por criar um algoritmo que avalie técnica e economicamente, não apenas três dias típicos, mas um ano completo de forma a perceber a viabilidade desta estratégia numa amostra de resultados muito maior. Outra melhoria futura seria considerar uma tarifa que variasse de preço médio ao longo do ano, ou, determinar as tarifas e incentivos necessários para a implementação de V2G utilizando os resultados obtidos.

Poderia também realizar-se o mesmo estudo, mas considerando que o ciclo de G2V e V2G não é diário. Caso houvesse descanso entre dois ou mais ciclos de carga e descarga seguidos a degradação da bateria seria menor.

Uma outra melhoria futura passa por analisar cenários futuros em que a rede elétrica é 100% constituída por energias renováveis.

Referências bibliográficas

- [1] Faria, R., Moura, P., Delgado, J., & De Almeida, A. T. (2012). A sustainability assessment of electric vehicles as a personal mobility system. *Energy Conversion and Management*, 61, 19-30.
- [2] Mi, C., & Masrur, M. A. (2017). *Hybrid electric vehicles: principles and applications with practical perspectives*. John Wiley & Sons.
- [3] Tesla, “Tesla Model S”, https://www.tesla.com/pt_PT/models, consultado a 14/01/2019.
- [4] E.Loveday, “Top 6 Plug-In Hybrids Ranked By Electric Range”, Inside EVs, <https://insideevs.com/top-6-electric-range-phev/>, junho de 2018
- [5] Larminie, J., & Lowry, J. (2012). *Electric vehicle technology explained*. John Wiley & Sons.
- [6] “PEDS_12. ElectricVehicles” P. Moura, “Electric Vehicles”, Energy Planning and Sustainable Development, DEEC, 2014.
- [7] Portal Energias Renováveis, “Quais os benefícios fiscais para a compra de carros elétricos ou híbridos Plug-in”, <https://www.portal-energia.com/beneficios-fiscais-compra-carros-eletricos/>, dezembro de 2018.
- [8] European Environment Agency, “Greenhouse gas emissions from transport”, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-emissions-of-greenhouse-gases/transport-emissions-of-greenhouse-gases-11>, consultado a 16/01/2019.
- [9] P. Hertzke, N. Müller, S. Schenk, e T. Wu, “The global electric-vehicle market is amped up and on the rise”, McKinsey, <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-global-electric-vehicle-market-is-amped-up-and-on-the-rise>, maio de 2018.
- [10] J. Shankleman, “The Electric Car Revolution Is Accelerating”, Bloomberg Businessweek, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-07-06/the-electric-car-revolution-is-accelerating>, julho de 2017.
- [11] T. Randall, “Here’s How Electric Cars Will Cause the Next Oil Crisis”, Bloomberg, <https://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/>, fevereiro de 2016.
- [12] P. Wagner, “Electric Car Stock Ramping Up at a Fast Pace”, Statista, <https://www.statista.com/chart/14118/global-electric-vehicle-stock-by-year-and-engine-type/>, junho de 2018.
- [13] R. Irlé, “Europe Plug-in Vehicle Sales for Q3 of 2018”, EV Volumes, <http://www.ev-volumes.com/country/total-euefta-plug-in-vehicle-volumes-2/>, consultado a 16/01/2019.

[14] Faria, R., Moura, P., Delgado, J., & de Almeida, A. T. (2014). Managing the charging of electrical vehicles: Impacts on the electrical grid and on the environment. *IEEE Intelligent Transportation Systems Magazine*, 6(3), 54-65.

[15] Amin, M. (2016). Power Electronics Platforms for Grid-Tied Smart Buildings. In *Smart Metering Technology and Services-Inspirations for Energy Utilities*. InTech.

[16] Technavio, “What is Vehicle-to-Grid (V2G) and How is it Improving the EV Market?”, <https://www.technavio.com/blog/what-is-vehicle-to-grid-v2g-and-how-is-it-improving-the-ev-market>, março de 2015.

[17] E. J. Ritchie, “Managing Wind And Solar Intermittency In Current And Future Systems”, Forbes, <https://www.forbes.com/sites/uhenergy/2017/02/27/managing-wind-and-solar-intermittency-in-current-and-future-systems/#52180f923c5d>, fevereiro de 2017.

[18] Damiano, A., Gatto, G., Marongiu, I., Porru, M., & Serpi, A. (2014). Vehicle-to-grid technology: State-of-the-art and future scenarios. *Journal of Energy and Power Engineering*, 8(1), 152-165.

[19] Yilmaz, M., & Krein, P. T. (2012, September). Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology. In *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 IEEE* (pp. 3082-3089). IEEE.

[20] Kempton, W., & Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of power sources*, 144(1), 280-294.

[21] Dehaghani, E. S., & Williamson, S. S. (2012, June). On the inefficiency of vehicle-to-grid (V2G) power flow: Potential barriers and possible research directions. In *Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), 2012 IEEE* (pp. 1-5). IEEE.

[22] Jain, D. K. (2017). Cost Benefit Analysis using G2V and V2G Integrating Solar Energy. *International Journal of Applied Engineering Research*, 12(22), 11812-11817.

[23] V2G-Sim, “Redefining the Useful Lifetime and the Start of EV Battery 2nd Life”, <http://v2gsim.lbl.gov/case-studies/automotive/battery-useful-life>, consultado a 28/02/2019.

[24] BloombergNEF, “Lithium-ion battery price survey results: volume-weighted average”, <https://data.bloomberglp.com/>, consultado a 06/03/2019.

[25] Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., & Kirschen, D. S. (2018). Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1131-1140.

[26] R. Gibson, “Battery Degradation and How It Impacts Vehicle Performance”, FleetCarma, <https://www.fleetcarma.com/battery-degradation-impacts-vehicle-performance/>, outubro de 2017.

-
- [27] Pereira, W. B., Peres, L. A. P., & Pessanha, J. F. M. (2016). MODELO DE SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA. *Blucher Marine Engineering Proceedings*, 2(1), 715-726.
- [28] European Commission, “High Power Charger For Electric Vehicles”, <https://cordis.europa.eu/project/rcn/211472/factsheet/en>, consultado a 20/02/2019.
- [29] Envision Solar, “EV ARC™ – ELECTRIC VEHICLE AUTONOMOUS RENEWABLE CHARGER”, <http://www.envisionsolar.com/ev-arc/>, consultado a 15/03/2019.
- [30] F. Lambert, “A giraffe-looking electric car charging station is powered by both solar and wind”, *Electrek*, <https://electrek.co/2017/09/20/giraffe-electric-car-charging-power-solar-wind/>, setembro de 2017.
- [31] D. McFarlane, K. Bocklund, M. Prorok, ““Smart” Charging Electric Vehicles with Solar at the Greenway Building”, *Great Plains Institute*, <https://www.betterenergy.org/blog/smart-charging-electric-vehicles-with-solar-at-the-greenway-building/>, maio de 2018.
- [32] Yang, H. J., Jung, J. W., Baatarbileg, A., Kim, T. H., Park, K. H., & Lee, G. M. (2018, February). Study on EV charging infrastructure in Jeju Island. In *2018 5th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA)* (pp. 174-177). IEEE.
- [33] Mitsubishi Motors, “V2G Demonstrator Project Using EVs as Virtual Power Plant Resource”, <https://www.mitsubishi-motors.com/en/newsrelease/2018/detail1124.html>, junho de 2018.
- [34] Green Car Congress, “Japan V2G demonstrator project using EVs as virtual power plant resource; METI funding”, <https://www.greencarcongress.com/2018/06/20180607-v2g.html>, junho de 2018.
- [35] Nuvve Corp, “PARKER PROJECT SUCCESSFULLY PROVES COMMERCIAL ADVANTAGES OF V2G”, <https://nuvve.com/2018/12/11/parker-project-results/>, dezembro de 2018.
- [36] Smart Solar Charging, “Smart Solar Charging – regio Utrecht”, <https://smartsolarcharging.eu/>, consultado a 26/02/2019.
- [37] Utrecht Sustainability Institute, “A sustainable energy system on district level”, <https://www.usi.nl/en/sustainable-areas/smart-solar-charging-in-the-utrecht-region>, consultado a 26/02/2019.
- [38] Kook, K. S., Son, H. J., & Song, Y. (2012, July). The potential of V2G for Frequency Control in Power Systems for applications in Korea. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (pp. 1-4). IEEE.
-

