



André Rafael Santos Assunção

Viabilidade Técnica e Económica da Reutilização de Baterias de Veículos Eléctricos Integradas com Sistemas Fotovoltaicos no Sector Residencial

Dissertação de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores — Área de Especialização em Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada no Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra

Fevereiro de 2016



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



**Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de
Coimbra**

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Dissertação de Mestrado – Área de Especialização em Energia

**Viabilidade Técnica e Económica da Reutilização de
Baterias de Veículos Elétricos Integradas com Sistemas
Fotovoltaicos no Sector Residencial**

André Rafael Santos Assunção

Júri:

Professor Doutor Aníbal Traça Carvalho de Almeida (Presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (Orientador)

Professor Doutor Mário João Simões Ferreira dos Santos (Vogal)

Coimbra, Fevereiro de 2016

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, pela orientação atenta, eficiência, disponibilidade e acompanhamento permanente no desenvolvimento deste projeto.

Ao meu colega, Filomeno Vieira, pela ajuda incondicional nas diversas fases de implementação de modelos no ambiente Matlab-Simulink.

Aos Professores da Faculdade de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra, que com mestria e conhecimento, me permitiram chegar ao final desta etapa.

A todos os meus colegas e amigos que fizeram parte deste período académico, e que de alguma forma, tornaram cada momento, único e inesquecível.

Aos meus Pais, por todo o apoio, força e compreensão com que me acompanham e por me fazerem sentir que em cada dia temos um desafio que podemos e devemos ultrapassar.

Ao Gustavo, meu irmão, pelo companheirismo e disponibilidade imediata nos momentos mais difíceis.

À Elif, pelo incentivo e pelo carinho precioso com que sempre me acompanhou.

A todos, muito obrigado...

Resumo

As energias renováveis apresentam-se como o futuro energético Mundial, nomeadamente a energia fotovoltaica, que com o seu contínuo crescimento e a sua versatilidade, merece especial destaque. Portugal, sendo um país com condições climáticas ideais para a implementação deste tipo de sistemas, tem uma crescente utilização desta tecnologia, nomeadamente em edifícios. Contudo, a adoção do tarifário *net-billing* veio fomentar o autoconsumo e penalizar a injeção de energia na rede. Torna-se então necessário dispor de soluções para adaptar os níveis de geração ao consumo, evitando injeções de energia na rede.

Assim, acompanhando o contínuo crescimento das energias renováveis está a adoção de soluções de armazenamento de energia, recorrendo principalmente a baterias de íões de lítio, nomeadamente em veículos elétricos e em soluções residenciais/industriais. A forte ligação entre a autonomia e os veículos elétricos torna as baterias obsoletas para este tipo de aplicações após alguns anos. No entanto, estas ainda podem ser introduzidas noutras aplicações devido à sua capacidade restante, nomeadamente como sistemas de armazenamento para residências com um sistema de produção fotovoltaico.

Nesta dissertação é avaliada a viabilidade, quer do ponto de vista técnico quer económico, da reutilização em edifícios residenciais de baterias retiradas de diversos veículos elétricos, sendo analisado o seu custo, a sua capacidade restante e por fim a sua vida útil para segundas aplicações, recorrendo à implementação de um modelo de degradação em *Matlab-Simulink*[®].

Posteriormente, foram analisadas as trocas de energia de uma habitação média Portuguesa, que disponha de produção fotovoltaica suficiente para assegurar o seu consumo médio, com a rede, com e sem sistema de armazenamento. Foram também analisadas as diferentes opções de sistema de armazenamento, permitindo assim perceber qual das tecnologias analisadas, melhor se adapta ao cenário Português.

Palavras-chave: Fotovoltaico, Armazenamento de Energia, Baterias de Íões de Lítio, Veículos Elétricos, Tarifário *Net-Billing*, Trocas de energia com a rede, Autoconsumo.

Abstract

Renewable energies are the energetic future of the World, and more specifically the photovoltaic energy, which with its continuous growth and versatility, deserves a special mention. Portugal, being a country with ideal weather conditions for the implementation of these systems, has seen an increase in the use of this technology, mainly in buildings. However, the adoption of a *net-billing* tariff has fostered the self-consumption and penalized the injection of energy into the electric grid. Then, it was becoming necessary to develop solutions to ensure the matching between the levels of electric generation and the consumption, avoiding the injection of energy into the grid.

Therefore, the adoption of energy storage solutions is following the continuous growth of renewable energies, mainly using lithium-ion batteries in electric vehicles and residential/industrial applications. The strong connection between the autonomy and the electric vehicles makes the batteries obsolete for this type of applications after some years. Nevertheless, these batteries can still be used in other services due to their remaining capacity, namely in energy storage systems for residential buildings with photovoltaic generation.

In this dissertation the economic and technical viability of the reuse of batteries from electric vehicles in residential buildings is assessed. The cost, remain capacity and the lifetime for second applications is analysed through the implementation of a degradation model in Matlab-Simulink.

Lastly, the energy exchanges with the grid were assessed for an average Portuguese residential building with a photovoltaic system that generates enough energy to ensure the average consumption needs, with and without a storage unit attached. Different options of storage systems were also studied, allowing to understand which of these technologies is better suited to the Portuguese scenario.

Keywords: Photovoltaic, Energy Storage, Lithium-Ion Batteries, Electric Vehicles, Net-Billing Tariff, Exchange of Energy with the Grid, Self-Consumption.

Índice

Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas.....	vii
Lista de Acrónimos	ix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 – Motivação.....	2
1.2 – Objetivos	2
1.3 – Estrutura da Dissertação.....	2
Capítulo 2.....	5
Estado da Arte: Fotovoltaico e Armazenamento.....	5
2.1 – Legislação Portuguesa.....	6
2.2 – O Fotovoltaico em Portugal	8
2.3 – Armazenamento de Energia	10
Capítulo 3.....	13
Reutilização de Baterias de EVs no Residencial.....	13
3.1 – Níveis de Descarga de Baterias	14
3.2 – Preço de Baterias em Segunda Mão.....	18
3.3 – Cenários.....	20
3.3.1 – Poupanças obtidas com a reutilização de baterias de EVs.....	20
3.3.2 – Estudo realizado em Ontário, Canadá.....	21
3.3.3 – Estudo realizado em Espanha.....	22
Capítulo 4.....	23
Cenário de Referência	23
4.1 - Bateria	23
4.2 – Outros Componentes	24
Capítulo 5.....	27
O Modelo de Simulação	27
5.1 – Modelação do Sistema de Simulação EMSURE.....	27
5.1.1 – Painel Fotovoltaico.....	28
5.1.2 – Bateria	29
5.1.3 – Minimização das Trocas com a Rede.....	30
5.2 – Modelo de Degradação da Bateria	31

5.2.1 – Implementação do Modelo.....	32
5.2.2 – Validação do Modelo de Degradação da Bateria.....	34
5.2.3 – Degradação das Baterias Escolhidas.....	36
Capítulo 6.....	39
Trocas de Energia com a Rede.....	39
6.1 – Variação do <i>State of Charge</i>	39
6.2 – Trocas de Energia com a Rede.....	41
Capítulo 7.....	45
Avaliação Económica	45
Capítulo 8.....	51
Conclusões e Trabalhos Futuros	51
Referências Bibliográficas	55
Apêndice A	59
Modelo de Simulação.....	59
Apêndice B.....	63
Modelo de Degradação da Bateria	63
Apêndice C.....	67
Trocas de Energia com a Rede.....	67
Apêndice D	71
Análise Económica – <i>Cashflows</i>	71

Lista de Figuras

Figura 1 - Evolução da capacidade, em GW, no panorama Mundial de 2014 a 2015 [3].	5
Figura 2 - Crescimento da produção fotovoltaica anual em Portugal, em GWh, até Maio de 2015 [5].	6
Figura 3 - Variação da geração e consumo no dia 13 de Julho [6].	9
Figura 4 - Estimativa dos problemas de <i>ramping</i> , para o mês de Abril de 2020 na Califórnia, devido ao contínuo crescimento da produção fotovoltaica [11].	10
Figura 5 - Quantidade em MW, de sistemas PV com armazenamento instalados, por sector e previsão para o ano de 2016 [3].	11
Figura 6 - Comparação de \$/kWh para diferentes soluções de mercado de tecnologias de armazenamento [14][15][16][17].	12
Figura 7 - Previsão da inserção de EVs e Híbridos até ao ano de 2020 a nível Mundial [19].	13
Figura 8 - Ciclo de vida de baterias de EVs existente (esquerda) e proposto (direita) [23].	14
Figura 9 - Capacidade degrada durante a utilização automóvel (à esquerda) e capacidade degradada durante utilizações em segunda vida (à direita), em percentagem [25].	16
Figura 10 - Capacidade, em DODCE, estimado a partir de dados do projeto CABLEB, indicado pelo triângulo verde [24].	17
Figura 11 - Capacidade, em kWh, de alguns modelos de EVs no mercado [26][27][28][29][30].	18
Figura 12 - Número de ciclos em vida automóvel a partir de onde a poupança de custos começa a ser viável face ao preço de uma nova bateria. [Electric Power].	20
Figura 13 - Esquematização dos resultados obtidos das simulações da poupança, observados na Tabela 6. [Heyman].	21
Figura 14 - Redução de custos com e sem um sistema de armazenamento aliado a um sistema de produção PV [32].	22
Figura 15 - Configuração de um sistema PV com armazenamento [10].	24
Figura 16 – Sistema de armazenamento a partir da geração PV e com auxílio da rede [1].	28
Figura 17 – Esquema equivalente de uma célula fotovoltaica [1].	28
Figura 18 – Modelo de bateria implementado [1].	29
Figura 19 – Conversor DC-DC bidireccional [1].	30
Figura 20 – Sistema de simulação desenvolvido em Matlab-Simulink® [1].	31
Figura 21 – Gráficos obtidos para os modelos de stress em [43].	35

Figura 22 – Gráficos obtidos através da implementação das equações dos modelos de stress no ambiente de simulação Simulink® .	35
Figura 23 – Gráficos obtidos da degradação, em percentagem, da bateria reutilizada de um Nissan Leaf (a) e de um Citroen C-0 (b) em relação ao número de ciclos realizados.	36
Figura 24 – Variação do SOC para a bateria do Nissan Leaf (esquerda) e Citroen C-0 (direita); a) Para o mês de janeiro; b) Para o mês de abril; c) Para o mês de agosto.	40
Figura 25 – Trocas de energia com a rede para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf (esquerda) e uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 (direita); A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria; a) Mês de janeiro; b) Mês de abril; c) Mês de agosto.	42
Figura 26 – <i>Cash-flows</i> para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV.	49
Figura 27 – Agrupamento de painéis de 240W de modo a obter os 2,4 kW desejados [1].	59
Figura 28 – Implementação em Matlab-Simulink® do modelo criado para estudar as características I-V e P-V do painel de 2,4 kW [1].	59
Figura 29 – Esquema que demonstra como obter a potência máxima do painel [1].	60
Figura 30 – Diagrama de controlo MPPT implementado [1].	60
Figura 31 – Implementação em Simulink® da equação correspondente à tensão em aberto da bateria [1].	61
Figura 32 – Implementação em Simulink® da equação correspondente ao estado de carga da bateria [1].	61
Figura 33 – Implementação em Simulink® das equações das tensões necessárias para analisar o comportamento de descarga da bateria [1].	62
Figura 34 – Controlador PWM do conversor bidirecional DC-DC [1].	62
Figura 35 – (a) Conversor bidirecional em funcionamento em modo <i>boost</i> (descarga); (b) Conversor bidirecional em funcionamento em modo <i>buck</i> (carga) [1].	62
Figura 36 – Esquemas implementados dos respetivos modelos de stress utilizados em [43] no ambiente de simulação Simulink®; a) Modelo de stress do DoD; b) Modelo de stress do SoC; c) Modelo de stress do C-Rate; d) Modelo de stress da temperatura.	64
Figura 37 – Esquemas implementados em Simulink® dos modelos de stress para os valores médios de <i>SOC</i> e temperatura para calcular a degradação espontânea da bateria; a) Modelo de stress do <i>SOC</i> ; b) Modelo de stress da temperatura.	64

Figura 38 – Esquemas implementados das equações da degradação da capacidade de uma bateria; a) Representação da equação (9) – degradação espontânea da bateria; b) Representação das equações (7) e (8) – degradação por ciclo e a degradação anual, respectivamente.	65
Figura 39 – Trocas de energia com a rede para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf (esquerda) e uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 (direita); A vermelho a potencia da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria; a) Mês de janeiro; b) Mês de abril; c) Mês de agosto.	67
Figura 40 – Trocas de energia com a rede para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf (esquerda) e uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 (direita); A vermelho a potencia da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria; a) Mês de janeiro; b) Mês de abril; c) Mês de agosto.	69
Figura 41 – <i>Cash-flows</i> para a introdução de um sistema PV aliado a um sistema de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b).....	71
Figura 42 – <i>Cash-flows</i> para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV para o primeiro ano de funcionamento.	72
Figura 43 – <i>Cash-flows</i> para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV para o quinto ano de funcionamento.	73
Figura 44 – <i>Cash-flows</i> para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV para o décimo ano de funcionamento.	74

Lista de Tabelas

Tabela 1: Crescimento anual da potência instalada de Micro e Mini produção, em kW, até Maio de 2015 [5].	6
Tabela 2: Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2014 [6].	8
Tabela 3: Resultados obtidos da energia consumida/injetada na rede [6].	9
Tabela 4: Estimativa, em anos, do tempo de vida de uma bateria reutilizada, em diferentes aplicações [24].	17
Tabela 5: Capacidade restante, em kWh, dos modelos apresentados na <i>Figura 11</i> , considerando uma degradação de 70% da capacidade original da bateria.	18
Tabela 6: Resultados obtidos da simulação à poupança obtida [25].	20
Tabela 7: Poupança, em \$, consoante o preço da bateria nova e usada, durante um período de 10 anos [31].	21
Tabela 8: Preço total das baterias apresentadas na <i>Tabela 5</i> , tendo em conta 34€ por kWh.	23
Tabela 9: Valor total dos sistemas de armazenamento, em €.	25
Tabela 10: Controlo do sistema de otimização da bateria [10].	30
Tabela 11: Coeficientes de degradação obtidos através da análise dos modelos de stress com os resultados práticos obtidos [43].	34
Tabela 12: Estimativa da vida útil, em anos, das baterias escolhidas para análise.	37
Tabela 13: Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2016, para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf, para uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 e para um cenário sem armazenamento (H2G – <i>Home to grid</i> ; G2H – <i>Grid to home</i>).	43
Tabela 14: Capacidade em kWh restante para ambas as baterias após 5 e 10 anos de funcionamento como sistema de armazenamento.	44
Tabela 15: Custo de energia anual com aplicação dos sistemas de armazenamento apresentados e do sistema fotovoltaico base [6].	45
Tabela 16: Custos e benefícios dos sistemas de armazenamento.	47
Tabela 17: VAL e <i>payback</i> para o primeiro cenário de referência com o tarifário <i>net-billing</i> .	48
Tabela 18: VAL e <i>payback</i> para o segundo cenário de referência com o tarifário <i>net-billing</i> .	48
Tabela 19: Comparação entre a vida útil dos sistemas simulados e o respetivo <i>payback</i> obtido no seu primeiro ano de vida.	49
Tabela 20: Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2021 (5 anos após o primeiro uso), para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf, para uma bateria	

reutilizada de um Citroen C-0 e para um cenário sem armazenamento (H2G – <i>Home to grid</i> ; G2H – <i>Grid to home</i>).	68
Tabela 21: Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2026 (10 anos após o primeiro uso), para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf, para uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 e para um cenário sem armazenamento (H2G – <i>Home to grid</i> ; G2H – <i>Grid to home</i>).	70

Lista de Acrónimos

BMS	Sistema de administração da bateria (<i>Battery Management System</i>)
DC	Corrente Contínua (<i>Direct Current</i>)
DOD	Profundidade de Descarga (<i>Depth of Discharge</i>)
DODCE	Profundidade de Descarga por Ciclo (<i>Depth of Discharge Cycle</i>)
G2H	Rede para a Casa (<i>Grid to Home</i>)
H2G	Casa para a Rede (<i>Home to grid</i>)
I	Corrente (<i>Current</i>)
MPPT	Seguimento de Ponto de Potência Máxima (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
P	Potência (<i>Power</i>)
PV	Fotovoltaico (<i>Photovoltaic</i>)
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SAE	Sociedade Internacional de Engenheiros Automóveis
SOC	Estado de Carga (<i>State of Charge</i>)
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
V	Tensão (<i>Voltage</i>)
VAL	Valor Atual Líquido
VE/EV	Veículo Elétrico (<i>Electric Vehicle</i>)

Capítulo 1

Introdução

Com o crescimento populacional, milhares de cidadãos optam por recursos tecnológicos energéticos limpos, com o intuito de promover a sustentabilidade do planeta e a sua proteção, assim como de usufruir das diversas vantagens económicas que estes proporcionam. Neste contexto, justifica-se a enorme dispersão de sistemas fotovoltaicos presentes em habitações por todo o mundo, assim como a grande adesão a tecnologias de transporte, que tiram partido da energia eléctrica através de baterias, maioritariamente de lítio, levando a que o número de veículos eléctricos tenha aumentado exponencialmente nos últimos anos.

Recentemente, a legislação veio permitir o autoconsumo e a venda à rede de excedentes da geração solar fotovoltaica. Desta forma, é possível diminuir a fatura eléctrica mensal de uma forma significativa, consumindo a energia autoproduzida em detrimento da energia fornecida pela rede. No entanto, tendo em conta que um sistema fotovoltaico produz em excesso nas horas de maior radiação solar e que esta energia é vendida à rede com fortes penalizações, existe a oportunidade de através do uso de bancos de baterias, armazenar esse excesso de produção para utilização posterior, contribuindo assim para o corte de pontas de consumo e uma estabilização da carga, levando a uma redução de custos [1].

Reflexo desta oportunidade é a emergência de novas soluções de armazenamento para habitações integradas com sistemas de produção de energia com painéis fotovoltaicos, demonstrando assim, a potencialidade de mercado e que este tipo tecnologias estará fortemente implementado nas habitações ligadas à rede eléctrica num futuro próximo. Contudo, há a referir que as baterias fazendo parte de uma tecnologia que cada vez é mais barata, ainda se pode considerar bastante dispendiosa.

A utilização de baterias de veículos eléctricos (VE) poderá ser a resposta adequada a esta situação. O crescente número de veículos que as utiliza e o facto de estas necessitarem de serem mudadas periodicamente, de forma a permitir que a distância que é possível percorrer por carga não seja substancialmente afetada, faz com que milhares de baterias estejam disponíveis ao fim de alguns anos. Embora estas baterias, nesta fase, não possuam capacidade suficiente para uso no automóvel, quando removidas, ainda possuem 70-80% da sua capacidade original, e portanto estão aptas para outro tipo de aplicações, nomeadamente armazenamento de energia no sector residencial [2].

1.1 – Motivação

Esta dissertação surge na sequência da crescente utilização de veículos elétricos no cenário atual Mundial. Com novos acordos internacionais a favor da sustentabilidade energética a serem celebrados, com a crescente mentalização da população, no que diz respeito ao ambiente, torna-se interessante estudar até que ponto as características de baterias retiradas de VE, após utilização, permitem a sua inserção noutra tipo de aplicações, nomeadamente no sector residencial como bancos de baterias.

O preço elevado da comercialização de soluções de armazenamento residenciais acresce ao interesse da realização deste estudo. A viabilidade económica destas aplicações face à legislação em vigor sobre o autoconsumo, torna-se também um aspeto essencial a analisar neste trabalho.

1.2 – Objetivos

A presente investigação procura avaliar a viabilidade tanto económica, como energética, da reutilização de baterias de veículos elétricos ou híbridos, para integração no sector residencial, em edifícios que possuam um sistema de produção de energia fotovoltaico, tendo em consideração legislação em vigor. É também realizada a análise para uma habitação que pretenda instalar as duas tecnologias, PV e armazenagem e comparadas com a situação em que apenas se consome energia da rede. Pretende-se também a comparação deste tipo de solução com as apresentadas por empresas, que comercializam bancos de baterias com o mesmo fim, permitindo assim verificar se existe um nítido benefício económico nos investimentos associados a estas tecnologias.

1.3 – Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se distribuído em 8 capítulos. O primeiro capítulo é dedicado à introdução, motivação e objetivos pretendidos que levaram ao desenvolvimento deste trabalho. No capítulo 2, é abordado o estado da arte, tanto da perspetiva do fotovoltaico como na perspetiva do armazenamento, sendo dado ênfase à legislação Portuguesa em vigor bem como ao

papel desempenhado pela produção PV (*photovoltaic*) em Portugal. São também apresentadas soluções oferecidas na atualidade do ponto de vista do armazenamento.

No terceiro capítulo a atenção é dada à reutilização de baterias de veículos elétricos, níveis de descarga das mesmas e a sua potencial aptidão para segundas aplicações, ainda ao preço deste tipo de baterias em 2ª mão, assim como a alguns cenários que demonstram a viabilidade da utilização deste tipo de tecnologias.

O quarto capítulo apresenta os cenários de referência que foram estudados, bem como os respetivos componentes e valores associados, permitindo uma visão geral dos custos de um sistema de armazenamento reutilizando baterias elétricas de EV's.

No capítulo 5 é feita uma introdução ao sistema de simulação utilizado para estudar as trocas energéticas com a rede, nos cenários que incluem as baterias escolhidas. É também apresentada a implementação de um modelo em Matlab-Simulink® de um modelo de degradação da capacidade da bateria face ao número de ciclos realizado, permitindo assim estimar a vida útil restante da mesma.

No capítulo 6 é realizada a análise das trocas de energia entre o consumidor e a rede para cada cenário escolhido.

O sétimo capítulo encontra-se reservado à análise económica dos respetivos casos estudados, estando o foco maior no cálculo do VAL (Valor Atual Líquido) e do *payback*.

Finalmente, o capítulo 8 culmina nas conclusões retiradas durante a realização deste trabalho e sugere algumas hipóteses para trabalhos futuros.

Os apêndices A e B apresentam os esquemas implementados, tanto do sistema de simulação utilizado assim como do modelo de degradação implementado em Matlab-Simulink®.

O apêndice C apresenta alguns resultados da análise das trocas com a rede utilizando as baterias reutilizadas de EV's.

O apêndice D apresenta alguns resultados da análise económica realizada.

Capítulo 2

Estado da Arte: Fotovoltaico e Armazenamento

O contínuo crescimento da popularidade de sistemas fotovoltaicos (sistemas PV) como um meio limpo e seguro de produção de energia, tem vindo a refletir-se no crescimento anual da instalação destes mesmos sistemas, a nível Mundial. Estes tinham um crescimento estimado de 25% para o ano de 2015, como pode ser verificado pela **Figura 1** [3], e com estimativas a apontar para que a capacidade instalada Mundial de sistemas PV triplique face a 2013, para 440 GW em 2020, aliado à maior competitividade em relação aos preços praticados [4]. É assim necessário verificar que possibilidades estas soluções podem trazer ao consumidor final, nomeadamente no panorama Nacional.

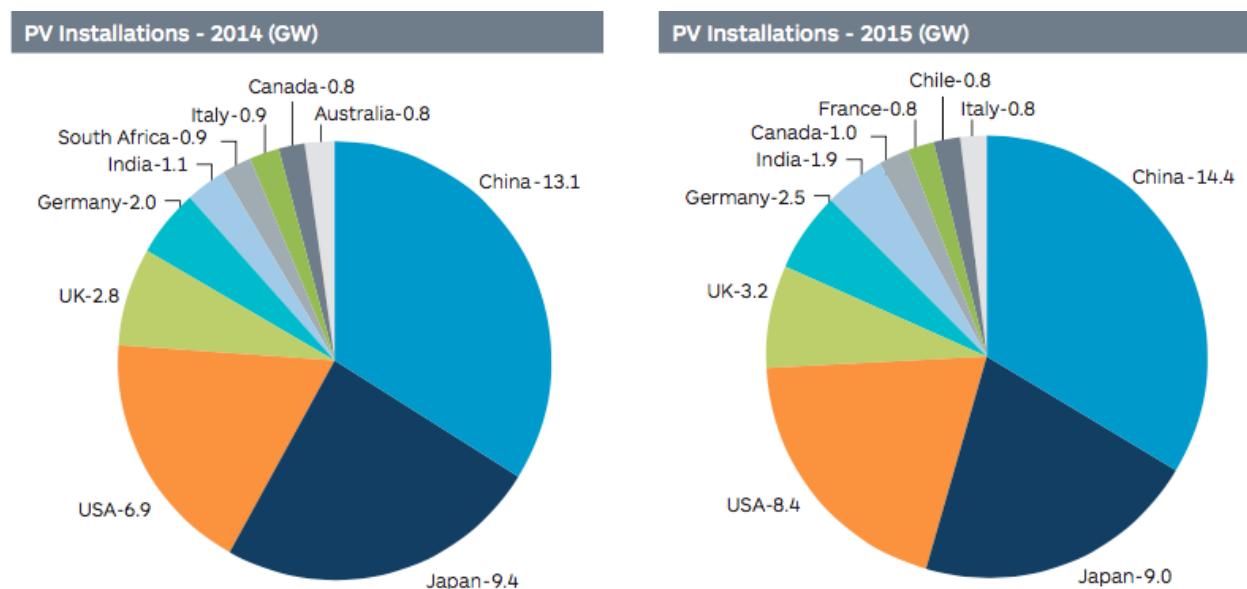


Figura 1 - Evolução da capacidade, em GW, no panorama Mundial de 2014 a 2015 [3].

A fácil integração da geração fotovoltaica torna-a a tecnologia mais adotada para a produção de energia elétrica no sector residencial e a melhor opção para atingir a maior autonomia possível da rede. Como resultado é possível verificar o elevado crescimento da produção fotovoltaica Nacional, colocando-se acima dos 756 GWh anuais, em Julho de 2015, como apresentado na **Figura 2**, totalizando 439 MW de potência instalada. De igual modo constata-se um aumento relevante anual da Micro e Mini produção, referente às soluções instaladas junto dos locais de consumo, como apresentado na **Tabela 1**, com 100 MW e 69,94 MW instalados, respetivamente [5].

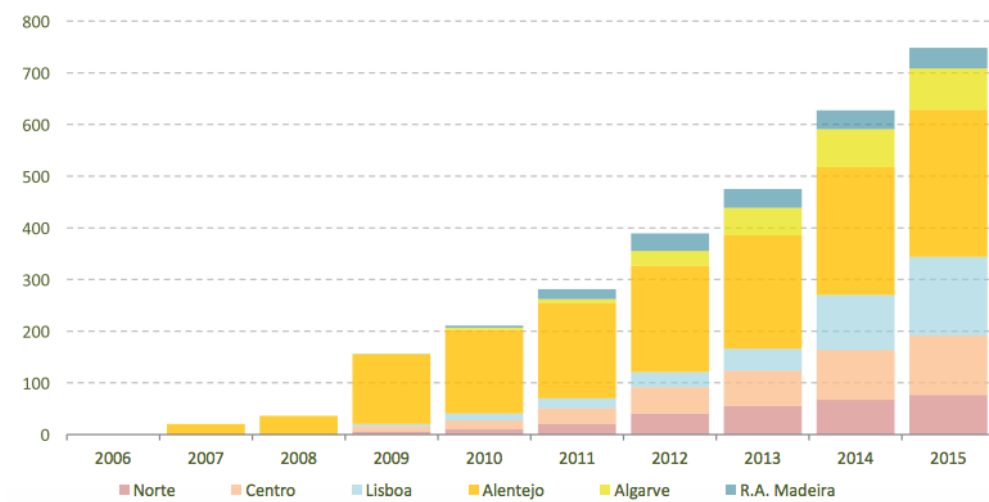


Figura 2 - Crescimento da produção fotovoltaica anual em Portugal, em GWh, até Julho de 2015 [5].

Tabela 1: Crescimento anual da potência instalada de Mini produção, em kW, até Julho de 2015 [5].

Mini produção – Potência Instalada (kW)					
2010	2011	2012	2013	2014	2015 (Julho)
647	1610	22371	46122	65154	69943

2.1 – Legislação Portuguesa

No período em que as tecnologias PV ainda não eram economicamente competitivas e com o intuito de promover a inserção de soluções que diversificassem o mix de produção de energia elétrica, surgiu a tarifa *feed-in*. A tarifa *feed-in* permitia que toda a energia produzida por Micro e Mini produção fosse injetada na rede e remunerada com um valor fixo, permitindo assim, amortizar com relativa rapidez o investimento. No entanto, com o conseqüente decréscimo do valor remunerado, a tarifa *feed-in* deixou de ser economicamente aliciante [6].

Em Outubro de 2014 surgiram novas diretivas por parte do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, revogando a legislação em vigor, que impossibilitava a entrega da produção de excedentes, obtidos maioritariamente através de soluções fotovoltaicas a terceiros ou à rede elétrica pública e permitindo ainda reformular leis anteriormente estabelecidas.

Assim, o decreto de lei DL nº153/2014 de 20 de Outubro e as portarias nº14/2015 e 15/2015 de 23 de Janeiro, vieram permitir a existência de uma ligação à rede deste tipo de tecnologias, na

perspetiva do autoconsumo, fornecimento a terceiros e entrega de excedentes à rede, abrindo assim novas possibilidades ao consumidor [7].

Uma vez que este trabalho se irá focar no sector residencial, com geração recorrendo ao fotovoltaico e nas vantagens e desvantagens para o consumidor, apenas será analisada a vertente da legislação referente ao autoconsumo, nomeadamente a Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), que pressupõem as seguintes características [8][9]:

- A UPAC produz para satisfazer as necessidades de consumo;
- Potência de ligação até 100% da potência contratada;
- Potência de instalação até 200% da potência de ligação;
- Possibilidade de armazenamento de energia produzida;
- Potência máxima de 1 MVA;
- A energia produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo;
- Os excedentes de produção podem ser injetados na rede elétrica com remuneração;
- A UPAC é instalada no local de consumo.

A remuneração da energia injetada na rede é apresentada como uma das grandes vantagens das novas diretivas para o autoconsumo, no entanto, surgem alguns inconvenientes:

- O excedente de produção é remunerado ao preço em vigor, mas deduzido de 10% como forma de compensar custos de injeção.
- A venda da energia não pode ultrapassar a totalidade de energia consumida, à base anual, sendo toda a produção acima deste limite, não remunerada [9].
- O cálculo da remuneração da energia injetada na rede é feito recorrendo à equação (1)[8]:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (1)$$

Onde:

- R_{UPAC} – Remuneração fornecida à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) no mês m , em €;
- $E_{fornecida,m}$ - Energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ – Valor resultante da média aritmética dos preços do fecho de mercado diário, Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, relativos ao mês m , em €/kWh;
- m – Mês da contagem.

Na **Tabela 2** são apresentados os valores médios, por mês do OMIE em Portugal assim como os valores da remuneração da geração injetada na rede para o ano de 2014. É facilmente observável, que comparando o valor médio pago pela energia consumida (0,2325 €/kWh no período fora do vazio; 0,1216 €/kWh no período de vazio), e os valores médios pagos pela energia enviada para a rede (0,03729 €/kWh) que existe uma diferença bastante acentuada, levando assim a uma baixa rentabilidade económica, sempre que a energia é injetada na rede [6].

Tabela 2: Valores reais da OMIE em Portugal no ano de 2014 [6].

Ano 2014	Valor OMIE(c€/kWh)	90% do valor pago da OMIE (c€/kWh)
Janeiro	3,147	2,832
Fevereiro	1,539	1,385
Março	2,620	2,358
Abril	2,336	2,102
Maio	4,247	3,822
Junho	5,119	4,607
Julho	4,827	4,344
Agosto	4,991	4,492
Setembro	5,891	5,302
Outubro	5,539	4,985
Novembro	4,696	4,226
Dezembro	4,769	4,292
Valor total médio	4,143	3,729

2.2 – O Fotovoltaico em Portugal

Tendo em conta o tópico anterior é necessário também saber até que ponto são feitas as trocas com a rede no cenário nacional. Assim, foi estimado pelo Instituto Nacional de Estatística e pela Direção Geral de Energia e Geologia, que o consumo médio de uma habitação em Portugal é de cerca de 3673 kWh/ano, o que se traduz em cerca de 10 kWh/dia [10].

Em [6], e com o intuito de analisar as trocas existentes entre o sistema e a rede, foi dimensionado e simulado um sistema PV tendo em conta as estimativas anteriores, bem como a sua utilização em diferentes cenários que asseguram 100% (cenário ideal), 75%, 50% e 25% do consumo total de energia. Através da análise da **Tabela 3**, referente ao cenário de 100% assegurado do consumo total de energia e tendo em conta o desajuste temporal entre o consumo e a geração PV

no sector residencial, na **Figura 3**, pode-se verificar que, tendo em conta valores médios ao longo do dia, apesar da geração ser aproximadamente a mesma que o consumo, existe a necessidade de enviar cerca de 60% da energia gerada para a rede e consumir cerca de 60% da energia necessária para fazer face ao consumo [6].

Tabela 3: Resultados obtidos da energia consumida/injetada na rede [6].

Energia consumida/injetada na rede em kWh		
	Energia consumida da rede	Energia injetada na rede
Março	185,5 (60%)	193,3 (61%)
Julho	161,1 (52%)	261,8 (63%)
Dezembro	224,7 (72%)	82,4 (48%)
Total (ano)	2202,6 (60%)	2162,3 (59,5%)

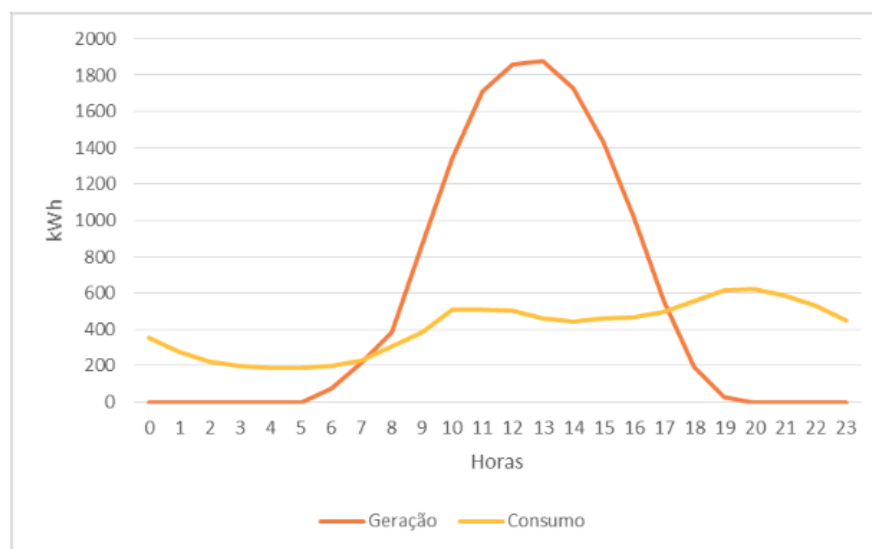


Figura 3 - Variação da geração e consumo no dia 13 de Julho [6].

Face à presente legislação para o autoconsumo é essencial, do ponto de vista económico, evitar as trocas com a rede, primeiramente porque se irá importar a mesma quantidade de energia enviada, e seguidamente pelo facto de que para um sistema ideal de 100%, devido ao seu maior custo inicial e como consequência das trocas com a rede referidas anteriormente, ter um *payback* demasiado longo (de 16,62 anos) [6].

Outro problema que surge na utilização de energias renováveis como forma de produção de energia é a sua intermitência. Este facto, aliado à sua dispersão e inevitável crescimento acrescentando a impossibilidade de desligar alguns sistemas de geração convencional (carvão e nuclear), vai refletir-se num excesso de produção, durante alguns períodos do ano, que sendo injetado na rede, quer por centrais fotovoltaicas quer por excesso de produção residencial leva a

dificuldades de gestão da rede elétrica. Como resultado, as horas de maior consumo energético não coincidirão com as horas de maior produção PV, logo, prevê-se que os problemas de *ramping* (injeção de cada vez mais energia na rede criando uma diferença muito acentuada), já existentes, se agravem. Tal pode ser comprovado na **Figura 4**, onde é claro que os períodos de maior consumo ocorrem antes e depois do nascer do sol e onde se regista um aumento seguido de uma diminuição abrupta do consumo [11].

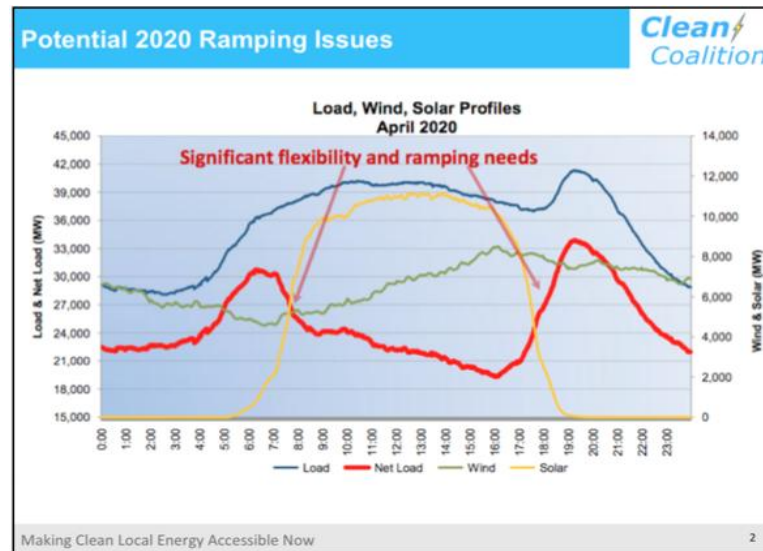


Figura 4 - Estimativa dos problemas de *ramping*, para o mês de Abril de 2020 na Califórnia, devido ao contínuo crescimento da produção fotovoltaica [11].