- [39] Millner, A., Smith, C., Limpaecher, E., Ayers, G., Valentine, S., Paradiso, R., ... & Ross, W. (2014, October). Plug in electric vehicles and the grid. In 2014 IEEE NewNEB DC Utility Power Conference and Exhibition (NewNEB) (pp. 1-6). IEEE.
- [40] Dubarry, M., Devie, A., & McKenzie, K. (2017). Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis. *Journ/l of Power Sources*, 358, 39-49.
- [41] AirQualityNews, “Consortium to investigate ‘two-way’ electric bus-charging”, <https://airqualitynews.com/2018/03/05/consortium-investigate-two-way-electric-bus-charging/>, março de 2018.
- [42] Interreg, “SEEV4-City”, <https://northsearegion.eu/seev4-city/about/>, consultado a 26/02/2019.
- [43] Dubarry, M., Devie, A., & McKenzie, K. (2017). Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis. *Journal of Power Sources*, 358, 39-49.
- [44] Dubarry, M. (2017). Electric Vehicle Battery Durability and Reliability Under Electric Utility Grid Operations (No. FSEC-CR-2064-17). University of Central Florida. Electric Vehicle Transportation Center (EVTC).
- [45] Loisel, R., Pasaoglu, G., & Thiel, C. (2014). Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030: An analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts. *Energy Policy*, 65, 432-443.
- [46] European Alternative Fuels Observatory, “Top 10 models fleet Electricity (2019)”, <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>, abril de 2019.
- [47] Electric Vehicle Database, “Nissan Leaf”, <https://ev-database.uk/car/1106/Nissan-Leaf>, consultado a 02/04/2019.
- [48] Electric Vehicle Database, “Renault Zoe R110 ZE40”, <https://ev-database.uk/car/1128/Renault-Zoe-R110-ZE40>, consultado a 02/04/2019.
- [49] Electric Vehicle Database, “BMW i3 120 Ah”, <https://ev-database.uk/car/1145/BMW-i3-120-Ah>, consultado a 02/04/2019.
- [50] Electric Vehicle Database, “Smart EQ fortwo coupe”, <https://ev-database.uk/car/1132/Smart-EQ-fortwo-coupe>, consultado a 02/04/2019.
- [51] Electric Vehicle Database, “Tesla Model S Performance”, <https://ev-database.uk/car/1184/Tesla-Model-S-Performance>, consultado a 02/04/2019.
- [52] Nissan, “Nissan Leaf”, <https://www.nissan.pt/veiculos/novos-veiculos/leaf.html>, consultado a 02/04/2019.
-

[53] Renault, “Renault Zoe”, <https://www.renault.pt/gama/veiculos-eletricos/zoe/novo-zoe/>, consultado a 02/04/2019.

[54] Tesla, “Tesla Model S”, <https://www.tesla.com/models>, consultado a 02/04/2019.

[55] Electric Vehicle Database, “All Electric Vehicles”, <https://ev-database.uk/>, consultado a 02/04/2019.

[56] Observatório ACP, “Estudo Condutor Português”, http://observatorio.acp.pt/estudos/condutor_portugues/10/index.html, janeiro de 2018.

[57] ACAP, “Estatísticas”, <https://www.acap.pt/pt/estatistica>, consultado a 02/04/2019.

[58] REN, “Estatística Diária – SEN”, <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>, consultado a 11/04/2019.

[59] REN, “Estatística Mensal – SEN”, <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensual.aspx>, consultado a 11/04/2019.

[60] OMIE, “Informes Mensuales”, <http://www.omie.es/inicio/publicaciones>, consultado a 12/04/2019.

[61] DGEG, “Renováveis – Estatísticas Rápidas”, <http://www.dgeg.gov.pt/>, consultado a 16/04/2019.

[62] REN, “Preços Mercado Sport – Portugal e Espanha”, <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>, consultado a 18/04/2019.

[63] Alonso, M., Amaris, H., Germain, J., & Galan, J. (2014). Optimal charging scheduling of electric vehicles in smart grids by heuristic algorithms. *Energies*, 7(4), 2449-2475.

[64] Assunção, A., Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2016). Technical and economic assessment of the secondary use of repurposed electric vehicle batteries in the residential sector to support solar energy. *Applied energy*, 181, 120-131.

Anexo A – Tabelas de preços

Tabela 30 – Valores diários da rede, da tarifa bi-horária e da tarifa a variar consoante o mercado diário para o dia típico de inverno.

	Preço rede (€/MWh)	Preço tarifa bi-horária (€/MWh)	Preço tarifa a variar com o mercado diário (€/MWh)
1	35,00	126,0	168,8
2	34,69	126,0	167,4
3	33,59	126,0	162,0
4	33,02	126,0	159,3
5	31,38	126,0	151,4
6	33,89	126,0	163,5
7	35,00	126,0	168,8
8	36,40	126,0	175,6
9	43,77	230,6	211,2
10	44,01	230,6	212,3
11	39,81	230,6	192,1
12	36,40	230,6	175,6
13	36,10	230,6	174,2
14	36,10	230,6	174,2
15	35,90	230,6	173,2
16	36,10	230,6	174,2
17	36,20	230,6	174,6
18	36,30	230,6	175,1
19	37,74	230,6	182,1
20	47,01	230,6	226,8
21	55,99	230,6	270,1
22	50,25	230,6	242,4
23	46,60	126,0	224,8
24	39,10	126,0	188,6
Média	38,76	187,0	187,0

Tabela 31 – Valores diários da rede, da tarifa bi-horária e da tarifa a variar consoante o mercado diário para o dia típico de primavera.

	Preço rede (€/MWh)	Preço tarifa bi-horária (€/MWh)	Preço tarifa a variar com o mercado diário (€/MWh)
1	59,50	126,0	191,9
2	55,60	126,0	179,3
3	51,95	126,0	167,5
4	50,52	126,0	162,9
5	50,10	126,0	161,6
6	51,35	126,0	165,6
7	57,00	126,0	183,8
8	59,99	126,0	193,5
9	61,61	230,6	198,7
10	61,61	230,6	198,7
11	61,88	230,6	199,6
12	61,61	230,6	198,7
13	61,64	230,6	198,8
14	61,61	230,6	198,7
15	60,62	230,6	195,5
16	59,59	230,6	192,2
17	59,59	230,6	192,2
18	57,42	230,6	185,2
19	55,43	230,6	178,8
20	56,50	230,6	182,2
21	58,58	230,6	188,9
22	60,00	230,6	193,5
23	59,99	126,0	193,5
24	58,00	126,0	187,1
Média	57,99	187,0	187,0

Tabela 32 – Valores diários da rede, da tarifa bi-horária e da tarifa a variar consoante o mercado diário para o dia típico de verão.

	Preço rede (€/MWh)	Preço tarifa bi-horária (€/MWh)	Preço tarifa a variar com o mercado diário (€/MWh)
1	64,75	126,0	186,7
2	63,18	126,0	182,1
3	61,17	126,0	176,4
4	58,68	126,0	169,2
5	58,40	126,0	168,4
6	59,88	126,0	172,6
7	62,21	126,0	179,3
8	63,68	126,0	183,6
9	65,99	230,6	190,2
10	67,07	230,6	193,4
11	67,81	230,6	195,5
12	67,98	230,6	196,0
13	68,81	230,6	198,4
14	68,81	230,6	198,4
15	67,98	230,6	196,0
16	67,35	230,6	194,2
17	67,01	230,6	193,2
18	67,00	230,6	193,2
19	65,67	230,6	189,3
20	65,51	230,6	188,9
21	64,22	230,6	185,1
22	65,36	230,6	188,4
23	65,01	126,0	187,4
24	63,30	126,0	182,5
Média	64,87	187,0	187,0

Anexo B – Curvas de degradação

B.1. Inverno

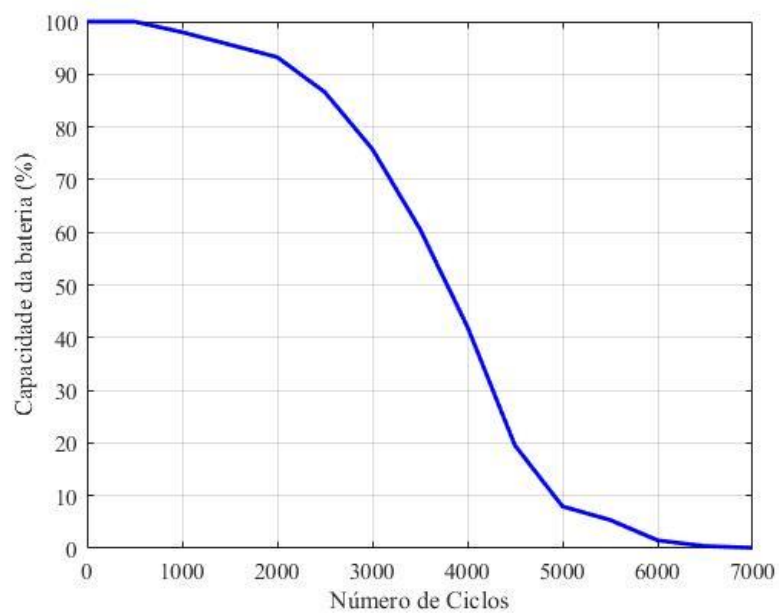


Figura 29 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.