A utilização de sistemas de armazenamento de energia é então apresentada como a principal solução para diminuir os problemas de *ramping*, bem como diminuir ou até mesmo evitar as trocas de energia entre a habitação e a rede. É neste contexto que, no tópico seguinte, o tema do armazenamento será abordado.

2.3 – Armazenamento de Energia

Nos próximos anos, o número de clientes, quer comerciais quer residenciais, que irão selecionar soluções que diferenciem as suas necessidades das da rede elétrica ao tornarem-se autossustentáveis pelo maior período de tempo possível, recorrendo a sistemas PV aliados a baterias, vai aumentar [12]. Como pode ser constatado pela **Figura 5**, já se verifica um crescimento, ainda que ténue, da utilização de sistemas de armazenamento no sector residencial [3].

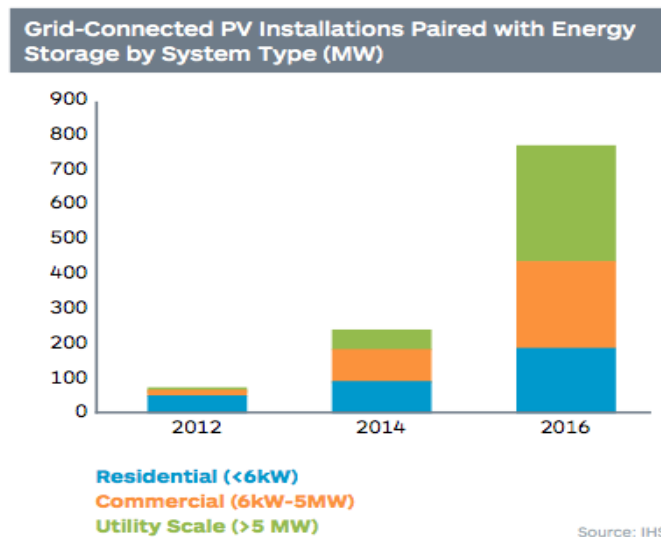


Figura 5 - Quantidade em MW, de sistemas PV com armazenamento instalados, por sector e previsão para o ano de 2016 [3].

As vantagens da introdução de soluções de armazenamento em habitações com sistemas PV são as mesmas vistas anteriormente para a rede, permitindo a estabilização do diagrama de carga, a redução de picos de produção, mas também a diminuição das trocas de energia com a rede. Acresce o facto de estudos teóricos indicarem que a utilização de armazenamento energético residencial possibilita mais 40% de produção, sem que haja um impacto significativo na rede, verificando-se ainda, que a integração deste tipo de soluções permite a produção de energia sem que ocorra um pico de geração incontrolável face ao diagrama de carga da rede [13].

Enquadrado no projeto EMSURE – Energy and Mobility for Sustainable Regions, foram realizadas simulações a partir de dados reais para tecnologias de armazenamento existentes, aliadas a um sistema de produção PV. Para o funcionamento do sistema foi considerado um consumo médio anual de 3673 kWh/ano, uma potência de 2,4 kW para o sistema de painéis fotovoltaicos e 10,2 kWh para a bateria utilizada. Como resultado, foi verificada uma redução significativa de trocas de energia com a rede, com 75.98% e 78.30% de redução da energia enviada e recebida, respetivamente, resultando numa diminuição da fatura anual do consumidor de 84.67% [1].

É possível então perceber o quão vantajosas podem ser as soluções de armazenamento para o futuro da rede elétrica e qual o seu impacto na forma como se percebem as energias renováveis, atualmente. O reflexo desta situação é a quantidade de tecnologias apresentadas recentemente, por diversas empresas, que se focam no armazenamento de energia em cenários residenciais com PV recorrendo a bancos de baterias.

Empresas como a Tesla, LG e a JLM Energy, entre outras, surgem para o ano de 2015 e para o início de 2016, com soluções que prometem ser mais competitivas no mercado de baterias, quer a nível do seu custo (€/kWh) quer a nível de capacidade, face às opções já existentes no mercado disponíveis por parte da Samsung e da Bosch, por exemplo, como pode ser visto pela **Figura 6** [14][15][16][17]. Enquanto as opções mais económicas ainda não estão disponíveis no mercado, torna-se impraticável a aplicação deste tipo de soluções sem que haja um financiamento por parte de terceiros, como ocorre com a Alemanha e o Japão, nomeadamente, através de incentivos governamentais [3].

Contudo, estudos preveem que, devido ao aumento de produção deste tipo de tecnologias, à redução da necessidade de materiais caros para a sua produção e ao gradual e constante melhoramento na composição química e projeto da bateria, é estimado que o custo de produção de baterias de lítio decaia dos 650 \$/kWh, em 2016, para aproximadamente 200 \$/kWh em 2020 [18]. Este aspeto vai traduzir-se numa diminuição, tanto no preço dos sistemas de armazenamento como também no preço da bateria em si, diminuindo ainda mais o custo de obtenção destas para outras aplicações.

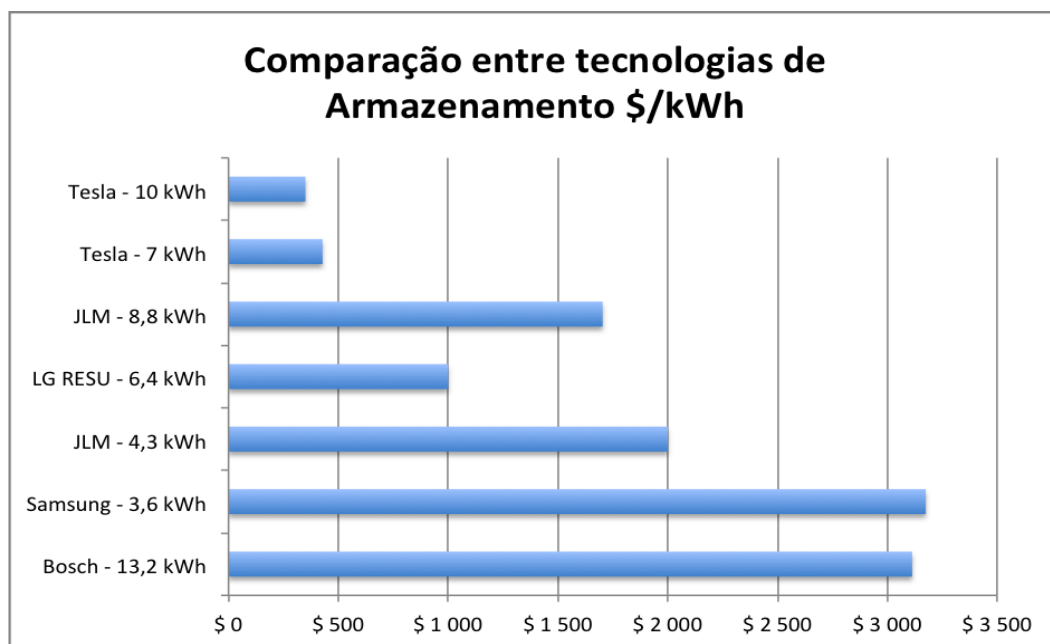


Figura 6 - Comparação de \$/kWh para diferentes soluções de mercado de tecnologias de armazenamento [14][15][16][17].

Capítulo 3

Reutilização de Baterias de EVs no Residencial

Após a análise do Capítulo 2 é possível perceber o quão vantajosos podem ser os sistemas de armazenamento de energia, tanto para a rede, como para o consumidor final. Contudo, e como constatado no último tópico, do mesmo capítulo, o preço deste tipo de tecnologias torna esta opção ainda proibitiva para a maioria das pessoas. Surge então a opção da reutilização das baterias de veículos elétricos.

Com as perspectivas do crescimento do mercado a nível mundial, para veículos elétricos (EVs) e híbridos, a apontarem para 20 milhões de veículos na estrada em 2020, como representado na **Figura 7** [19], após a sua vida útil no veículo, as baterias ainda dispõem, em média, de 70-80% da sua capacidade original [20]. Outro argumento importante a favor da reutilização de baterias para armazenagem residencial é a celebração de um acordo entre a Eaton, uma empresa que oferece soluções de controlo de energia, distribuição e qualidade, e a Nissan, com o objetivo de reutilizar as baterias substituídas de Nissans Leaf para a construção de sistemas de armazenamento que posteriormente serão comercializados [21].

Torna-se então importante verificar qual a viabilidade destas baterias em segundas utilizações, nomeadamente estacionárias, como é o caso do armazenamento residencial aliado à geração fotovoltaica.

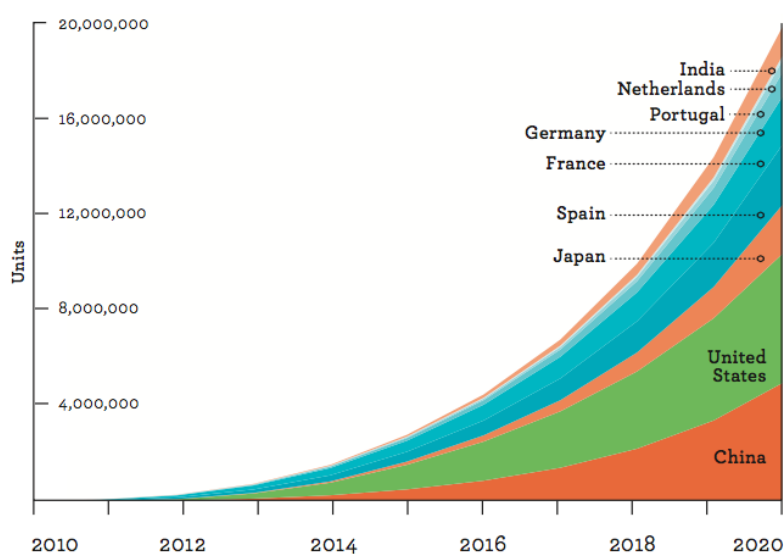


Figura 7- Previsão da inserção de EVs e Híbridos até ao ano de 2020 a nível Mundial [19].

A reutilização de baterias necessita de uma avaliação prévia antes da sua integração em aplicações que lhes permitam uma segunda vida. Assim, este capítulo, analisa os níveis de descarga a que estas baterias estão sujeitas e a energia disponível após a sua primeira utilização, em estudos já realizados, bem como a viabilidade das mesmas face às necessidades de consumo e face às opções de mercado. Os preços de baterias em segunda mão e projetos já existentes serão também abordados.

3.1 – Níveis de Descarga de Baterias

A crescente popularidade de veículos elétricos e híbridos tem vindo a mudar o rumo do setor automóvel, bem como a criação de um novo material de desperdício, a bateria. Com capacidades entre os 10 e os 85 kWh [22] e sabendo que após reduzirem a sua capacidade máxima, para aproximadamente entre os 70% e os 80% da sua capacidade inicial, estas devem ser substituídas, pressupõe-se a reutilização das mesmas em aplicações estacionárias, com o processo identificado na **Figura 8**, aumentando assim o seu período de vida efetiva em teoricamente uma década [23].

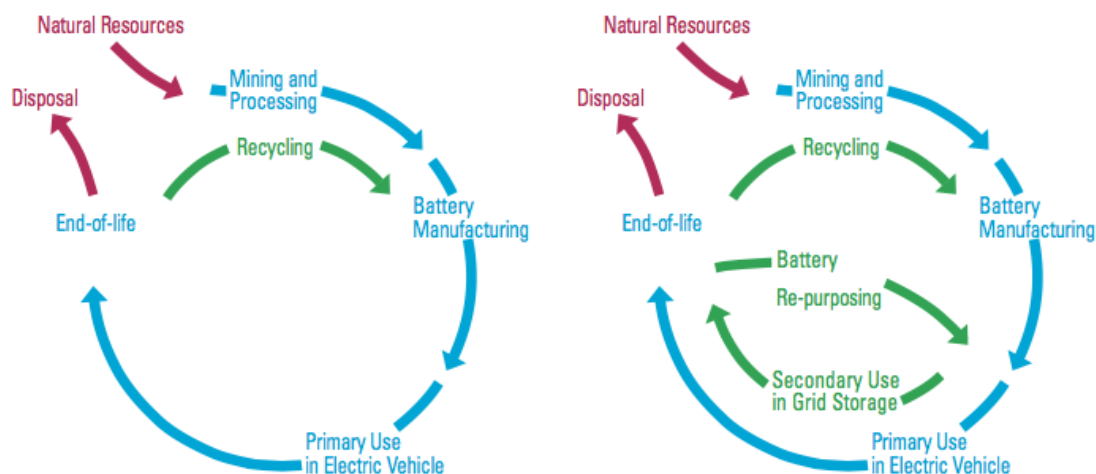


Figura 8 - Ciclo de vida de baterias de EVs existente (esquerda) e proposto (direita) [23].

Um aspeto importante é o desafio imposto pela perda de energia por parte da bateria cada vez que esta é carregada e descarregada. Os fatores que influenciam a perda de capacidade são [24]:

- Química da bateria;
- Número de ciclos feitos;
- Idade da bateria;

- Corrente de descarga;
- Estado de Carga - *State of Charge* (SOC) ou Profundidade de Descarga - *Depth of Discharge* (DOD);
- Taxa de transferência de carga de um microciclo de corrente;
- Temperatura da célula da bateria.

Em [25] é apresentado um modelo que permite quantificar a capacidade degradada de uma bateria retirada de um EV, quer durante a vida no veículo automóvel, quer durante a segunda vida em armazenamento estacionário, assim como definir a restante vida da mesma de acordo com a energia de descarga por ciclo.

A capacidade degradada de uma bateria enquanto utilizada num veículo elétrico, pode ser calculada através da equação (2) e, tendo em conta que uma bateria, quando reutilizada, se encontrará, muito provavelmente, à temperatura ambiente e agrupada com outras baterias com a mesma capacidade, pode-se calcular a degradação em segunda vida através da equação (3).

$$Dgdn_{CN} = \prod_{n=1}^{CN} ((f_{DOD} * f_{dsch-rate} * f_{temp} * CapD)_n + (f_{storage} * Y_r)) * f_{temp} \quad (2)$$

$$Dgdn_{CN_2} = \prod_{n=1}^{CN_2} ((f_{DOD} * CapD)_n + (f_{storage} * Y_r)) \quad (3)$$

Onde:

- $Dgdn_{CN}$ – Percentagem da capacidade degradada ao fim de CN ciclos automóveis;
- CN – Número de ciclos automóveis da bateria;
- f_{DOD} – Fator para o *depth of discharge* considerando um DOD fixo específico;
- $f_{dsch-rate}$ – Fator referente à taxa de descarga de um ciclo específico;
- f_{temp} – Fator referente à aceleração da degradação devido a variações de temperatura;
- $f_{storage}$ – Fator de degradação por ano devido ao armazenamento;
- Y_r – Número de anos;
- $CapD$ – Capacidade de degradação por ciclo quando o DOD é máximo.

O referido estudo [25] simulou a degradação da bateria considerando baterias com uma capacidade de 15 kWh, com um DOD especificado pelo fabricante de 80%, tendo as descargas sido feitas sempre até este valor e permitindo 3600 ciclos profundos. A degradação permitida durante a aplicação automóvel foi até 70% da capacidade original e até 30% em segundas aplicações de modo a maximizar a segunda vida da bateria. Como resultado a capacidade degradada para o primeiro cenário permite 5871 ciclos enquanto para o segundo cenário verificou-se que seria vantajoso utilizar a bateria em segundas aplicações até um máximo de 4500 ciclos antes de atingir a degradação máxima permitida, como pode ser observado na **Figura 9**.

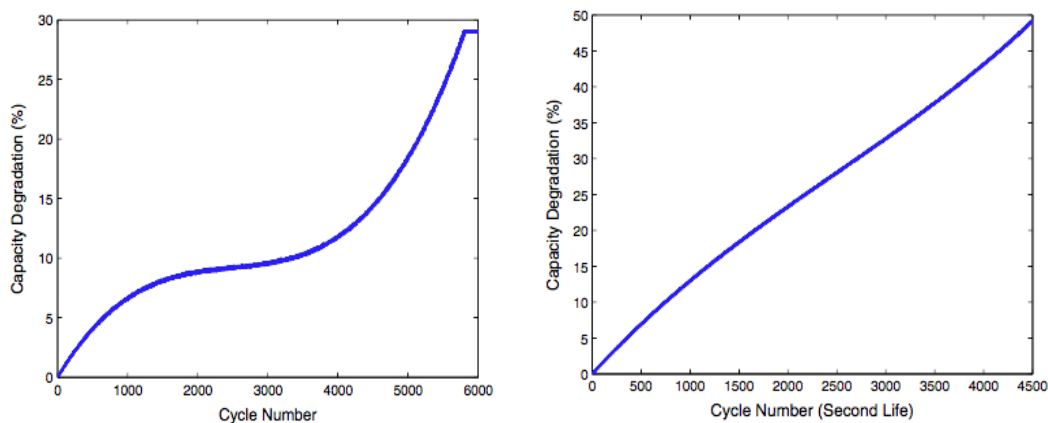


Figura 9 - Capacidade degradada durante a utilização automóvel (à esquerda) e capacidade degradada durante utilizações em segunda vida (à direita), em percentagem [25].

A partir dos dados obtidos pode-se estimar a capacidade remanescente, consoante a função e DOD aplicado, num determinado número de anos de utilização para a bateria.

Em [24] foi verificado, através de estudos feitos a uma amostra de EVs real, integrados no projeto CABLED (*Birmingham Low Emissions Demonstration*), que após uma utilização considerada típica, com um DOD de 35%, e quando atingidos os 80% de capacidade original, em média, a bateria ainda dispunha de 900 DODCE (DOD por ciclo equivalente a 100%), como pode ser observado na **Figura 10**.

Pode assim ser feita a estimativa, para diferentes cenários, do tempo restante de vida de uma bateria para aplicações estáticas e apresentados em resumo na **Tabela 4**. Para uma situação em que se pretenda o diferimento energético da rede para os meses de Novembro a Fevereiro, por exemplo, com um DOD imposto de 50% com carga e descarga feita uma vez por dia, pode-se calcular o tempo de vida da seguinte maneira:

- Ciclos restantes: 900 DODCE;

- *DOD* da 2ª Vida: 50%;
- Número total de ciclos a 50% *DOD*: $\frac{900}{0,5} = 1800$ ciclos;
- Número de ciclos por ano: $4 \text{ meses} \times 30 \text{ dias} = 120$ ciclos;
- Anos em operação: $\frac{1800}{120} = 15$ anos.

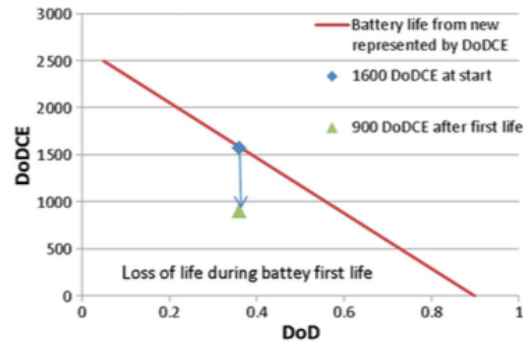


Figura 10 - Capacidade, em DODCE, estimado a partir de dados do projeto CABLEB, indicado pelo triângulo verde [24].

Tabela 4: Estimativa, em anos, do tempo de vida de uma bateria reutilizada, em diferentes aplicações [24].

Aplicação	Ciclos em 2ª Vida	Tempo de vida estimado
Serviços auxiliares	1500 ciclos a 10%	6 anos
Diferimento energético	50% DOD por 4 meses	15 anos
Serviço auxiliares + Diferimento energético	Combinação	4 anos
Gestão energética	50% DOD por 5 dias/semana	7 anos
Gestão energética + Serviços auxiliares	Combinação	3 anos

Pelos dados acima referidos, e sabendo que a bateria de um determinado EV não descarrega nem carrega sempre da mesma forma, sendo o DOD sempre variável, é importante perceber que haverá baterias que, após retiradas de serviço automóvel, se encontraram com mais ou menos ciclos disponíveis e conseqüentemente com mais ou menos anos de serviço ainda disponíveis. No entanto, de um ponto de vista médio, constata-se que a reutilização de baterias de veículos elétricos, relativamente ao seu tempo de vida útil, é uma solução aliciante e que merece ser estudada e avaliada em situações de armazenamento residencial aliado à produção fotovoltaica.

Na **Figura 11** são apresentadas algumas das opções de EVs e respetivas capacidades da bateria. Posteriormente, na **Tabela 5**, são apresentados os valores de capacidade restantes, tendo em conta uma degradação de 70% da capacidade original, resultando na capacidade disponível para segundas aplicações.

Como já observado no Capítulo 2, em [10] uma habitação média em Portugal consome anualmente 3673 kWh, o que se reflete em, aproximadamente 10 kWh/dia. No mesmo estudo, foi também verificado que uma capacidade mínima de armazenamento estaria nos 9,32 kWh, optando-se pelo valor tabelado de 10,2 kWh de capacidade para o sistema de baterias. A partir da análise da **Tabela 5**, pode-se verificar que, de todos os modelos apresentados, e de todas as capacidades para segundas aplicações, todas as opções são suficientes para colmatar esse valor.

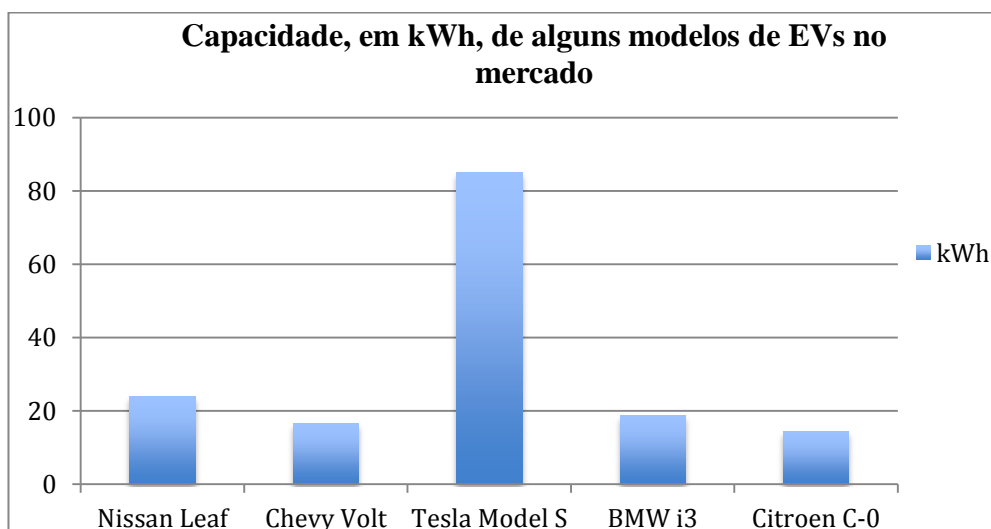


Figura 11 - Capacidade, em kWh, de alguns modelos de EVs no mercado [26][27][28][29][30].

Tabela 5: Capacidade restante, em kWh, dos modelos apresentados na **Figura 11**, considerando uma degradação de 70% da capacidade original da bateria.

Veículo Elétrico	Capacidade Original (kWh)	Capacidade 2ª Vida (kWh)
Nissan Leaf	24	16,8
Chevy Volt	16,5	11,55
Tesla Model S	85	59,5
BMW i3	18,8	13,16
Citroen C-0	14,5	10,15

3.2 – Preço de Baterias em Segunda Mão

A viabilidade da hipótese da reutilização de baterias reaproveitadas de veículos elétricos é evidente, no que respeita à capacidade em executar as tarefas propostas, nomeadamente em aplicações residenciais. No entanto, é no preço de aquisição destas tecnologias que se encontra a

chave para definir estas soluções como viáveis, quando comparadas com as ofertas existentes no mercado.

Em 2012, um estudo feito pela Sociedade Internacional de Engenheiros Automóveis (SAE), tendo em conta que os preços de novas baterias irá diminuir ao longo dos anos, estimou que um proprietário de um EV tinha como expectativa receber entre 20\$ a 100\$ (18 - 89€) por kWh pela sua bateria usada e que um consumidor poderá esperar adquirir uma bateria para segundas aplicações entre os 38\$ e os 132\$ (34 - 118€) por kWh [2].

Uma análise mais aprofundada é realizada em [25] onde é apresentado um modelo para calcular a receita da bateria após o uso automóvel e a receita durante segundas aplicações através das equações (4) e (5), respetivamente, demonstrando a partir de quantos ciclos é que uma bateria pode iniciar a sua segunda vida e quais os contributos económicos face ao custo inicial de uma nova bateria e ainda o custo da energia existente na reutilização.

$$Rev_{auto} = \frac{DOD_{avg} * kWh_{cycle} * CN}{DOD_{manf} * kWh_{manf} * CN_{manf}} * Cost_{batt} \quad (4)$$

$$Rev_2 = Thru_2 * Rate_2 \quad (5)$$

Onde:

- Rev_{auto} – Receita obtida durante a vida automóvel;
- DOD_{avg} – Percentagem média de DOD da bateria durante a vida automóvel;
- DOD_{manf} – DOD máximo especificado pelo fabricante da bateria;
- kWh_{cycle} – Energia transferida por ciclo ao DOD máximo, em kWh;
- kWh_{manf} – Energia transferida por ciclo ao DOD máximo, em kWh, especificada pelo fabricante;
- CN_{manf} – Número de ciclos especificados pelo fabricante;
- CN – Número de ciclos;
- $Cost_{batt}$ – Custo total, inicial de uma bateria nova;
- Rev_2 – Receita obtida durante a segunda vida da bateria;
- $Thru_2$ – Transferência energética durante a segunda vida;
- $Rate_2$ – Preço da energia entregue pela bateria durante a segunda vida.

3.3 – Cenários

A grande potencialidade da reutilização de baterias de veículos elétricos como forma de poupança energética e económica tem sido discutida e avaliada em alguns casos de estudo, demonstrando alguns resultados interessantes e que justificam a importância de estudar a viabilidade destas tecnologias no panorama nacional. De seguida são apresentados alguns destes estudos e os seus resultados.

3.3.1 – Poupanças obtidas com a reutilização de baterias de EVs

As simulações efetuados em [25] foram executadas tendo em conta um preço da energia entregue pela bateria durante a segunda vida de 50\$/MWh e pelo preço inicial por kWh da mesma. Obtiveram-se os resultados apresentados na *Tabela 6* e representados na *Figura 12*. Verificou-se também que com a diminuição da capacidade da bateria, a quantidade máxima de poupança também decresce, no entanto a percentagem de custo de recuperação aumenta.

Tabela 6: Resultados obtidos da simulação à poupança obtida [25].

Preço de uma bateria nova (\$/kWh)	Nº Ciclos onde se inicia a poupança	Poupança (\$)
800	4490	3130
700	4418	2888
600	4353	2551
500	4263	2246
400	4125	1916
300	3894	1584

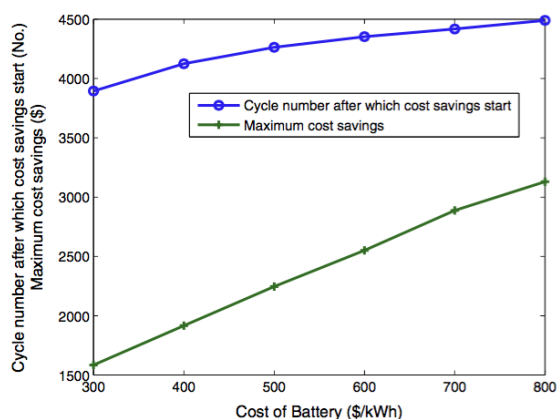


Figura 12 - Número de ciclos em vida automóvel a partir de onde a poupança de custos começa a ser viável face ao preço de uma nova bateria [25].

3.3.2 – Estudo realizado em Ontário, Canadá

No estudo apresentado em [31], a reutilização de baterias de íões de lítio de EVs para sistemas de armazenamento de energia em aplicações estacionárias, no setor residencial, é simulada tendo a sua utilização o objetivo de assegurar o *peak-shaving* (corte de pontas). Neste caso de estudo não existe a integração com soluções fotovoltaicas de produção de energia.

As simulações foram feitas utilizando uma bateria reutilizada de um Chevrolet Volt com uma capacidade de 13,2 kWh. Foram considerados os diagramas de carga médios para Ontário no Inverno e no Verão, bem como o preço (\$/kWh) da energia por hora, considerou-se um período de vida da bateria de 10 anos. Foram obtidos diferentes resultados consoante o preço inicial da bateria, descritos na **Tabela 7**, e projetados na **Figura 13**.

Tabela 7: Poupança, em \$, consoante o preço da bateria nova e usada, durante um período de 10 anos [31].

Cenários	Poupança
A Bateria nova	293 \$
B Bateria sem taxas auxiliares - inserção de uma bateria reutilizada	5362 \$
C Bateria com 50% de redução de taxas auxiliares	2783 \$
D Bateria com 50% de redução de preço	2846 \$
E Bateria com 50% de redução de preço e sem taxas auxiliares	7815 \$
F Bateria com 50% de redução de preços e com 50% de redução de taxas	5366 \$
G Bateria com 75% de redução de preço	4122 \$
H Bateria com 75% de redução de preço e sem taxas auxiliares	9092 \$
I Bateria com 75% de redução de preços e com 50% de redução de taxas	6602 \$

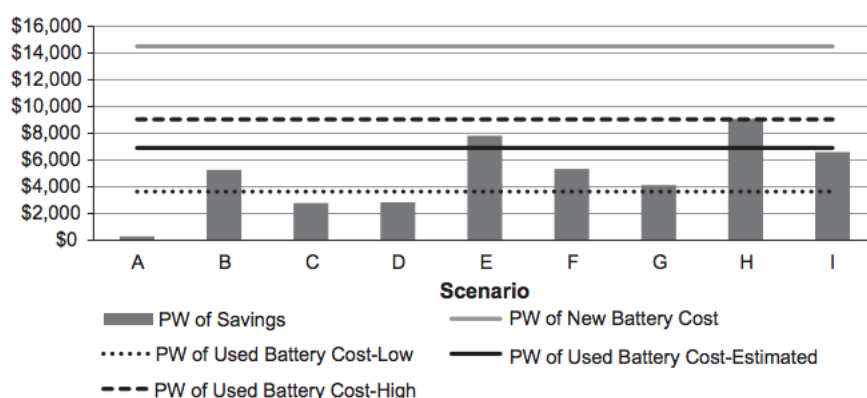


Figura 13 - Esquematização dos resultados obtidos das simulações da poupança, observados na **Tabela 6** [31].

Verificou-se que a reutilização de baterias de EVs, não apenas proporciona a recuperação do investimento inicial, como também assegura a oportunidade de gerar um pequeno rendimento

consoante as condições impostas, sendo a mais vantajosa, quando as taxas de inserção de uma bateria reutilizada são descartadas e quando o preço da eletricidade é reduzido para 75% durante as horas de vazio (período no qual é feito o carregamento da bateria).

3.3.3 – Estudo realizado em Espanha

Em [32], são introduzidos dados da produção fotovoltaica, consumos e preços, retirados do mercado Espanhol, na simulação com baterias reutilizadas de veículos elétricos. São também tidos em conta os custos da bateria e do sistema PV, tendo sido obtidos os valores ideais de dimensionamento do sistema PV, que se situam entre os 0,8 e os 1 kWh, um valor baixo devido às taxas aplicadas ao autoconsumo em Espanha, e da capacidade da bateria de forma a tornar a poupança máxima. A poupança mensal (em €), numa habitação, com e sem um sistema de armazenamento aliado à produção fotovoltaica é apresentada na **Figura 14**. O valor ótimo calculado para o banco de baterias foi de 1,825 kWh, um valor facilmente obtido com baterias reutilizadas de EVs.

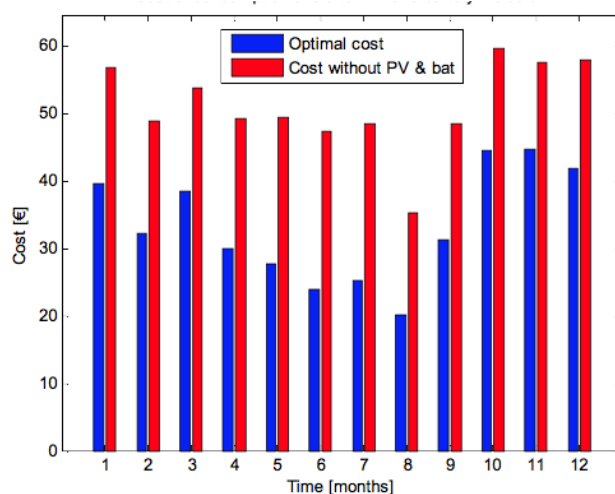


Figura 14 - Redução de custos com e sem um sistema de armazenamento aliado a um sistema de produção PV [32].

Capítulo 4

Cenário de Referência

4.1 - Bateria

Ao serem considerados os valores restantes da capacidade das baterias, apresentados no Capítulo 3, pode-se agora fazer uma estimativa de qual o custo final para o consumidor, relativamente aos componentes necessários para a implementação de um sistema de armazenamento, e fazer uma breve comparação com os sistemas disponíveis no mercado, apresentados no Capítulo 2.

Tendo em conta o aumento da disponibilidade deste tipo de baterias no mercado, é clara a tendência da diminuição do preço por kWh. Perante esta situação, foi considerado o valor mínimo de 34€/kWh [2]. Sabendo que para uma habitação média portuguesa existe um consumo médio diário de 10 kWh/dia, e para garantir esse consumo é necessário uma instalação fotovoltaica de 2,4 kWp, para armazenar 60% da energia média diária, será necessária uma capacidade de armazenamento de 9,32 kWh, considerando uma eficiência de 92% das baterias de lítio e um SOC mínimo de 30%. No entanto é considerado o valor *standard* que existe no mercado, que é de 10,2 kWh de capacidade [10].

Pode-se analisar, na **Tabela 8**, as estimativas para as diversas baterias apresentadas anteriormente na **Tabela 5**, e comparar com a solução mais barata apresentada na **Figura 6**, e que se adequa ao perfil previamente traçado, a *PowerWall*[®] (bateria apenas) da Tesla com 10 kWh de capacidade e que ainda não se encontra disponível no mercado. Conclui-se assim que os preços das baterias reutilizadas são sempre muito mais reduzido que o das soluções de armazenamento já disponíveis e a introduzir no mercado.

Tabela 8: Preço total das baterias apresentadas na **Tabela 5**, tendo em conta 34€ por kWh e comparação com a *PowerWall* da Tesla.

Veículo Elétrico	Capacidade 2ª Vida (kWh)	Preço total 2ª Vida (€)	Preço Tesla 10 kWh (€)
Nissan Leaf	16,8	571,2	3500
Chevy Volt	11,55	392,7	
Tesla Model S	59,5	2023	
BMW i3	13,16	447,44	
Citroen C-0	10,15	345,1	

4.2 – Outros Componentes

Apesar da redução significativa do custo da bateria para o sistema de armazenamento residencial, tal como se pode observar pela **Figura 15** [10], um sistema de geração PV aliado a soluções de armazenamento, não se resume a um *array* de painéis e à bateria propriamente dita.

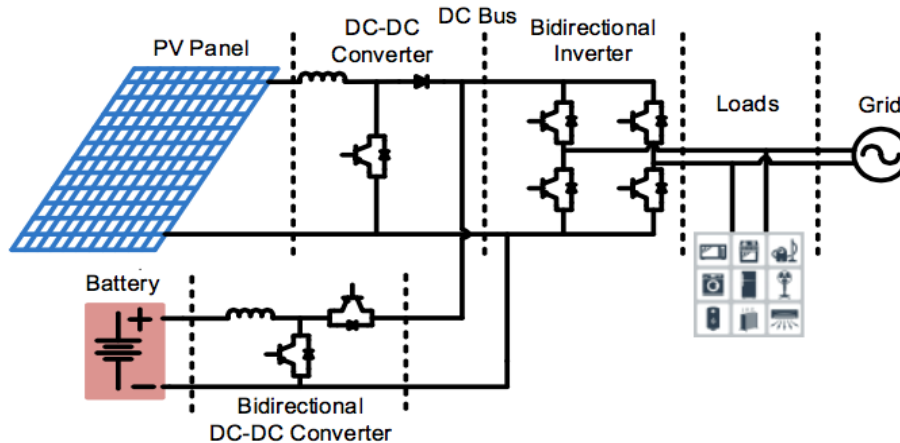


Figura 15 - Configuração de um sistema PV com armazenamento [10].

Nos casos de estudo que vão ser analisados é considerado que o sistema fotovoltaico já se encontra instalado e que apenas se pretende instalar um sistema de armazenamento recorrendo a baterias. Neste caso é necessária a aquisição de uma bateria reutilizada de um EV, de ligações elétricas que irão formar um Bus DC, de forma a anexar os painéis às baterias e usar assim um só inversor, e de um conversor bidirecional DC-DC, que irá fazer o controlo dos ciclos de carga e descarga da bateria (BMS – *Battery Management System*), essenciais para o prolongamento da vida e bom funcionamento do sistema de armazenamento [33][34], caso o equipamento já existente não tenha as características necessárias para a instalação pretendida.

Tendo em conta que a substituição do inversor se traduzirá em custos desnecessários e que a sua troca será improvável, não é dado muito relevo ao custo deste sistema. No entanto, e com intuito meramente indicativo, tendo em conta os valores apresentados das capacidades restantes das baterias reutilizadas de EVs e tendo em conta a gama de valores, em kWh, das necessidades para uma habitação comum no Capítulo 3, foi escolhido o inversor da SMA – SUNNY ISLAND 3.0M /4.4 M [35] como parte integrante do sistema de armazenamento. Este inversor é constituído por um conversor DC-DC, um inversor e o sistema de controlo e gestão da bateria (BMS) [36]. Com um preço marcado de 2100€ [37], e com a possibilidade de integrar todas as

baterias de chumbo-ácido e a maior parte de baterias de lítio, apresenta-se como uma opção fidedigna e segura.