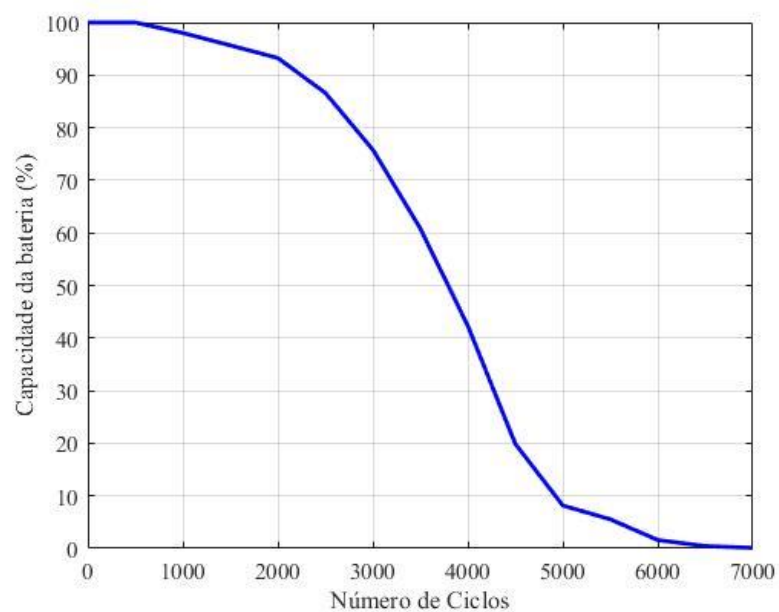


Figura 30 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.

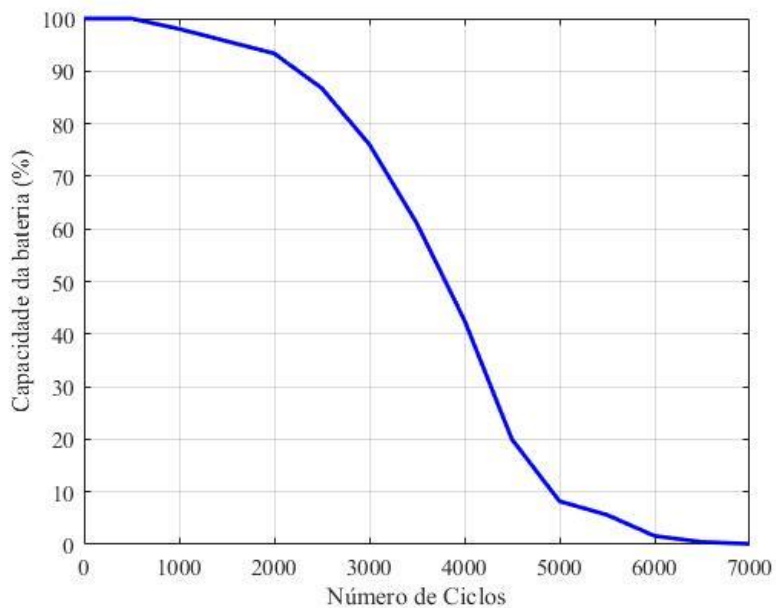


Figura 31 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 10% de penetração.

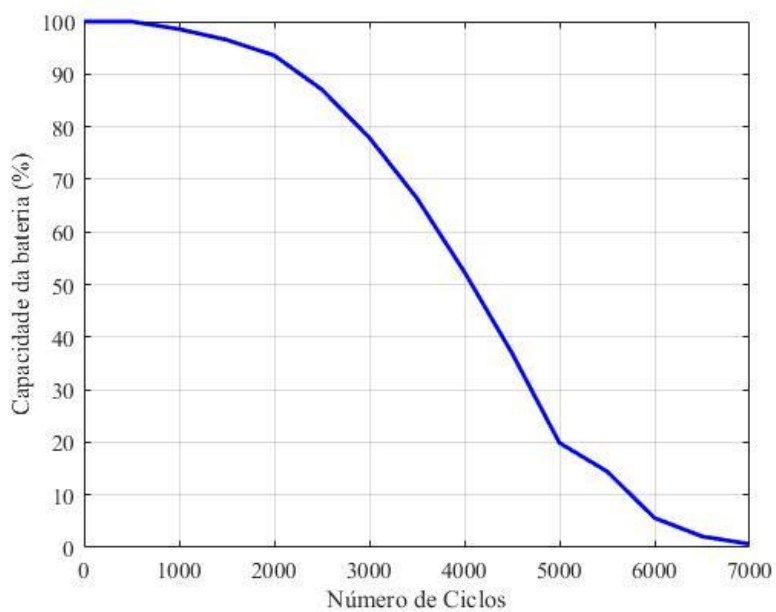


Figura 32 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.

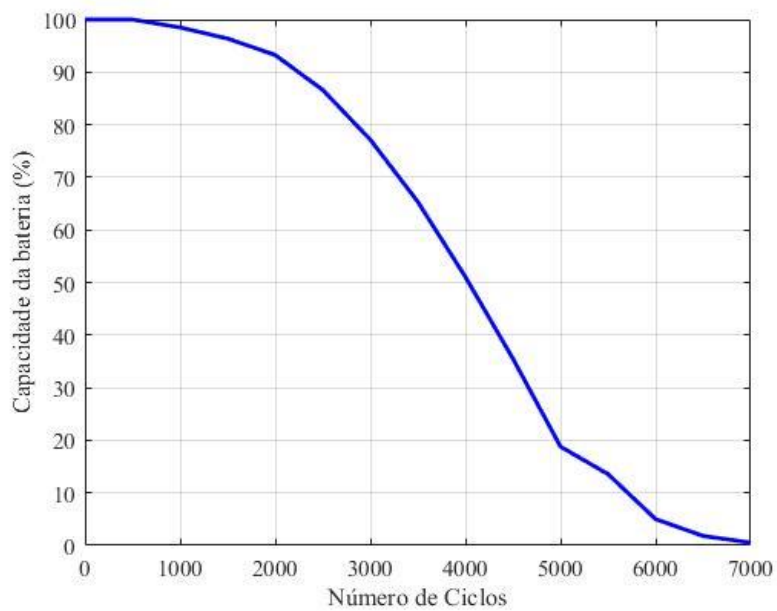


Figura 33 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.

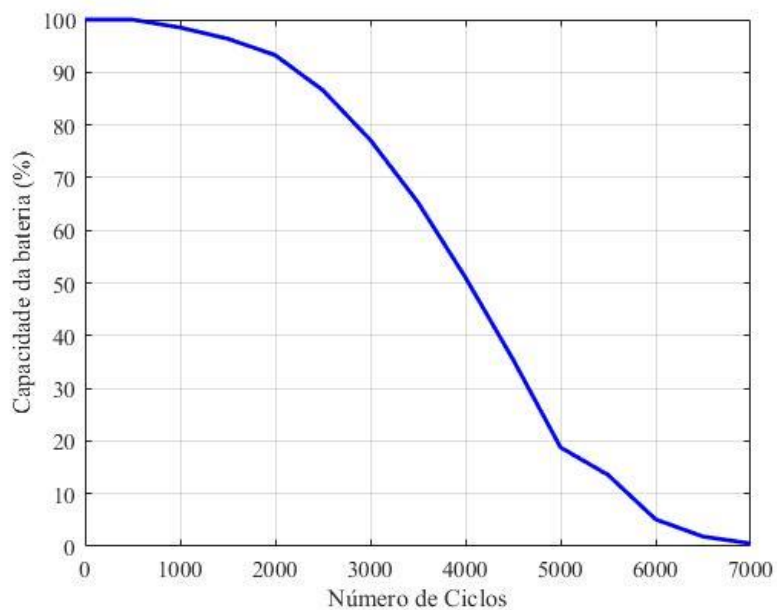


Figura 34 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.

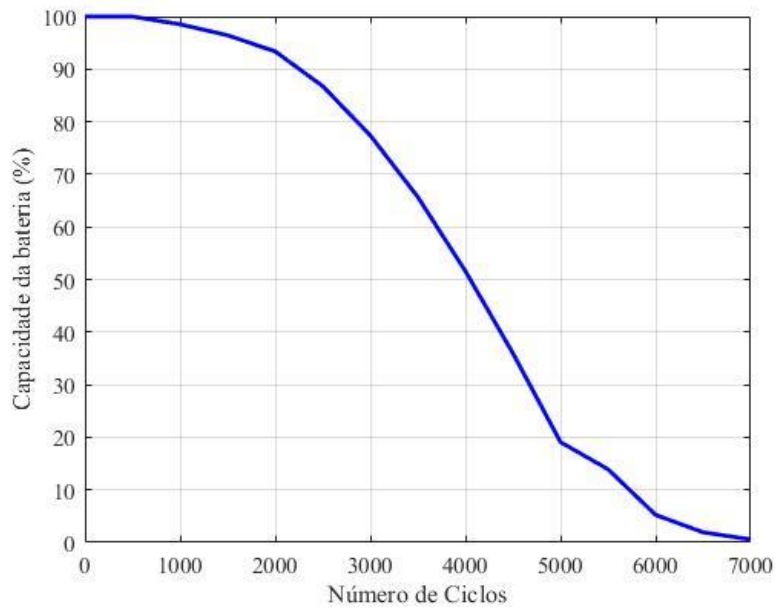


Figura 35 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 25% de penetração.