A inserção de apenas um BMS em detrimento de um sistema inversor completo apresenta-se como uma solução mais barata e de mais fácil integração. É considerado um sistema BMS da Orion, capaz de ser integrado com a maioria das baterias de lítio. São consideradas as opções para uma aplicação com 180 célula (Nissan Leaf e Chevy Volt), com um preço de 1680\$ (1500€), e para uma aplicação com 96 células (BMW i3 e Citroen C-0), com um preço de 1225\$ (1080€) [38].

Finalmente, e adicionando o valor do inversor ou do sistema BMS, e considerando uma percentagem de 5% de forma a abranger custos de encapsulamento da bateria, ligações, monitorizações, entre outros, aos valores apresentados na **Tabela 8**, verifica-se que o preço total do sistema apresenta uma redução significativa face aos apresentados na **Figura 6**, no Capítulo 2. Os valores são apresentados na **Tabela 9** para as baterias que apresentam a gama de valores mais próximos do pretendido.

Tabela 9: Valor total dos sistemas de armazenamento, em €.

Veículo Elétrico	Bateria (€)	Inversor (€)	BMS (€)	5% custos (€)	Total Bateria + BMS (€)
Chevy Volt	392,7	2100	1500	94,64	1987
BMW i3	447,44	2100	1080	76,37	1604
Citroen C-0	345,1	2100	1080	71,25	1496
Nissan Leaf	571,2	2100	1500	103,56	2175

Capítulo 5

O Modelo de Simulação

O modelo de simulação que foi utilizado no desenvolvimento desta dissertação foi o modelo desenvolvido em [1], no âmbito do projeto EMSURE – *Energy and Mobility for Sustainable Regions*, enquadrado na Iniciativa Energia para a Sustentabilidade da Universidade de Coimbra. O trabalho desenvolvido permitiu criar um modelo de simulação computacional no ambiente Matlab-Simulink[®] capaz de emular o funcionamento de um sistema de armazenamento complementado com geração fotovoltaica numa habitação, e estudar quais as trocas com a rede.

Embora essencial para a análise técnica da utilização dos sistemas de armazenamento integrados com geração PV, o simulador EMSURE, não permitia calcular a degradação da capacidade da bateria ao longo do seu período de vida, um aspeto relevante para as conclusões pretendidas neste trabalho. Como consequência foi implementado no código já existente, um modelo que permitisse o cálculo da degradação do sistema de armazenamento ao longo do tempo e que é apresentado, juntamente como uma breve *overview* ao simulador EMSURE, nas secções que se seguem.

5.1 – Modelação do Sistema de Simulação EMSURE

Nesta secção são apresentados os diferentes dispositivos que constituem o modelo implementado em Matlab-Simulink[®]. Na **Figura 16**, é apresentado o sistema de armazenamento com geração fotovoltaica implementado, tendo sido modelados os seguintes componentes:

- Painel fotovoltaico;
- Bateria;
- Conversor DC-DC *boost* – aumenta a tensão aos terminais do painel PV;
- Conversor DC-DC bidirecional – baixa a tensão proveniente da rede/painel PV durante o armazenamento e eleva o nível de tensão durante a descarga;
- Inversor bidirecional – inversor durante a descarga da bateria e retificador durante o armazenamento de energia.

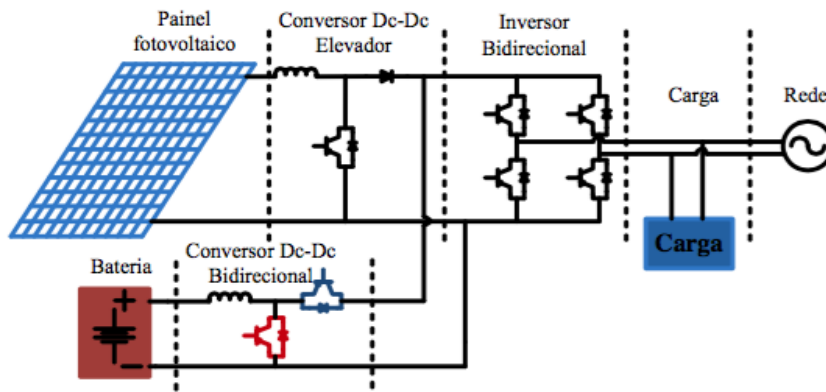


Figura 16 – Sistema de armazenamento a partir da geração PV e com auxílio da rede [1].

Será dada uma especial atenção à bateria e ao painel por serem os elementos mais importantes neste trabalho, bem como aos seus sistemas de controlo. No apêndice A são apresentadas as diversas figuras explicativas do modelo implementado.

5.1.1 – Painel Fotovoltaico

O painel fotovoltaico modelado é constituído por células fotovoltaicas capazes de converter a radiação solar em energia eléctrica. O esquema equivalente de uma célula fotovoltaica é apresentado na **Figura 17**. O esquema é constituído por um díodo em paralelo com uma fonte de corrente, emulando o funcionamento da corrente fotovoltaica em função da radiação solar, as resistências R_{sh} e R_s permitem ter fatores reais em consideração, permitindo avaliar a interação entre os fatores internos e externos no desempenho do painel. Este modelo é baseado no método das componentes eléctricas e analíticas. Posteriormente, foram agrupados 10 painéis dispostos em 2 grupos de forma a obter os 2,4 kW necessários a uma habitação comum Portuguesa e implementados em Matlab-Simulink® de forma a estudar a sua característica P-V e I-V.

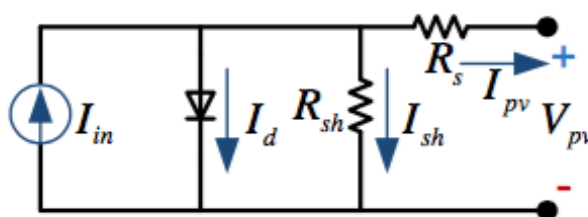


Figura 17 – Esquema equivalente de uma célula fotovoltaica [1].

Com o intuito de garantir a potência máxima extraída do painel, foi colocado um conversor *boost*, entre o painel e a carga, de forma a regular a corrente e a tensão, e aplicado um controle *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), utilizando o método da condutância incremental.

5.1.2 – Bateria

Para a implementação da bateria foi utilizado o modelo elétrico apresentado na **Figura 18**, permitindo ter uma representação fiel do estado da carga da bateria, revelar o efeito do número de ciclos na queda de tensão da bateria, a capacidade e o estado de carga da mesma e por fim a energia perdida por auto-descarga. A resistência R_0 é obtida através da soma das resistências R_{serie} , uma resistência variável de acordo com o SOC da bateria, e R_{cycle} , uma resistência que emula o impacto do número de ciclos na queda de tensão da bateria. Ainda na **Figura 18**, no lado esquerdo, o condensador representa a capacidade da bateria e a fonte de corrente controlada a carga da bateria, a resistência R_{self_disch} simula a energia perdida na auto-descarga da bateria. No lado direito a fonte de tensão controlada faz a ponte entre o SOC e a tensão em circuito aberto. As equações que regem o comportamento da bateria foram inseridas no ambiente Simulink[®] onde foram realizados testes que permitiram verificar o seu correto funcionamento.

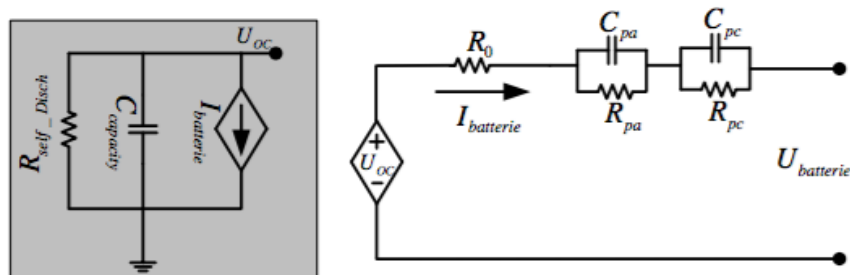


Figura 18 – Modelo de bateria implementado [1].

Para controlar as cargas e descargas da bateria, foi introduzido um conversor bidirecional DC-DC, apresentado na **Figura 19**. Sendo o controle feito pelas chaves S1 e S2. Este conversor funciona em modo *buck* (carga da bateria) quando S2 é ligada e S1 é deixada em aberto, ou em modo *boost* (descarga da bateria), na situação oposta. Em ambos os casos o controle é feito através da corrente da bateria em comparação com a corrente de referência e dos erros daí obtidos, sendo originados pulsos que controlam os transístores, controle *Pulse Width Modulation* (PWM).

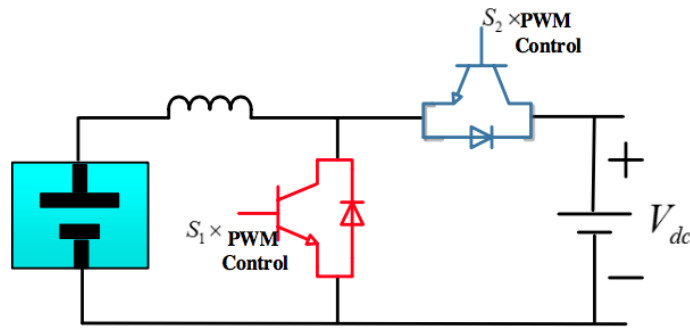


Figura 19 – Conversor DC-DC bidireccional [1].

5.1.3 – Minimização das Trocas com a Rede

Com o objetivo de reduzir as trocas de energia com a rede foi aplicado um sistema de controlo do processo de carga e descarga da bateria, baseado na medição da energia do sistema, na energia que a bateria necessita para atingir o estado de carga máximo e na energia disponível na mesma, apresentado, em resumo, na **Tabela 10** [10].

Tabela 10: Controlo do sistema de otimização da bateria de acordo com o SOC [10].

Bateria	Geração > Procura	Geração < Procura
SOC = 30%	1. Envio da geração necessária para a carga	1. Geração disponível para a carga
30% < SOC < 100%	2. Geração restante enviado para o armazenamento	2. Restante energia recebida da rede
SOC = 100%	1. Geração necessária enviada para a carga	1. Geração existente para a carga
	2. Geração restante enviada a rede	2. Energia do armazenamento para a carga
		3. Restante energia recebida da rede

Finalmente, na **Figura 20**, é representado o modelo desenvolvido no ambiente Matlab-Simulink[®] utilizado para simular o aproveitamento solar fotovoltaico com armazenamento e as trocas energéticas com a rede.

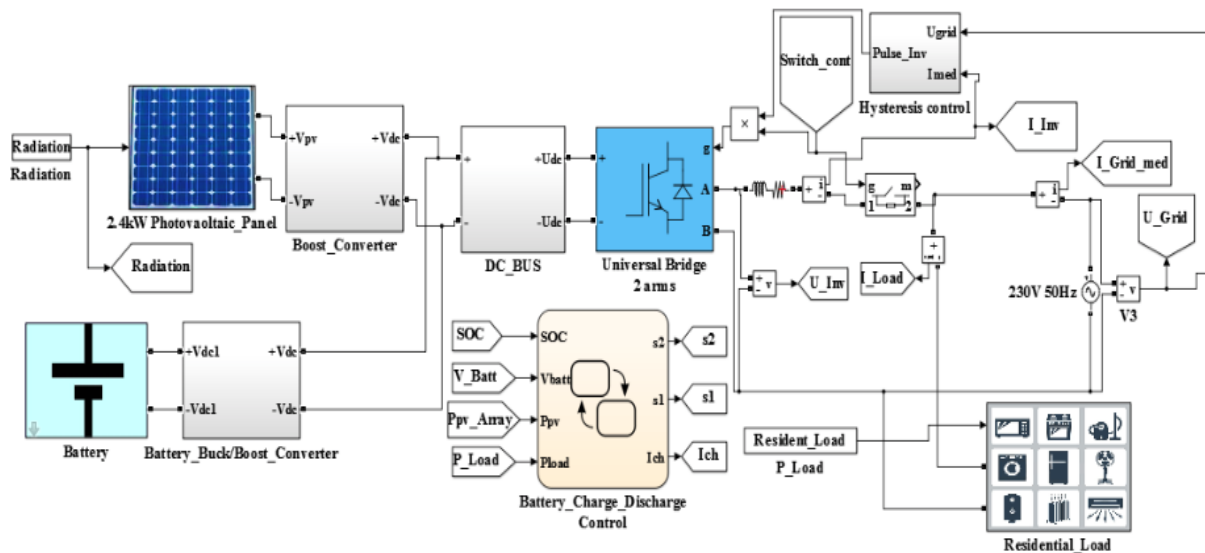


Figura 20 – Sistema de simulação desenvolvido em Matlab-Simulink® [1].

5.2 – Modelo de Degradação da Bateria

No âmbito do trabalho desenvolvido nesta dissertação era essencial obter uma perspetiva mais abrangente e real da degradação da bateria em causa, de forma a ser possível estimar qual a sua vida útil quando aplicada às situações apresentadas anteriormente. Desta forma, e utilizando como base o programa de simulação desenvolvido no âmbito do projeto EMSURE [1], foi implementado um modelo matemático para estimar a capacidade degradada da bateria face ao tempo de atividade (número de ciclos).

Vários modelos aparecem nas referências capazes de calcular e estimar a degradação de uma bateria. No entanto, e com o intuito de adaptar ao máximo o modelo ao programa desenvolvido em [1], foram deixados de parte modelos de aproximação da degradação químicos [39] e modelos cuja implementação matemática implicaria grandes alterações ao programa do EMSURE, como por exemplo os que recorrem a cálculo de matrizes [40][41]. Modelos baseados em cálculo contínuo também foram postos de parte [42], uma vez que o modelo utilizado anteriormente foi baseado em cálculo discreto.

5.2.1 – Implementação do Modelo

O modelo de degradação implementado é apresentado em [43], onde é proposta uma degradação linear. Este tipo de análise tem como vantagens a remoção do efeito da degradação causada pela corrente da bateria e o facto de oferecer uma estimativa mais fiável de quanto demora a degradação da mesma.

As equações que definem a degradação da bateria são apresentada em (6), (7), (8) e (9). A equação (6) é a degradação da bateria ao longo do número de ciclos, a equação (7) é a função de degradação linear dada pela soma da equação (8), que é a degradação por ciclo, com a equação (9), que é a degradação espontânea da bateria.

$$L = 1 - e^{-f_d \cdot N} \quad (6)$$

$$f_d(DoD, SoC, C, T, n, N, t) = f_{cyc}(DoD, SoC, C, T, n, N) + f_{cal}(t, SoC_{avg}, T_{avg}) \quad (7)$$

$$f_{cyc}(DoD, SoC, C, T, n, N) = \prod_{i=1}^N f_{DoD}(DoD_i) \cdot f_{SoC}(SoC_i) \cdot f_C(C_i) \cdot f_T(T_i) \cdot n_i \quad (8)$$

$$f_{cal}(t, SoC_{avg}, T_{avg}) = k_t \cdot t \cdot f_{SoC}(SoC_{avg}) \cdot f_T(T_{avg}) \quad (9)$$

Onde:

- L – Função de degradação da bateria;
- f_d – Degradação linear;
- f_{cyc} – Degradação devido ao uso, por ciclo;
- f_{cal} – Degradação espontânea da bateria;
- f_{DoD} – Modelo de stress para o *Depth of Discharge (DoD)*;
- f_{SoC} – Modelo de stress para o *State of Charge (SoC)*;
- f_C – Modelo de stress para o *C-Rate*;
- f_T – Modelo de stress para a temperatura;
- DoD – Profundidade da descarga – *Depth of Discharge*;
- SoC – Estado de carga – *State of Charge*;
- SoC_{avg} – Estado de carga médio;

- C – *C-Rate* (Taxa de descarga);
- T – Temperatura;
- T_{avg} – Temperatura média;
- n – Indicador de ciclo completo ou meio ($n=1$) ou ($n=0,5$), respetivamente;
- N – Número de ciclo;
- t – Tempo de duração;
- k_t - Coeficiente de stress do tempo.

As variáveis presentes nas equações são todas independentes e a degradação por ciclo é também independente do tempo.

As equações (10), (11), (12) e (13) apresentam os modelos de stress para os diversos parâmetros e de acordo com os testes realizados para uma bateria de 1.1 Ah e 3.3 V foram obtidos os valores dos coeficientes presentes na **Tabela 11** [43].

$$f_{DoD}(DoD) = (k_{DoD1} \cdot DoD^{k_{DoD2}} + k_{DoD3})^{-1} \quad (10)$$

$$f_{SoC}(SoC) = e^{k_{SoC} \cdot (SoC - SoC_{ref})^2} \quad (11)$$

$$f_C(C) = e^{k_C \cdot (C - C_{ref})} \quad (12)$$

$$f_T(T) = e^{k_T \cdot (T - T_{ref}) \cdot \frac{T_{ref}}{T}} \quad (13)$$

Onde:

- f_{DoD} – Modelo de stress para o *Depth of Discharge (DoD)*;
- f_{SoC} – Modelo de stress para o *State of Charge (SoC)*;
- f_C – Modelo de stress para o *C-Rate*;
- f_T – Modelo de stress para a temperatura;
- k_{DoD1} , k_{DoD2} , k_{DoD3} – Coeficientes de degradação para o *DoD*;
- k_{SoC} – Coeficiente de degradação para o *SoC*;
- SoC_{ref} – *SoC* de referência;

- k_C – Coeficiente de degradação para o *C-Rate*;
- C_{ref} – *C-Rate* de referência;
- k_T – Coeficiente de degradação para a temperatura;
- T_{ref} – Temperatura de referência.

Tabela 11: Coeficientes de degradação obtidos através da análise dos modelos de stress com os resultados práticos obtidos [43].

Coeficientes de Degradação			
Modelo de Stress DoD	$k_{DoD1} = 8,95 \times 10^4$	$k_{DoD2} = -4,86 \times 10^{-1}$	$k_{DoD3} = -7,28 \times 10^4$
Modelo de Stress SoC		$k_{SoC1} = 1,04$	$SoC_{ref} = 0,50$
Modelo de Stress Temperatura		$k_T = 6,93 \times 10^{-2}$	$T_{ref} = 25^{\text{a}}C$
Modelo de Stress C-Rate		$k_C = 2,63 \times 10^{-1}$	$C_{ref} = 1$
Degradação espontânea			$k_t = 4,14 \times 10^{-10}$

5.2.2 – Validação do Modelo de Degradação da Bateria

Com o objetivo de obter uma análise correta da degradação da bateria, tornou-se necessária a validação do modelo utilizado. Para tal, foram comparados os gráficos dos modelos de stress obtidos e apresentados em [43] e os gráficos obtidos através da implementação das equações (10), (11), (12) e (13) dos modelos de stress no ambiente de simulação Simulink[®], sendo estes apresentados no apêndice B.

Concluiu-se que a semelhança existente entre os resultados obtidos nesta dissertação e os resultados obtidos no modelo utilizado [43] é suficiente para validar e garantir que a análise da degradação das baterias utilizadas é fidedigna e correta. A **Figura 21** e a **Figura 22** apresentam os gráficos dos modelos de stress para ambos os casos.

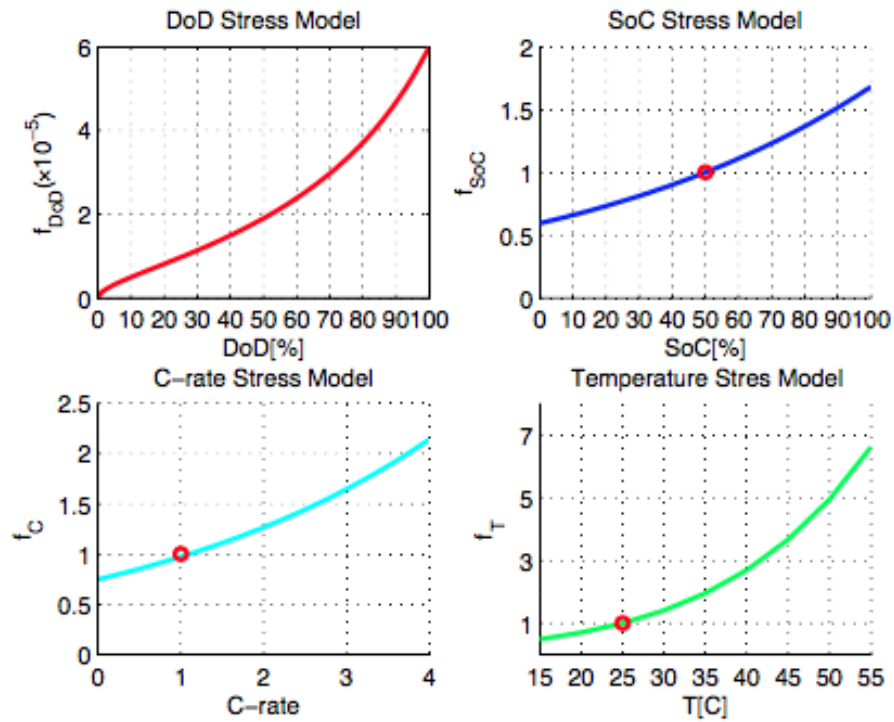


Figura 21 – Gráficos obtidos para os modelos de stress em [43].

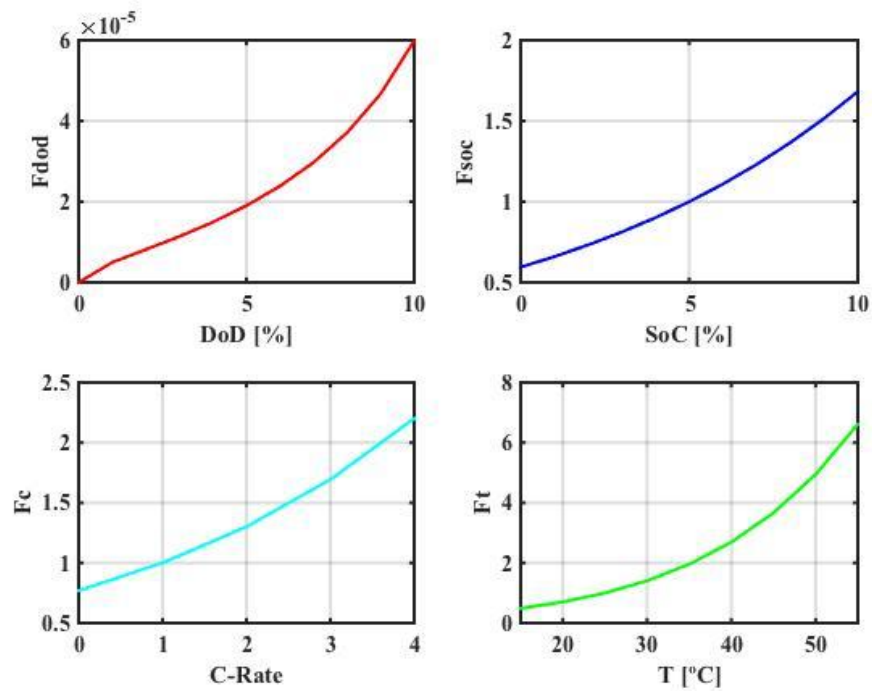


Figura 22 – Gráficos obtidos através da implementação das equações dos modelos de stress no ambiente de simulação Simulink®.

5.2.3 – Degradação das Baterias Escolhidas

Finalmente e após a validação do modelo de degradação da bateria escolhido e implementado, foram realizadas as simulações para as duas baterias escolhidas, a do Nissan Leaf, com 16,8 kWh, e a do Citroen C-0, com 10,15 kWh. Os gráficos da degradação obtidos são apresentados na **Figura 23**, demonstrando a redução, em percentagem, da capacidade em relação ao número de ciclos realizados.

Na realização da simulação foram utilizados valores médios do *State of Charge* das baterias ao longo de um ano, tendo estes sido simulados previamente através do ambiente de simulação desenvolvido no âmbito do projeto EMSURE [1] e os valores médios do *Depth of Discharge*, tendo estes sido calculados recorrendo à equação (14). Foi também definida uma temperatura média de 25°C e uma taxa de descarga (*C-Rate*) de 0,15, sendo este o valor máximo medido durante a obtenção de resultados no projeto EMSURE e que foi considerado como limite máximo no respetivo modelo.

$$DOD = 1 - SOC_{min} \quad (14)$$

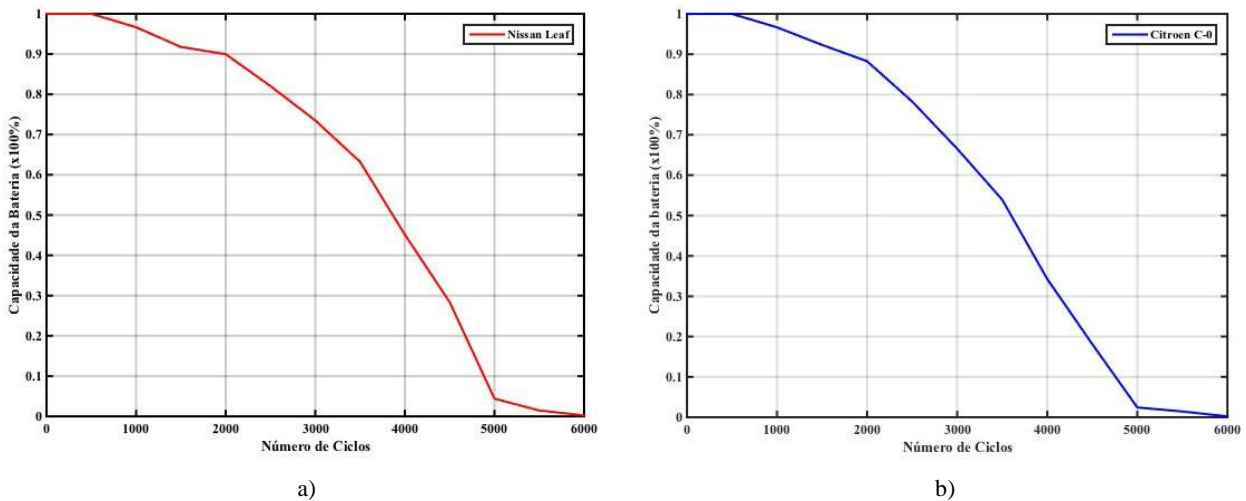


Figura 23 – Gráficos obtidos da degradação, em percentagem, da bateria reutilizada de um Nissan Leaf (a) e de um Citroen C-0 (b) em relação ao número de ciclos realizados.

Após a obtenção dos gráficos da degradação para as duas baterias escolhidas no estudo aqui realizado, foi possível estimar qual a vida útil de ambas. Assim, para o cenário de armazenagem mínimo necessário, estudado em [1] e [10], de 9,32 kWh de capacidade do sistema de armazenagem, definiu-se como 25% a capacidade mínima capaz de ainda proporcionar benefício energético, correspondendo esta a 2,33 kWh. Na **Tabela 12** são apresentados os valores da

capacidade mínima, em porcentagem, para as duas baterias utilizadas correspondente a 2,33 kWh, tendo este valor sido utilizado para saber o respectivo número de ciclos e conseqüentemente a vida útil da bateria, considerando que o sistema de armazenamento realiza um ciclo diário.

Tabela 12: Estimativa da vida útil, em anos, das baterias escolhidas para análise.

Sistema	Porcentagem correspondente a 2,33 kWh da capacidade em segunda vida	Número de ciclos aproximado	Vida útil (anos)
Nissan Leaf (16,8 kWh)	14%	4800	13,15
Citroen C-0 (10,15 kWh)	23%	4200	11,5

Capítulo 6

Trocas de Energia com a Rede

Neste capítulo são analisadas as trocas de energia com a rede para os cenários referidos no Capítulo 5, assim como um cenário de referência onde o sistema de armazenamento é inexistente. É também realizada uma análise posterior destas trocas, ao fim de 5 e de 10 anos da instalação do sistema, sendo os resultados obtidos apresentados mais detalhadamente no apêndice C.

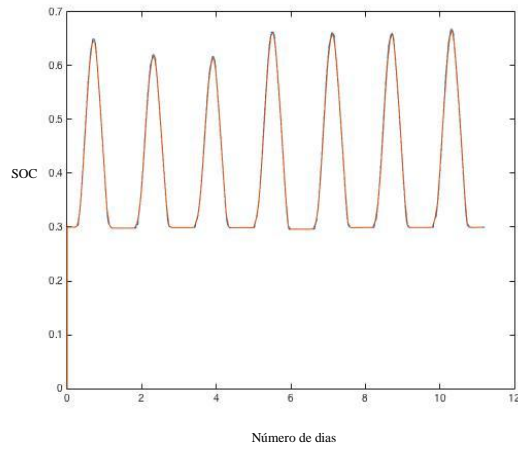
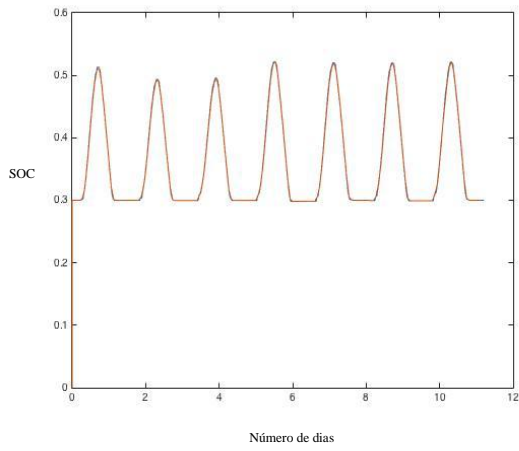
Para todos os casos foram simulados todos os meses do ano de 2016, tendo sido iniciado no mês de Janeiro. A simulação foi executada no software desenvolvido no projeto EMSURE [1] em Matlab-Simulink[®] onde foram inseridos os valores médios de consumo de uma habitação média Portuguesa, os valores médios de radiação para o mês em análise, o valor da capacidade da bateria utilizada, bem como o seu *SOC* inicial. Os cálculos foram feitos para um período de 7 dias, onde o valor inicial de *SOC* escolhido foi de 0,3, tendo os valores obtidos após a simulação sido extrapolados de forma a calcular o valor inicial do *SOC* da bateria no mês seguinte. Finalmente, os resultados obtidos foram compilados e analisados detalhadamente, como apresentado nas secções seguintes.

6.1 – Variação do *State of Charge*

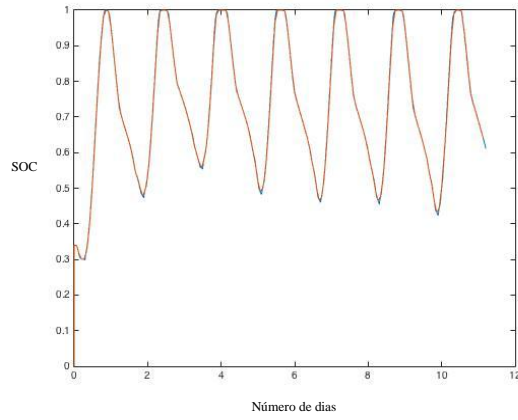
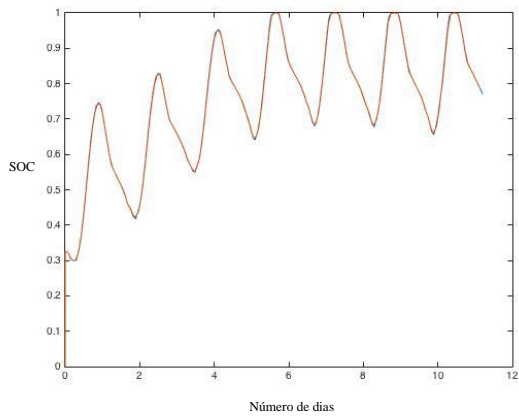
Nesta secção são analisadas as variações do *SOC* ao longo dos 7 dias simulados, em cada mês do primeiro ano de funcionamento, tanto para a bateria do Nissan Leaf, como para a bateria do Citroen C-0. Os resultados são apresentados na **Figura 24**.

Como se pode verificar, através dos gráficos obtidos para variação do *SOC* nas duas baterias para o mesmo mês, devido à diferença nas suas capacidades, pode-se constatar resultados distintos. Como tal, para o mês onde as horas de radiação solar são menores (janeiro), o valor do *SOC* da bateria do Citroen C-0 é, de uma forma geral, maior que a do Nissan Leaf. No entanto, para meses de maior radiação solar (agosto), ambas as baterias atingem o *state of charge* máximo no primeiro dia, mantendo-se essa moda ao longo do mês. Foi também analisada uma situação intermédia de radiação (abril), onde se constatou que, mais uma vez, a bateria do Citroen C-0, devido à sua menor capacidade, atinge o *SOC* máximo no primeiro dia do mês,

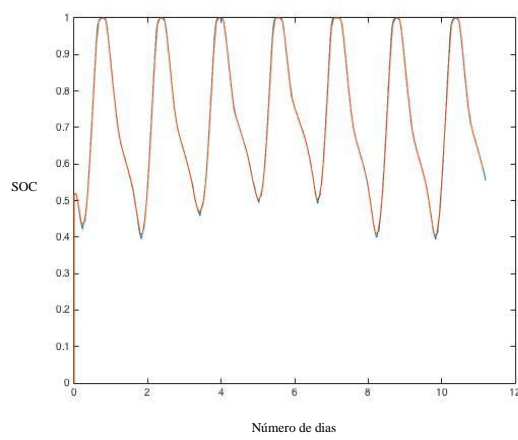
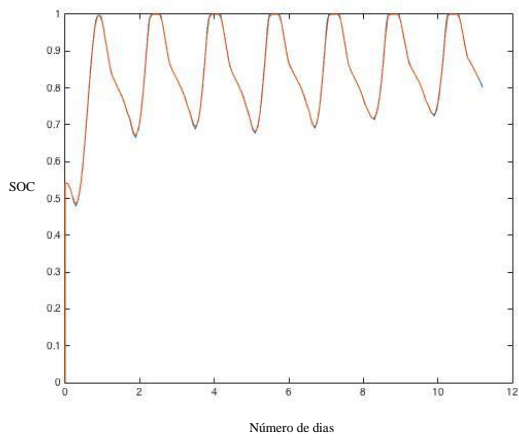
enquanto que a bateria do Nissan Leaf ainda demora alguns dias até atingir o valor máximo de estado de carga.



a)



b)



c)

Figura 24 – Variação do SOC para a bateria do Nissan Leaf (esquerda) e Citroen C-0 (direita); a) Para o mês de janeiro; b) Para o mês de abril; c) Para o mês de agosto.

6.2 – Trocas de Energia com a Rede

Ao incluir sistemas de armazenamento em habitações que possuem produção de energia através de painéis fotovoltaicos, torna-se possível a absorção do excesso de produção gerado durante as horas de maior radiação possibilitando a sua utilização mais tarde, minimizando assim as trocas de energia entre a habitação e a rede. No entanto, as constantes variações de geração ao longo do ano e a capacidade limite da bateria utilizada traduzem-se na impossibilidade de eliminar na totalidade as trocas de energia.

Na **Figura 25**, são apresentados os valores das trocas de energia com a rede de uma habitação média portuguesa para um mês de maior radiação solar (agosto), menor radiação solar (janeiro) e um mês intermédio (abril), para as duas baterias em estudo durante o primeiro ano de funcionamento. É possível verificar que para o caso de Janeiro, não existe o carregamento total de ambas as baterias, situação já referida na secção anterior, e observa-se, no cenário de armazenamento que utiliza a bateria do Nissan Leaf, uma importação maior de energia da rede face à bateria do Citroen C-0.

Já na situação intermédia, e devido à menor capacidade da bateria do Citroen C-0, há um carregamento mais rápido, assim como uma maior injeção de energia na rede, uma vez que o excesso de produção não pode ser absorvido nem pela carga nem pela bateria. Finalmente, no cenário de maior radiação solar, e como é esperado, existe uma maior geração de energia elétrica por parte dos painéis fotovoltaicos, refletindo-se num carregamento total das baterias, mais uma vez destacando a rapidez de carregamento da bateria do Citroen C-0. Nesta situação é também facilmente observável o menor envio de energia por parte do cenário onde a bateria de um Nissan Leaf é reutilizada, e um maior envio com a bateria de menor capacidade do Citroen C-0.

Na **Tabela 13** são apresentadas, com maior detalhe, as trocas de energia com a rede para os diferentes cenários, incluindo um cenário de referência onde não existe um sistema de armazenamento de energia. Os dados são apresentados, tendo em conta um período de 7 dias para cada mês e a redução para as duas baterias testadas, é apresentada em percentagem. São também apresentados os valores das trocas de energia realizadas durante um ano, após o sistema de armazenamento se encontrar a funcionar à 5 e 10 anos, estando estes com maior detalhe no apêndice C.

Na **Tabela 14** são apresentadas as estimativas de capacidade para ambas as baterias ao fim de 5 e de 10 anos, respectivamente. Os resultados foram estimados tendo em conta o modelo de degradação previamente implementado, já referido no capítulo 5.