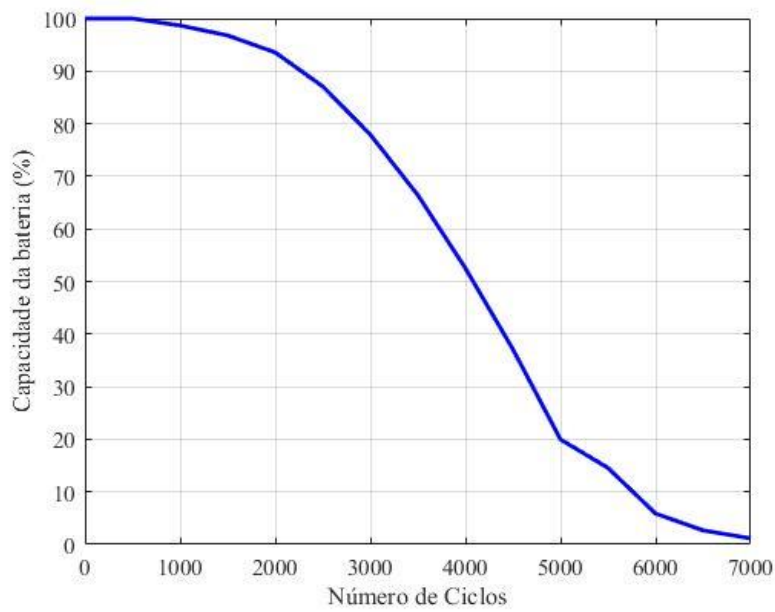


Figura 36 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.

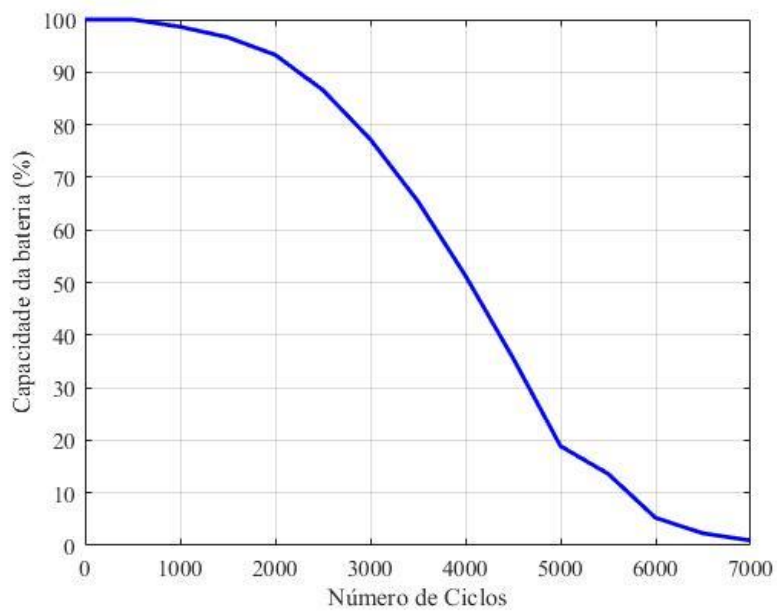


Figura 37 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.

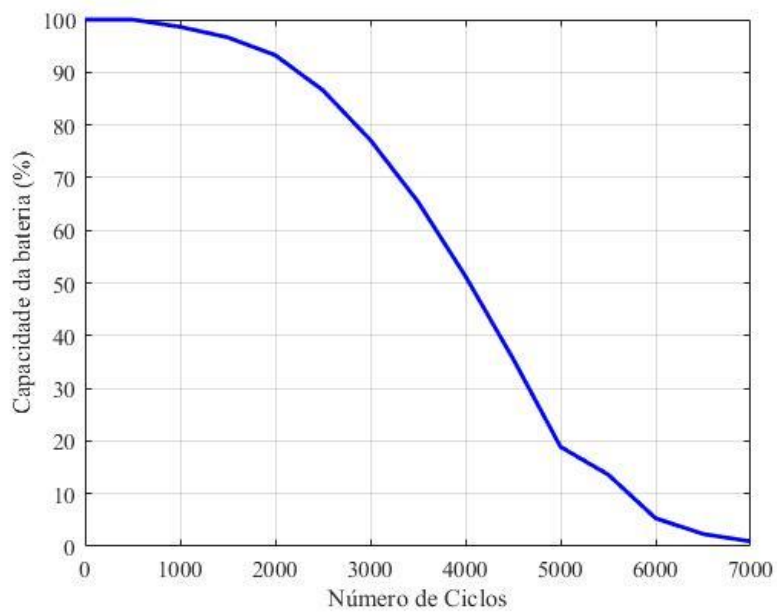


Figura 38 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.

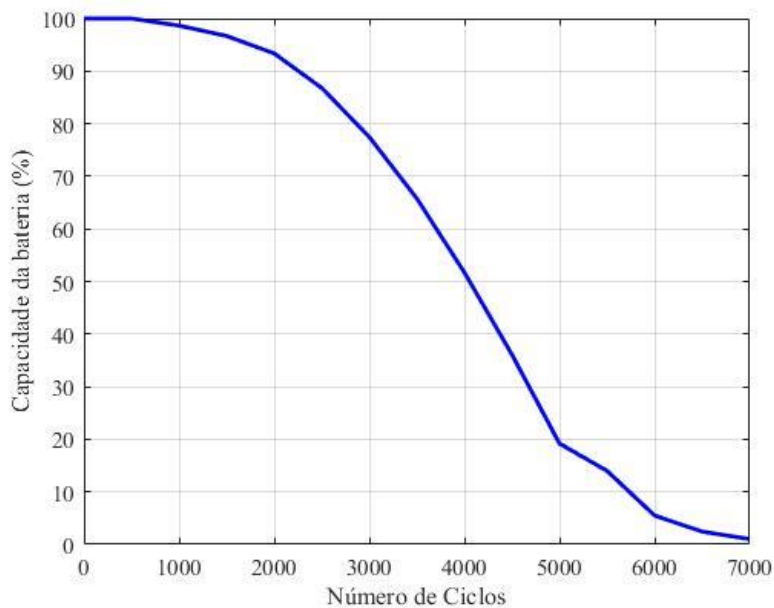


Figura 39 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de inverno, com 50% de penetração.

B.2. Primavera

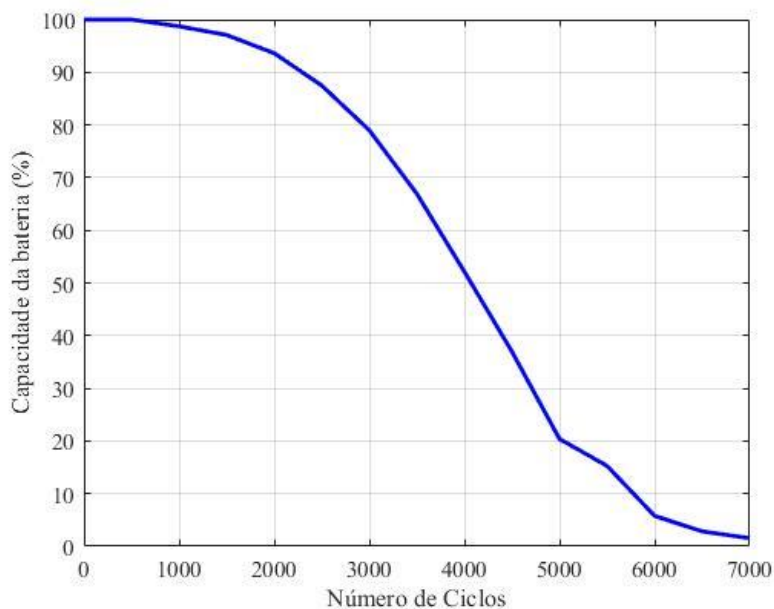


Figura 40 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.