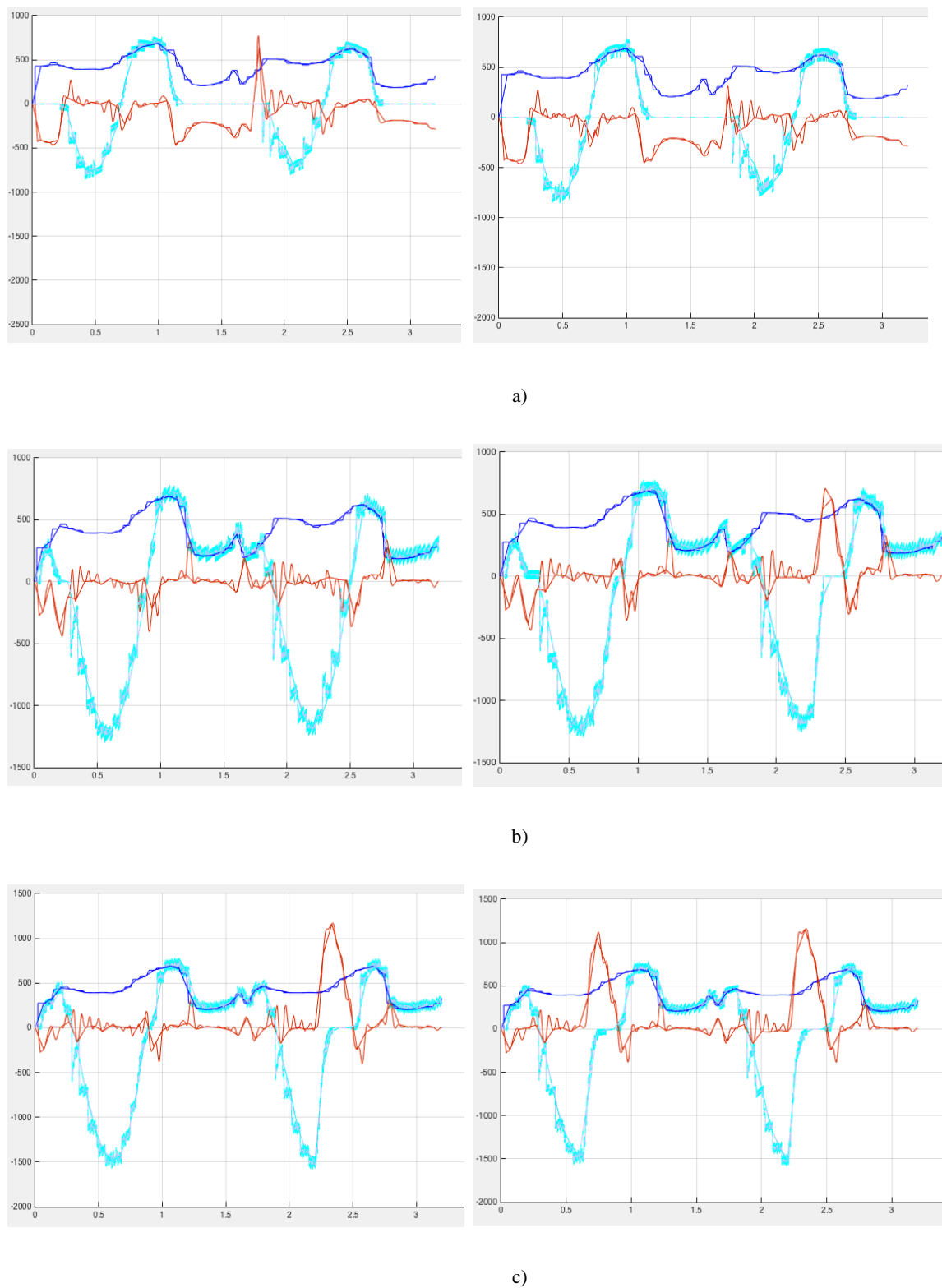


Figura 25 – Trocas de energia com a rede para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf (esquerda) e uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 (direita); A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria; a) Mês de janeiro; b) Mês de abril; c) Mês de agosto.

Tabela 13: Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2016, para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf, para uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 e para um cenário sem armazenamento (H2G – *Home to grid*; G2H – *Grid to home*).

Mês	Geração (Wh)	Trocas com a Rede (Wh)		
		S/Armazenagem	Nissan Leaf	Citroen C-0
Janeiro	6761,34	H2G	3407,21	0
		G2H	6581,43	800,48
		Redução	-	91,99%
Fevereiro	7086,94	H2G	3413,81	0
		G2H	6246,24	484,21
		Redução	-	94,98%
Março	10079,3	H2G	5960,02	0
		G2H	5674,89	58,46
		Redução	-	99,49%
Abril	11713,2	H2G	7055,52	800,31
		G2H	5134,2	0
		Redução	-	93,43%
Maio	11723,2	H2G	6770,01	931,63
		G2H	4840,58	0
		Redução	-	91,96%
Junho	13032,6	H2G	7842,15	2445,96
		G2H	4583,7	0
		Redução	-	80,31%
Julho	13620	H2G	8477,56	3174,88
		G2H	4649,46	0
		Redução	-	75,81%
Agosto	13531,5	H2G	8697,38	3207,86
		G2H	4959,75	0
		Redução	-	76,5%
Setembro	11247,7	H2G	6877,32	1004,98
		G2H	5560,99	0
		Redução	-	91,92%
Outubro	8928,1	H2G	5024,34	0
		G2H	6013,56	203,29
		Redução	-	98,15%
Novembro	5775,14	H2G	2581,86	0
		G2H	6726,16	583,7
		Redução	-	93,73%
Dezembro	5251,9	H2G	2164,81	0
		G2H	6844,31	805,69
		Redução	-	91,06%
Geração Anual	118750,92	H2G	68271,99	11565,62
		G2H	67815,27	2935,83
		Redução	-	87,79%
Após 5 Anos	118750,92	H2G	68271,99	12280,83
		G2H	67815,27	2558,64
		Redução	-	87,50%
Após 10 Anos	118750,92	H2G	68271,99	14550,27
		G2H	67815,27	3009,61
		Redução	-	85,21%

Tabela 14: Capacidade em kWh restante para ambas as baterias após 5 e 10 anos de funcionamento como sistema de armazenamento.

Cenários	Capacidade Inicial (kWh)	Capacidade após 5 anos (kWh)	Capacidade após 10 anos (kWh)
Nissan Leaf	16,8	15,46	10,92
Citroen C-0	10,15	9,12	5,1

Através da análise da **Tabela 13**, pode-se verificar que existe uma importação de energia por parte da habitação nos meses de menor radiação solar e um envio de energia para a rede nos meses de maior radiação. Com a utilização dos sistemas de armazenamento propostos, as trocas com a rede foram reduzidas, em todos os meses, entre 72-99% refletindo-se numa média anual de 89,95%, para a bateria reutilizada de um Nissan Leaf, e 87,47%, para a bateria reutilizada de um Citroen C-0.

Estes valores refletem-se num envio total anual da habitação para a rede de 11,56 kWh, no cenário da bateria de um Nissan Leaf, e de 14,9 kWh, no cenário da bateria de um Citroen C-0, face ao valor de 68,27 kWh no cenário sem armazenamento.

Para os dois casos de estudo onde se considera o envelhecimento do sistema de armazenamento, verifica-se um decréscimo insignificante das trocas de energia com a rede após 5 anos, tanto para a bateria de um Nissan Leaf, com uma redução de 0,29%, como para uma bateria de um Citroen C-0, com uma redução de também 0,29% face ao valor do primeiro ano. No cenário de estudo onde se considera um funcionamento de 10 anos, é verificado que para a bateria de um Nissan Leaf, existe uma redução de 2,58% e que para a bateria de um Citroen C-0 a redução é de 10,8%.

De uma forma geral verificou-se que a redução da capacidade de ambas as baterias leva a um aumento da energia enviada da casa para a rede (H2G), no entanto não se constatarem alterações significativas na energia comprada à rede (G2H), uma vez que esta resulta do SOC mínimo sendo este atualizado em função da nova capacidade máxima definida.

Desta forma as vantagens técnicas da utilização deste tipo de sistemas nas habitações que utilizam o fotovoltaico como forma de obtenção de energia são verificadas, motivando a análise económica deste tipo de soluções, apresentada no capítulo seguinte.

Capítulo 7

Avaliação Económica

As vantagens associadas à adoção de um regime de autoconsumo em detrimento da compra total da energia à rede elétrica e da injeção da totalidade da geração na rede refletem-se numa redução de fluxos de energia e consequentemente na redução de perdas no sistema.

Do ponto de vista do consumidor final, a escolha de uma tarifa de autoconsumo, nomeadamente o *net-billing* [44], é capaz de proporcionar vantagens ao nível económico. Como tal, em [6] foi realizada uma análise económica considerando uma simulação horária ao longo de um ano para uma habitação comum portuguesa (BTN –Baixa Tensão Normal) de 6,9 kVA, tendo sido considerada uma tarifa bi-horária e uma instalação fotovoltaica de 2.4 kW, estando os consumos e injeções de energia, para todos os cenários estudados, discriminados na **Tabela 15**. Estes valores serviram como base para a análise da viabilidade económica dos sistemas de armazenamento apresentados.

Tabela 15: Custo de energia anual com aplicação dos sistemas de armazenamento apresentados e do sistema fotovoltaico base [6].

Cenário	Consumo Horas de Vazio (kWh)	Consumo Horas fora de Vazio (kWh)	Preço da energia Horas de Vazio (€/kWh)	Preço da energia Horas fora de Vazio (€/kWh)	Injeção de energia na rede (kWh)	Preço da energia injetada na rede (€/kWh)	Custo anual (€)
Referência – PV	915,69	1286,94	0,121598	0,23247	2162,3	-0,03729	329,89
Nissan Leaf (1 ano)	2,936	0	0,121598	0,23247	11,566	-0,03729	-0,07428
Citroen C-0 (1 ano)	3,199	0	0,121598	0,23247	14,904	-0,03729	-0,16674
Nissan Leaf (5 anos)	2,559	0	0,121598	0,23247	12,281	-0,03729	-0,14679
Citroen C-0 (5 anos)	2,96	0	0,121598	0,23247	15,481	-0,03729	-0,21736
Nissan Leaf (10 anos)	3,009	0	0,121598	0,23247	14,55	-0,03729	-0,17668
Citroen C-0 (10 anos)	2,942	0	0,121598	0,23247	27,976	-0,03729	-0,68548

Tendo o custo anual sido calculado através da equação (15).

$$\text{Custo anual (€)} = CV * PHV + CFV * FPV - IR * PI \quad (15)$$

Onde:

- CV – Consumo nas horas de vazio (kWh);
- PHV – Preço da energia nas horas de vazio (€/kWh);
- CFV – Consumo nas horas fora de vazio (kWh);
- FPV – Preço da energia nas horas fora do vazio (€/kWh);
- IR – Injeção de energia na rede (kWh);
- PI - Preço da energia injetada na rede, pago a 90% do preço médio do OMIE para Portugal (€/kWh).

A análise económica foi dividida em dois aspetos, o cálculo do VAL, o valor atual líquido, e o cálculo do *payback*, definido como o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento em que o lucro líquido acumulado obtido iguala esse mesmo investimento. Como tal, são apresentados os custos de energia anual para os dois sistemas de armazenamento escolhidos na **Tabela 15**, tendo os seus valores sido obtidos através das simulações executadas no ambiente de simulação do projeto EMSURE [1] e apresentadas no capítulo 6. De notar que o simulador utilizado tem implementado uma estratégia de controlo que assegura que toda a energia consumida da rede seja comprada em horas de vazio, fazendo com que o consumo durante as horas fora de vazio seja nulo.

O cálculo do VAL é feito recorrendo à equação (16), permitindo avaliar a viabilidade de um investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *cash-flows*. Uma vez que os valores dos *cash-flows* têm de ser atualizados, é utilizada uma taxa de juro sem risco, acrescida de um prémio de risco estabelecido previamente. O VAL é positivo, ou seja, o investimento tem rentabilidade, quando o valor do investimento for inferior ao valor atualizado dos *cash-flows*.

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (16)$$

Onde,

- CF_i - Cash-flow do ano i ;
- t – Taxa de desconto;
- n – Vida útil.

Após o investimento inicial, segue-se um período de receitas líquidas que possibilitam recuperar o capital investido inicialmente, este período designa-se por período de recuperação ou *payback*. O *payback* é obtido através da equação (17).

$$Payback = p + \frac{CF_p}{CF_p - CF_{p+1}} \quad (17)$$

Onde,

- p – Período imediatamente antes do *cash-flow* acumulado passar a positivo;
- CF_p – *Cash-flow* acumulado para o período p ;
- CF_{p+1} – *Cash-flow* acumulado para o período $p + 1$.

Na **Tabela 16**, são apresentados os custos dos sistemas de armazenamento escolhidos, estimados anteriormente no capítulo 4. Foi considerado um custo de operação e manutenção de 0,1% do custo inicial, uma vez que as baterias, assim que o sistema estiver em funcionamento, não requerem cuidados de operação ou muita manutenção. O benefício apresentado é calculado através da diferença entre o custo anual da energia e o custo anual para o caso base, que neste cenário é uma habitação média Portuguesa já com uma instalação fotovoltaica instalada e a operar a 100%. Finalmente, a taxa de juro aplicada foi de 5% [6].

Tabela 16: Custos e benefícios dos sistemas de armazenamento.

Sistema de armazenamento	Custo do Sistema (€)	Custo de operação e manutenção (€)	Benefício (€)	Juro
Nissan Leaf	2175	2,175	329,96	5%
Citroen C-0	1496	1,496	330,06	5%

A avaliação económica foi realizada considerando dois cenários de referência, sendo os valores do VAL e do *payback* para os sistemas que utilizam as baterias reutilizadas de veículos elétricos apresentados nas tabelas seguintes. O primeiro cenário, apresentado na **Tabela 17**, toma como referência um cenário onde não existe nenhum sistema fotovoltaico instalado, existindo apenas o consumo de energia da rede, sendo pretendido instalar uma solução de PV + armazenagem.

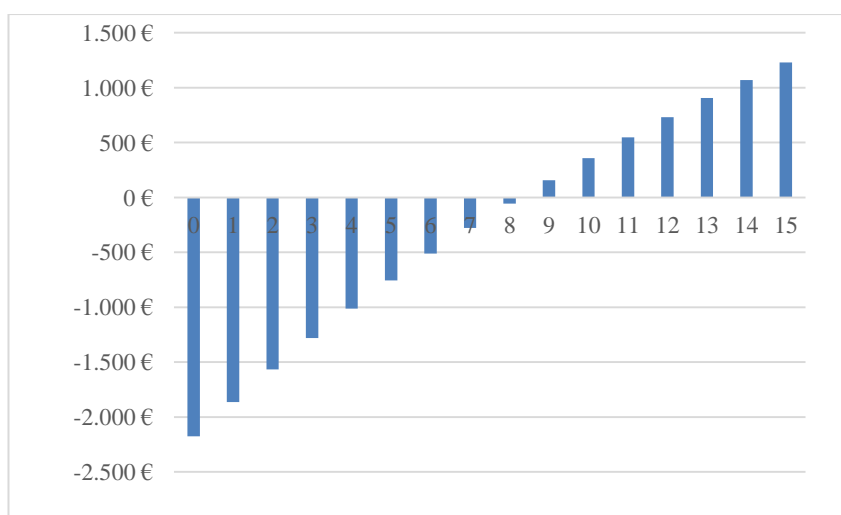
O segundo cenário de referência considera que já existe um sistema de produção de energia fotovoltaico e apenas se incluem as baterias reutilizadas. Os resultados são apresentados na **Tabela 18** e os *cash-flows* acumulados para as respectivas baterias com o cenário atualizado estão representados na **Figura 26**. Os restantes *cashflows* são apresentados no apêndice D.

Tabela 17: VAL e *payback* para o primeiro cenário de referência com o tarifário *net-billing*.

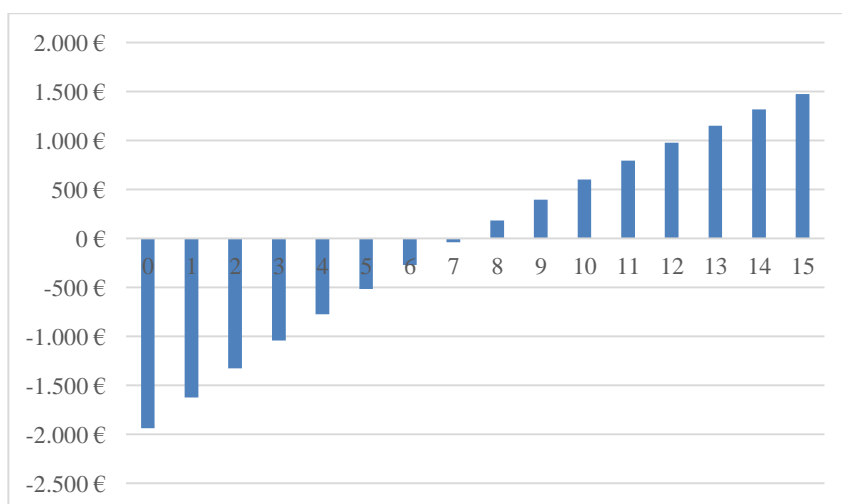
Cenários	VAL (€)	Payback (anos)
Cenário de Referência - Sem PV e sem armazenamento	-	-
PV sem armazenamento	1623,3	16,62
PV + Nissan Leaf	4353,4	12,55
PV + Citroen C-0	5086	10,72

Tabela 18: VAL e *payback* para o segundo cenário de referência com o tarifário *net-billing*.

Cenários	VAL (€)	Payback (anos)
Cenário de Referência - PV sem armazenamento	-	-
PV existente + Nissan Leaf (1 ano)	2863,9	8,27
PV existente + Citroen C-0 (1 ano)	3107	7,17
PV existente + Nissan Leaf (atualizado)	2865	8,26
PV existente + Citroen C-0 (atualizado)	3111,5	7,17



a)



b)

Figura 26 – *Cash-flows* para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV.

Após a obtenção dos resultados da avaliação económica de ambas as baterias foi comparado o *payback* obtido com a vida útil da bateria obtida no capítulo 5, sendo os resultados apresentados de uma forma simplificada na **Tabela 19**. Foi considerado que a bateria fazia um ciclo diário e verifica-se que para a bateria de um Nissan Leaf são obtidos, aproximadamente 4800 ciclos, o que corresponde a 13,15 anos, analogamente, para o Citroen C-0 são obtidos 4200 ciclos, correspondentes a 11,5 anos, como demonstrado no capítulo 5. Conclui-se assim que para ambas as baterias o valor do *payback* é inferior ao tempo de vida útil das mesmas, quer na situação inicial quer após uma utilização de 10 anos como sistema de armazenamento, garantindo a viabilidade da reutilização de baterias de veículos elétricos como soluções de armazenamento em cenários residenciais onde já existe um sistema de produção de energia fotovoltaica.

É importante salientar que o cenário atualizado é estimado considerando os valores obtidos da avaliação económica para os primeiros quatro anos de funcionamento, sendo de seguida inseridos os valores obtidos durante a simulação para 5 anos, entre o 5º e o 9º ano, e por fim os valores obtidos durante a simulação para 10 anos, a partir do 10º ano, aumentando assim a fiabilidade dos resultados.

Tabela 19: Comparação entre a vida útil dos sistemas simulados e o respetivo *payback* obtido no seu primeiro ano de vida.