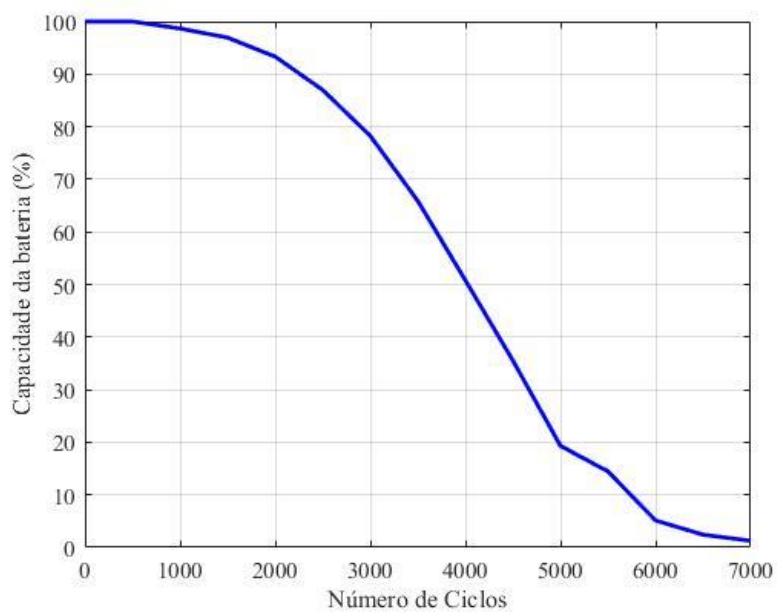


Figura 41 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.

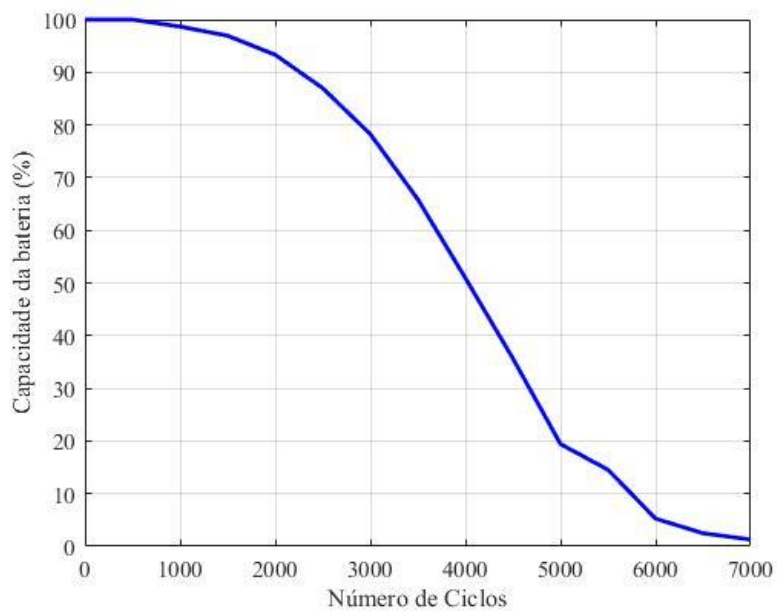


Figura 42 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.

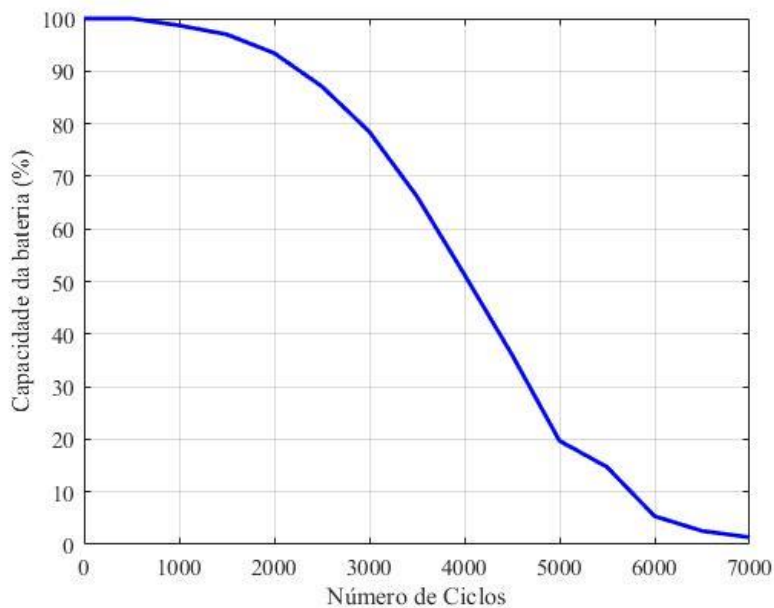


Figura 43 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 10% de penetração.

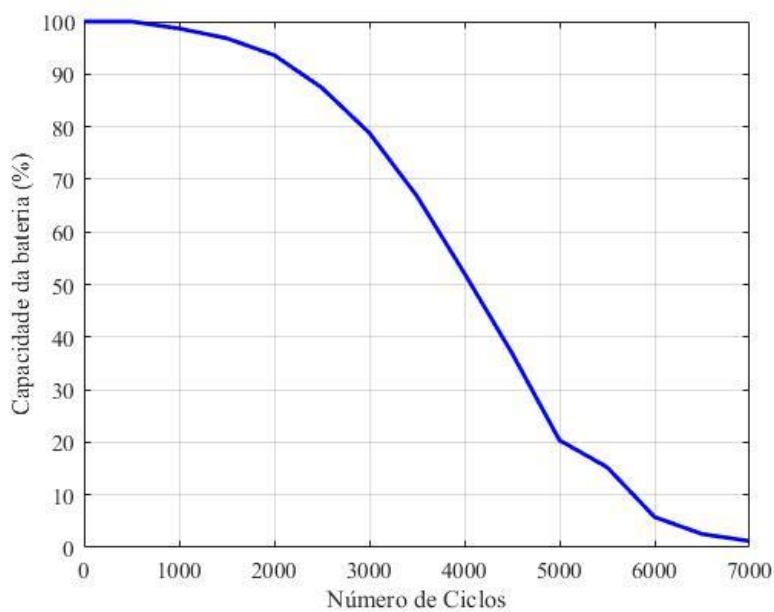


Figura 44 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.

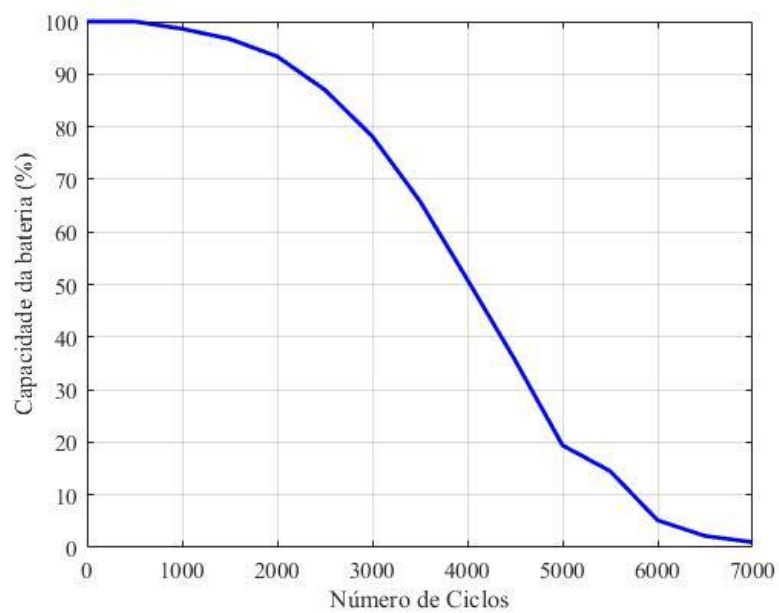


Figura 45 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.

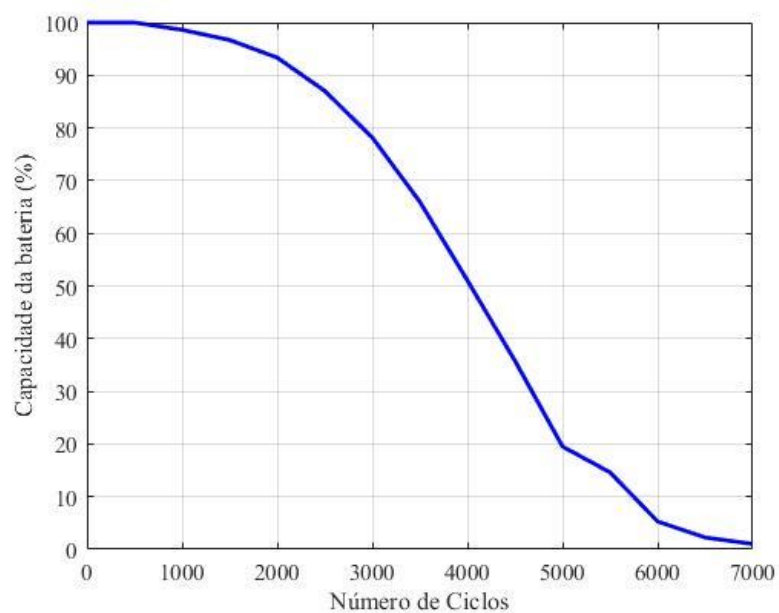


Figura 46 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.

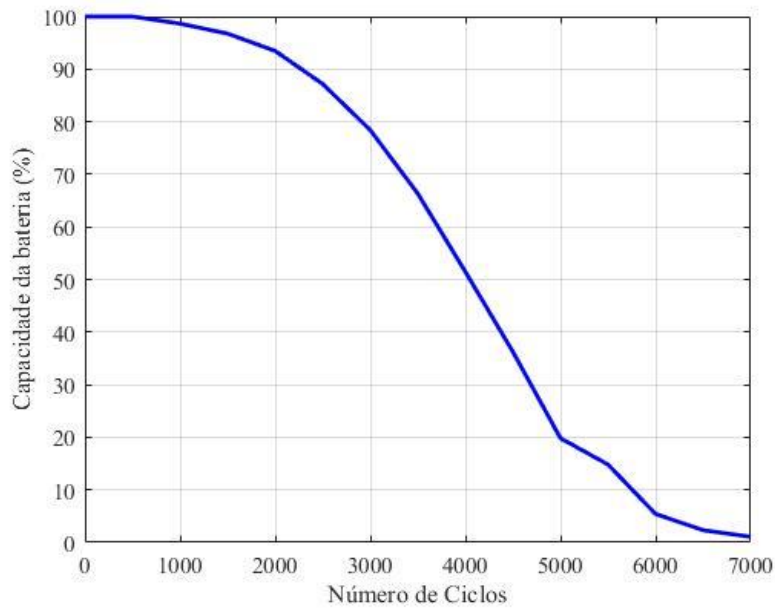


Figura 47 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 25% de penetração.

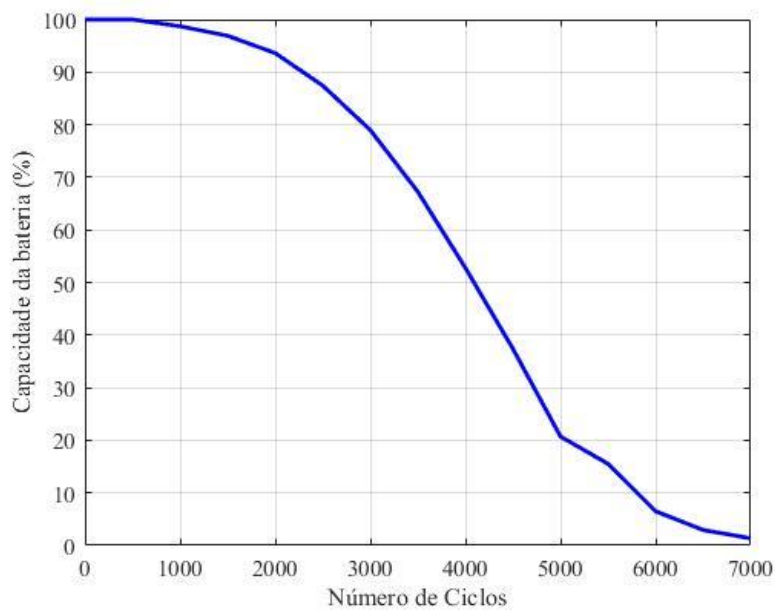


Figura 48 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.

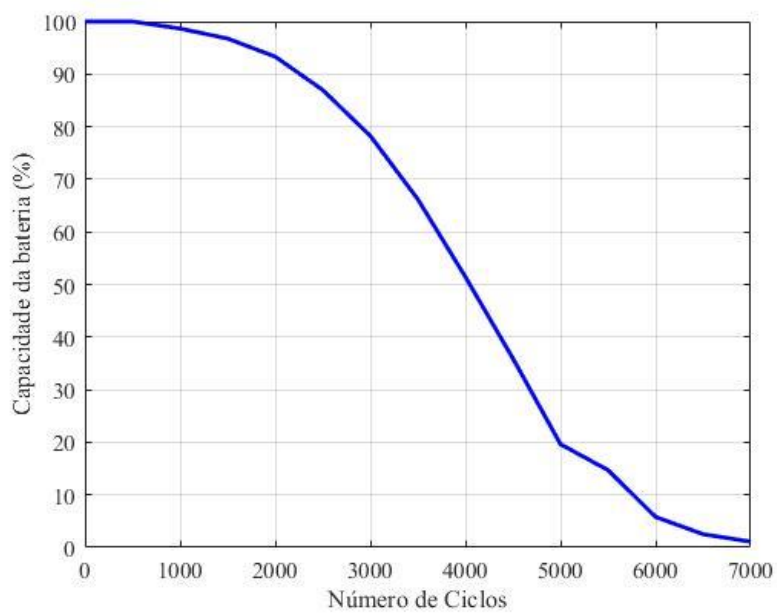


Figura 49 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.

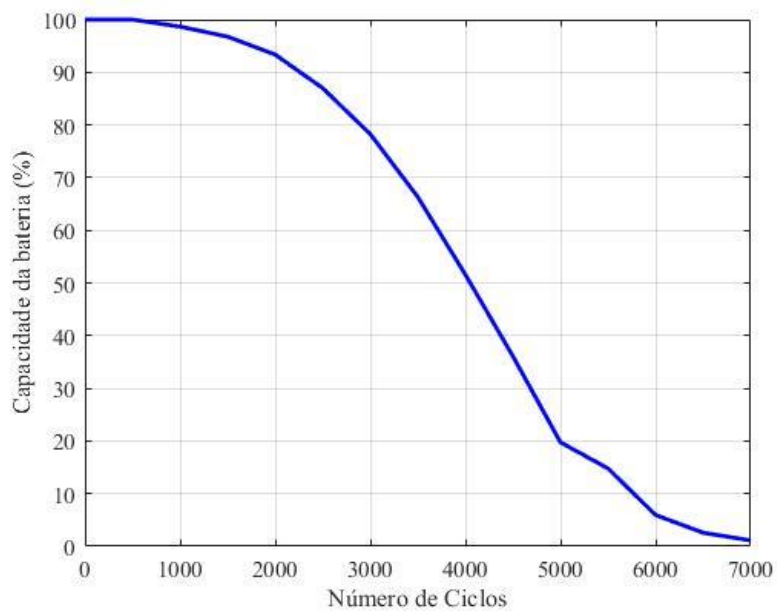


Figura 50 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.

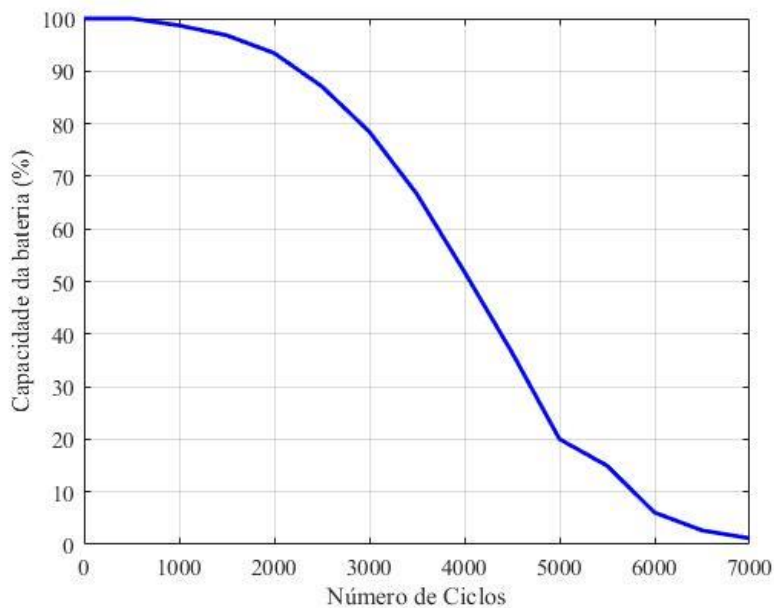


Figura 51 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de primavera, com 50% de penetração.

B.3. Verão

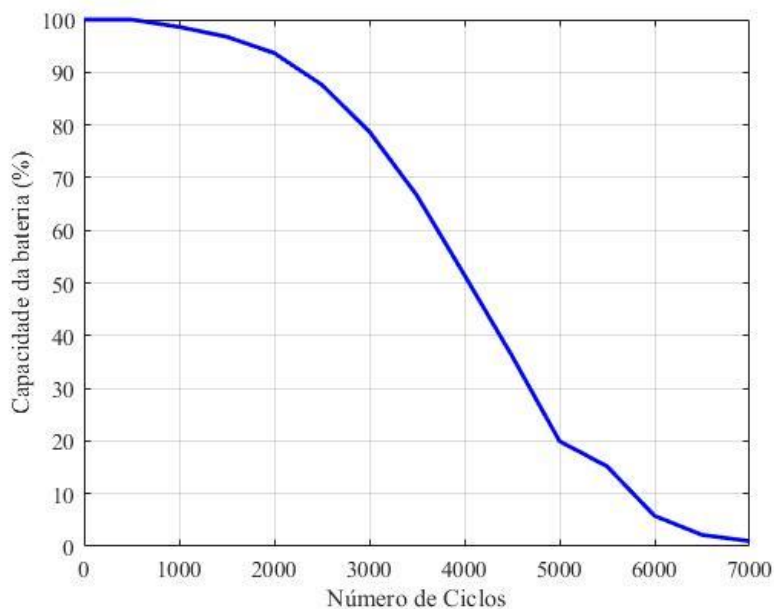


Figura 52 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.

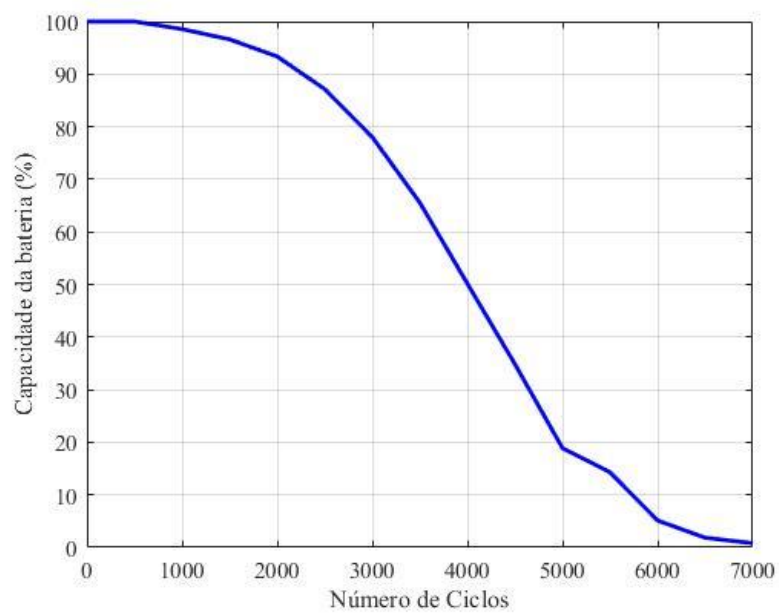


Figura 53 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.

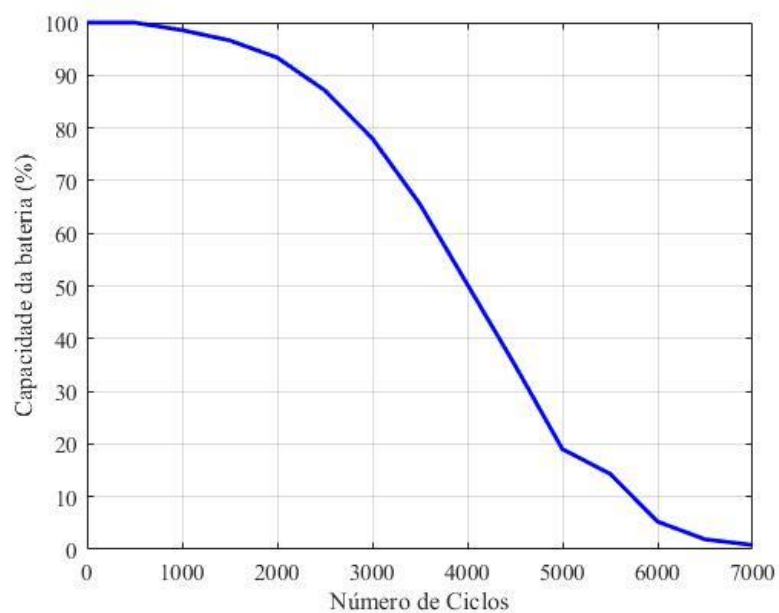


Figura 54 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.

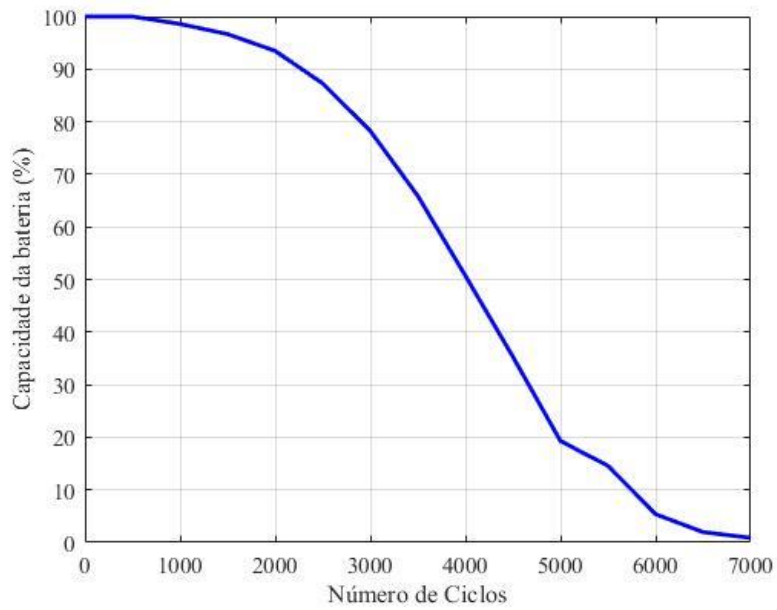


Figura 55 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 10% de penetração.

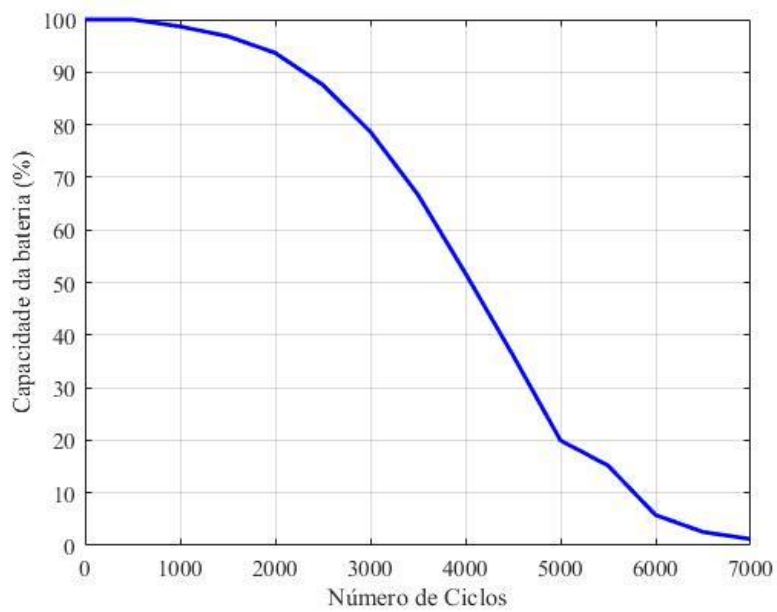


Figura 56 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.

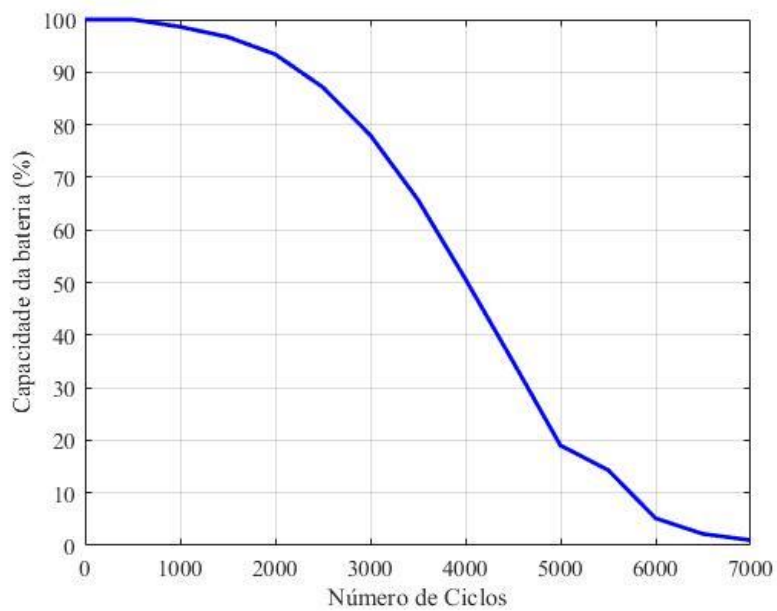


Figura 57 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.

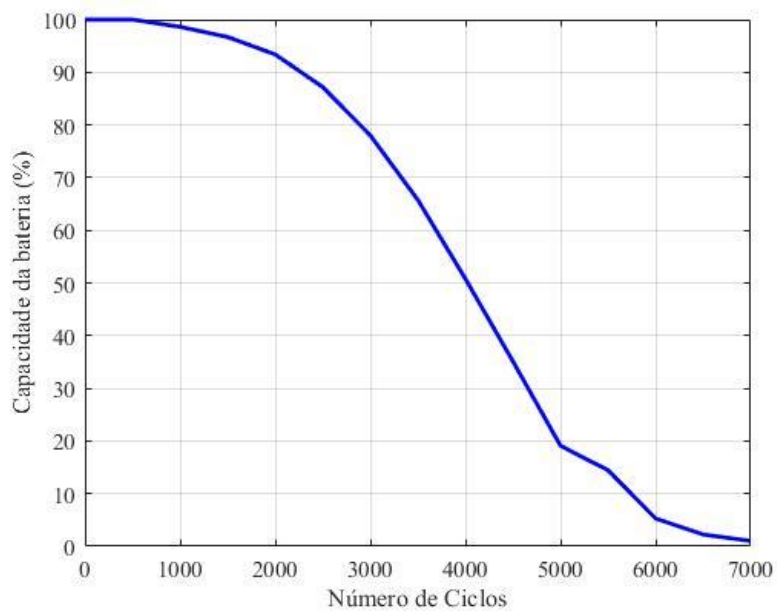


Figura 58 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.

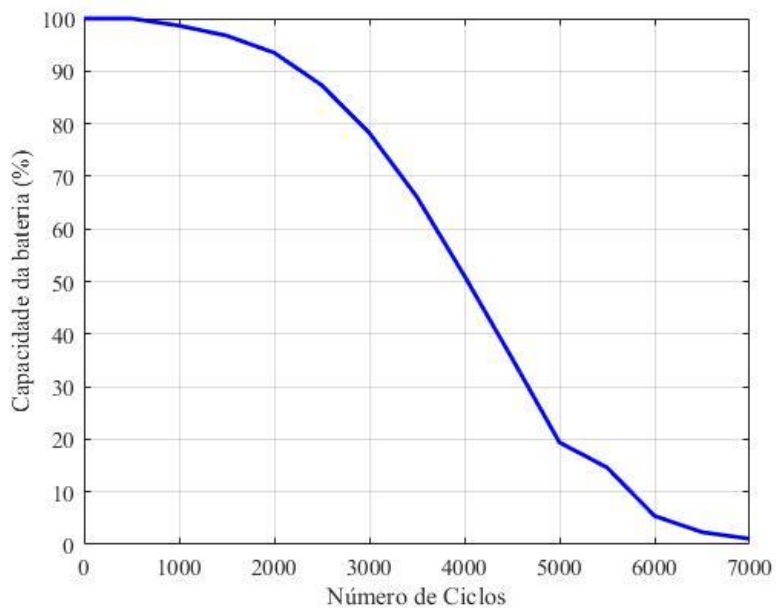


Figura 59 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 25% de penetração.

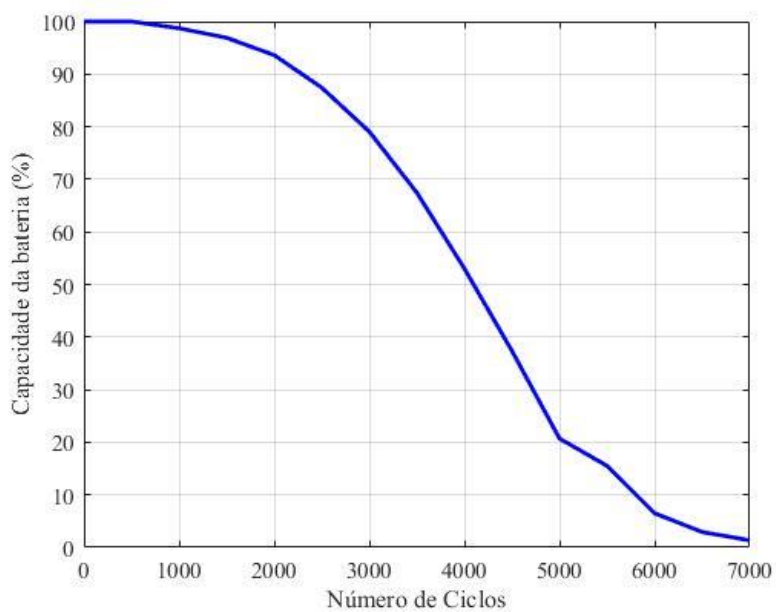


Figura 60 – Degradação da bateria do Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração.

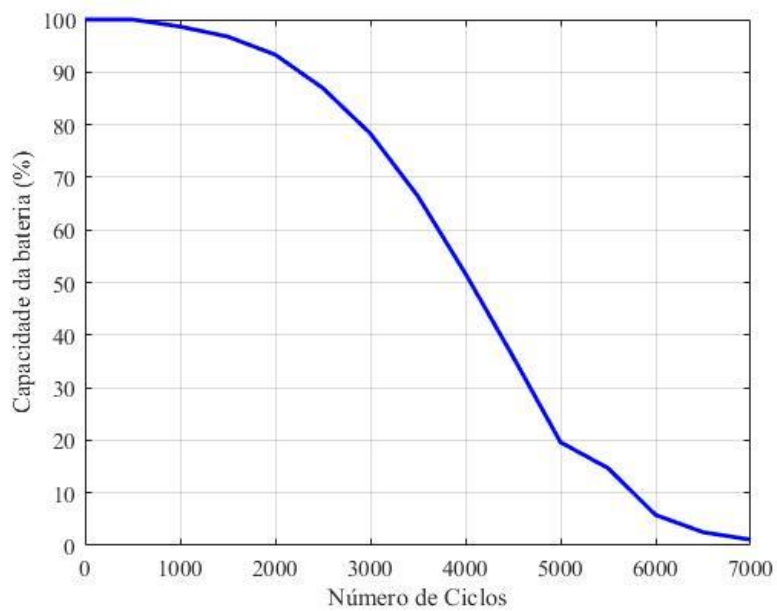


Figura 61 – Degradação da bateria do Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração.

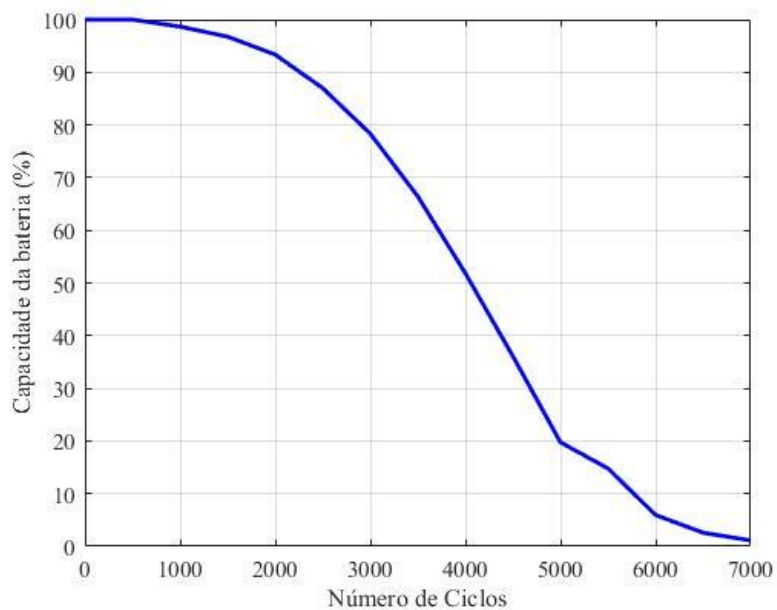


Figura 62 – Degradação da bateria do BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração.

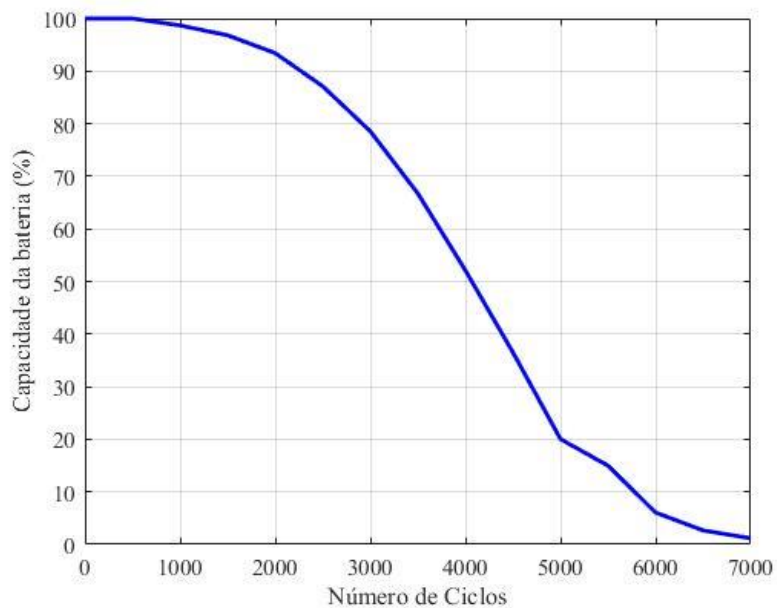


Figura 63 – Degradação da bateria de “Outros” em função do número de ciclos, num dia típico de verão, com 50% de penetração.