Sistema (PV existente)	Vida útil (anos)	<i>Payback</i> (1 ano)	<i>Payback</i> (atualizado)
Nissan Leaf (16,8 kWh)	4800 ciclos = 13,15	8,27	8,26
Citroen C-0 (10,15 kWh)	4200 ciclos = 11,5	7,17	7,17

O cenário atualizado, que considera a degradação da capacidade da bateria, permite uma estimativa mais fiável e realista. Verifica-se que para ambas as baterias o VAL e o *payback* se mantêm quase inalterado, facto que se deve ao aumento da energia enviada para a rede, resultante da diminuição da capacidade das baterias, ao mesmo tempo que o consumo não é alterado significativamente. Tal é conseguido através do controlo do $SOC_{\text{mínimo}}$ que é reduzido para acompanhar o $SOC_{\text{máximo}}$, mantendo assim aproximadamente a mesma energia efetiva existente no 1º ano. A não variação do VAL e do *payback* ao longo dos anos apoiam a viabilidade económica da reutilização de baterias de EV's para soluções de armazenamento residencial.

Por fim, verifica-se também que para um consumidor que pretenda adquirir um sistema fotovoltaico, a melhor opção é acoplar também um sistema de armazenagem com baterias reutilizadas, uma vez que o *payback*, para ambos os cenários estudados, é significativamente inferior comparando com a aquisição de somente o sistema PV. Para além disso, seria melhor optar pela opção de armazenagem que reutiliza a bateria do Citroen C-0 uma vez que oferece um *payback* de 10,72 anos face a opção do Nissan Leaf que apresenta 12,55 anos.

Capítulo 8

Conclusões e Trabalhos Futuros

8.1 – Conclusões

Nesta dissertação foram analisadas as trocas energéticas com a rede elétrica de uma habitação portuguesa, com um consumo médio diário 10 kWh, aliada a um sistema de produção fotovoltaica de 2,4 kWp e a um sistema de armazenamento de energia, recorrendo a baterias reutilizadas de um veículo elétrico.

Inicialmente, foi abordada a crescente expansão da utilização de energias renováveis no cenário Mundial, e conseqüentemente em Portugal, mais precisamente da energia fotovoltaica e da cada vez maior evidência de veículos elétricos como alternativa de transporte. Foram também analisadas as alterações realizadas na legislação ao nível do tarifário da microgeração em Portugal, tendo sido este passado de *feed-in* para *net-billing*, fomentando assim o autoconsumo. Verificou-se também a importância da introdução de um sistema de armazenamento e como poderia beneficiar o consumidor com o tarifário energético em vigor. Foi analisada a opção de reutilização de baterias de veículos elétricos e foi estimada a degradação da capacidade das baterias escolhidas para o estudo. Posteriormente, foi feita a análise económica da introdução deste tipo de baterias numa residência média portuguesa através do cálculo do *payback* e do VAL.

A estimativa da capacidade restante das baterias escolhidas para análise nesta dissertação foi realizada considerando-se uma capacidade restante de 70% da sua capacidade inicial. Após esta fase, foram escolhidas duas baterias para uma análise mais pormenorizada, a bateria de um Nissan Leaf, por ser o EV com maior implementação no mercado, com uma capacidade restante de 16,8 kWh, e a bateria de um Citroen C-0, por ser a bateria de EV que oferece o valor mais reduzido de capacidade e mais próximo do necessário para um edifício residencial, com 10,15 kWh. Seguidamente, foram efectuadas as simulações que permitiram estimar a degradação destas duas baterias e assim a sua vida útil restante para segundas aplicações, utilizando o modelo implementado em Matlab-Simulink. Como resultado, obteve-se 13,15 anos de vida útil para a bateria do Nissan Leaf, e de 11,5 anos para a bateria do Citroen C-0.

Analisaram-se também as trocas energéticas com a rede elétrica para um cenário onde o sistema de armazenamento era inexistente e para outros dois cenários onde se implementam as duas baterias. Identificou-se que para ambos os cenários estudados, as trocas de energia com a rede diminuem drasticamente quando é introduzida a bateria, sendo esta redução de 89,95% para a bateria reutilizada do Nissan Leaf, e de 87,47% para a bateria do Citroen C-0.

Posteriormente, e recorrendo ao modelo de degradação implementado anteriormente, foi estimado o valor da capacidade para ambas as baterias após 5 e 10 anos, e concluiu-se que para a bateria de um Nissan Leaf a capacidade restante seria de 15,46 kWh e de 10,92 kWh, após 5 e 10 anos respetivamente. Analogamente para a bateria de um Citroen C-0 obtiveram-se 9,12 kWh e 5,1 kWh, após 5 e 10 anos respetivamente. Foi realizada a análise das trocas de energia com a rede, tendo em conta estes valores, e verificou-se que após 5 anos, para a bateria reutilizada de um Nissan Leaf, havia uma redução das trocas de energia de 87,50% e após 10 anos de 85,21%. Para a bateria de um Citroen C-0 obteve-se a redução das trocas de energia com a rede de 84,47%, após 5 anos e de 73,96%, após 10 anos. Para as duas baterias conclui-se que mesmo após um período de utilização de 10 anos, a redução da sua capacidade não irá afetar grandemente as trocas de energia com a rede, sendo que a capacidade da bateria reutilizada de um Nissan Leaf ainda é maior que o consumo diário de 10 kWh de uma habitação média portuguesa. A bateria reutilizada de um Citroen C-0, ainda que perca alguma rentabilidade face ao primeiro ano, esta redução não é tão significativa que torne a sua utilização inviável. Estes resultados veem confirmar as vantagens da implementação de sistemas de armazenamento aliados à produção fotovoltaica em residências.

Da análise económica concluiu-se que para a bateria de um Nissan Leaf e de um Citroen C-0, o *payback* seria de 8,27 e 7,17 anos respetivamente, para o primeiro ano e de 8,26 e de 7,17 considerando um cenário que atualiza o desempenho em função da degradação da bateria ao fim de 5 e 10 anos de utilização. Verifica-se assim que mesmo considerando a degradação não há uma redução da rentabilidade económica. A introdução de um cenário que tem em conta a degradação da bateria permite uma estimativa mais fiável ao contrário de análises que se baseiam apenas nos valores para o primeiro ano. A escolha de entre as baterias cairá sobre o consumo real da habitação para a qual se pretende fazer a instalação, uma vez que um consumo diário maior implicará uma bateria com maior capacidade.

Como conclusão pode-se afirmar que, é nítida a vantagem da introdução de baterias reutilizadas de EV's, pois estas são não apenas capazes de assegurar os requisitos necessários para o sistema de armazenamento, como são também economicamente mais vantajosas que as opções atuais de

mercado. É de extrema importância perceber que as conclusões e resultados aqui apresentados dependem de fatores económicos variáveis, nomeadamente da flutuação de custos de ambos os sistemas e componentes, das alterações das taxas de juro e do preço pago pelo kWh de energia injetado e comprado à rede, assim como de variações dos perfis de consumo médios.

8.2 – Trabalhos Futuros

No seguimento desta dissertação surgem algumas hipóteses interessantes para posterior desenvolvimento e estudo, nomeadamente o alargar da simulação a baterias de outros veículos eléctricos, que num futuro próximo se encontrarão disponíveis no mercado. A consideração de residências de maior dimensão e de um conseqüente maior consumo diário, também pode ser uma opção relevante, assim como considerar conjuntos de residências, como urbanizações, ou a edifícios comerciais, dando uso a baterias de maior capacidade, tal como a do Tesla (utilizando o conceito de *community storage*). Finalmente, e de um ponto de vista matemático, tornar-se-ia interessante a implementação da análise económica no modelo de simulação desenvolvido e a possibilidade do ambiente de simulação atualizar os valores das trocas de energia consoante a vida útil da bateria.

Referências Bibliográficas

- [1] Vieira, Filomeno, Moura, Pedro, de Almeida, Aníbal T., “Smart Use of Energy in Cities – Storage System Assessment Report”, EMSURE – Energy and Mobility for Sustainable Regions, Março de 2015.
- [2] N. Elkind, Ethan, “Reuse and Repower – How to Save Money and Clean the Grid with Second-life Electric Vehicle Batteries”, UCLA School of Law, Setembro de 2014.
- [3] Top Solar, “Top Solar Power Industry Trends for 2015”, IHS Technology, 2015.
- [4] Jäger-Waldau, Arnulf, “JRC Science and Policy Reports – PV Status Report 2014”, European Commission, Novembro de 2014.
- [5] DGEG, “Renováveis – Estatísticas Rápidas”, nº129, Julho de 2015.
- [6] Alexandre, João Pedro Neves, “Impacto da Nova Legislação Sobre o Regime de Autoconsumo de Energia”, Dissertação de Mestrado, FCTUC, Setembro de 2015.
- [7] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º153/2014 de 20 de Outubro.
- [8] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Enquadramento do Novo Regime de Produção Distribuída”, Setembro de 2014.
- [9] Moosdorf, Karl, “Princípios Fundamentais da Nova Legislação”, APESF, 2014.
- [10] Moura, Pedro, Vieira, Filomeno, López, Gregorio L., Moreno, José I., de Almeida, Aníbal T., “Demand Response and Energy Storage for Zero Energy Residential Buildings”, 8th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting (EEDAL’15), Lucerne (Switzerland), Agosto de 2015.
- [11] California Independent System Operator, “DOE – Renewable Integration Power”.
- [12] Bronski, Peter, Creyts, Jon, Crowdis, Mark, Doig, Stephen, “The Economics of Load Defection – How Grid-Connected Solar-Plus-Battery Systems will Compete with Traditional Electric Service, Why it Matters, And Possible Paths Forward”, Rocky Mountain Institute, Abril de 2015.
- [13] Santos, João M., Moura, Pedro S., de Almeida, Aníbal Traça, “Analysis of the Distributed Residential Energy Storage Impact on the Grid Operation”, 50th IEEE/IAS Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference, Fort Worth (USA), Maio de 2014.

- [14] Cleantechnica. <http://cleantechnica.com/2015/05/07/tesla-powerwall-price-vs-battery-storage-competitor-prices-residential-utility-scale/>. Acesso a 05/10/2015.
- [15] Solarchoice. <http://www.solarchoice.net.au/blog/news/lg-resu-energy-storage-solution-australian-market-270715>. Acesso a 05/10/2015.
- [16] Enter-shop. <http://www.enter-shop.com.au/catalogue/c3/c44/p1267>. Acesso a 05/10/2015.
- [17] Enter-shop. <http://www.enter-shop.com.au/catalogue/c3/c44/c261/p1254>. Acesso a 05/10/2015.
- [18] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – Version 8.0”, Setembro de 2014.
- [19] IEA, “Global EV Outlook – Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020”, Abril de 2013.
- [20] Neubauer, Jeremy, Pesaran, Ahmad, “PHEV/EV Li-Ion Battery Second-Use Project”, NREL, Abril de 2010.
- [21] Hammerschmidt, Christoph, “Used Car Batteries Stabilise Renewable Energy Microgrids”, http://www.automotive-eetimes.com/en/used-car-batteries-stabilise-renewable-energy-microgrids.html?cmp_id=7&news_id=222904630. Acesso a 15/12/2015.
- [22] Faria, Ricardo, Marques, Pedro, Garcia, Rita, Moura, Pedro, Freire, Fausto, Delgado, Joaquim, de Almeida, Aníbal T., “Primary and Secondary Use of Electric Mobility Batteries from a Life Cycle Perspective”, *Journal of Power Sources*, Volume 262, pag. 167-177, Elsevier, Setembro de 2014.
- [23] Walker, Sean B., Young, Steven B., Fowler, Michael, “Repurposing Electric Vehicle Batteries for Energy Storage to Support the Smart Grid”, IEEE, 2015.
- [24] Strickland, Dani, Chittock, Laurence, Stone, David A., Foster, Martin P., Price, Brian, “Estimation of Transportation Battery Second Life for Use in Electricity Grid Systems”, IEEE, Julho de 2014.
- [25] Debnath, Uttam Kumar, Ahmad, Iftexhar, Habibi, Daryoush, “Quantifying Economic Benefits of Second Life Batteries of Gridable Vehicles in the Smart Grid”, *Electrical Power and Energy Systems*, 2014.
- [26] Nissan. <http://www.nissan.pt/PT/pt/vehicle/electric-vehicles/leaf/charging-and-battery/charging-nissan-leaf-and-battery.html>. Acesso a 10/10/2015.
- [27] Chevrolet. <http://www.chevrolet.com/volt-electric-car.html>. Acesso a 10/10/2015.
- [28] Tesla. <https://www.teslamotors.com/models>. Acesso a 10/10/2015.

- [29] BMW. http://www.bmw.com/com/en/newvehicles/i/i3/2013/showroom/technical_data.html. Acesso a 10/10/2015.
- [30] Citroen. <http://www.citroen.pt/veiculos/citroen/c-zero.html>. Acesso a 10/10/2015.
- [31] Heymans, Catherine, Walker, Sean, Young, Steven B., “Economic Analysis of Second Use Electric Vehicles for Residential Energy Storage and Load-levelling”, Research Gate – Energy Policy, Agosto de 2014.
- [32] Saez-de-Ibarra, Andoni, Martinez-Laserna, Egoitz, Koch-Ciobotaru, Cosmin, Rodriguez, Pedro, Stroe, Daniel-Ioan, Swierczynski, Maciej, “Second Life Battery Energy Storage System for Residential Demand Respond Service”, IEEE, 2015.
- [33] Chang-Hua, Lin, Hsuan-Yi, Chao, Chien-Ming, Wang, Min-Hsuan, Hung, “Battery Management System with Dual-Balancing Mechanism for LiFePO4 Battery Module”, IEEE, 2011.
- [34] Haq, Irsyad N., Leksono, Edi, Iqbal, Muhammad, Soelami, FX Nugroho, Nugraha, Kurniadi, Deddy, Yuliarto, Brian, “Development of Battery Management System for Cell Monitoring and Protection”, IEEE, November 2014.
- [35] SMA. <http://www.sma.de/en/products/battery-inverters/sunny-island-30m-44m.html>. Acesso a 19/10/2015.
- [36] SMA, “Sunny Island – Installation & Operating Instructions”, Instructions Manual Version 2.1, Acesso a 20/10/2015.
- [37] Stromgraf. <http://www.stromgraf.com/sma-sunny-island-3-0m>. Acesso a 20/10/2015.
- [38] Orion. <http://www.orionbms.com/products/orion-bms-standard/>. Acesso a 20/10/2015.
- [39] Ahmed, Ryan, El Sayed, Mohammed, Arasaratnam, Ienkaran, Tjong, Jimi, Habibi, Saeid, “Reduced-Order Electrochemical Model Parameters Identification and State of Charge Estimation for Healthy and Aged Li-Ion Batteries—Part II: Aged Battery Model and State of Charge Estimation”, IEEE, Setembro de 2014.
- [40] Zou, Yuan, Hu, Xiaosong, Ma, Hongmin, Li, Shengbo Eben, “Combined State of Charge and State of Health Estimation Over Lithium-Ion Battery Cell Cycle Lifespan for Electric Vehicles”, Journal of Power Sources, Outubro de 2014.
- [41] Liang-Liang, Zhao, Ming-qing, Xiao, Sheng, Sheng, “Residual Life Prediction of Lithium-Ion Batteries by Non-equidistance Grey Forecasting Model”, IEEE, 2014.

- [42] Groot, Jens, “State-of-Health Estimation of Li-Ion Batteries: Cycle Life Test Methods”, Chalmers University of Technology, 2012.
- [43] Xu, Bolun, “Degradation-limiting Optimization of Battery Energy Storage Systems Operation”, Master Thesis, ETH Zurich, Setembro de 2013.
- [44] Costa, Sara D., “Simulação de Modelos de Remuneração e Estudo de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo”, Dissertação de Mestrado, FEUP, Julho de 2014.

Apêndice A

Modelo de Simulação

De modo a obter os 2,4 kW de produção fotovoltaica para uma habitação comum Portuguesa, foram colocados em séries dois grupos de cinco painéis de 240 W e posteriormente em paralelo, como apresentado na *Figura 27*.

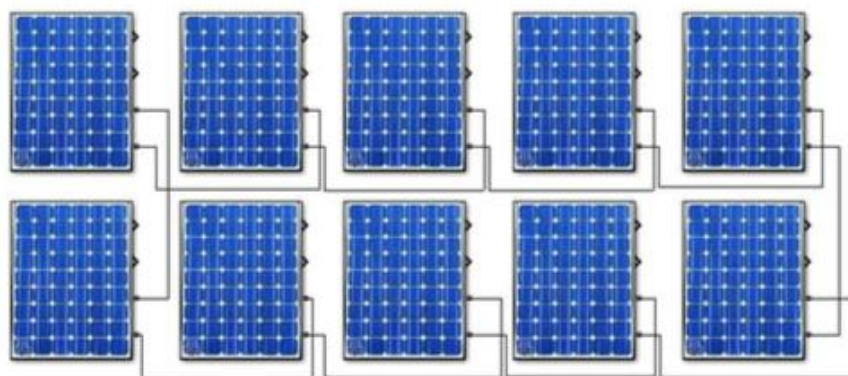


Figura 27 – Agrupamento de painéis de 240W de modo a obter os 2,4 kW desejados [1].

Com o intuito de estudar as características I-V e P-V do sistema PV criado foi implementado no software Matlab-Simulink® o esquema apresentado na *Figura 28*, que posteriormente for analisadas e comparadas com as curvas fornecidas pelo fabricante, permitindo validar o modelo desenvolvido.

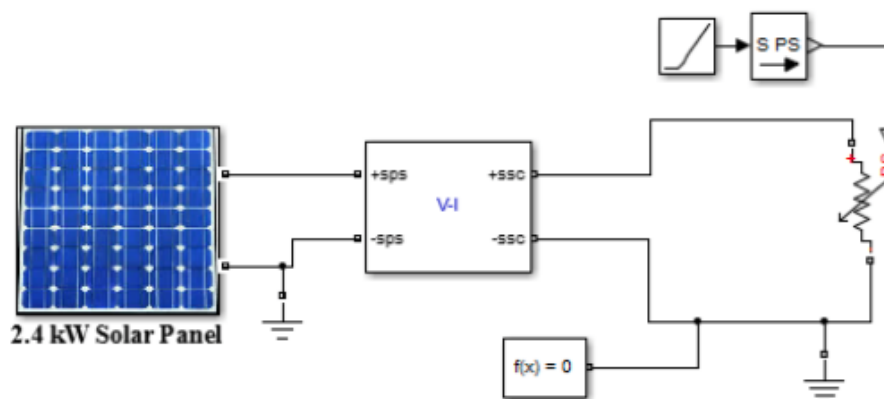


Figura 28 – Implementação em Matlab-Simulink® do modelo criado para estudar as características I-V e P-V do painel de 2,4 kW [1].

Finalmente e com o objetivo de extrair a máxima potência do sistema criado, foi inserido um conversor *boost*, tal exemplificado na **Figura 29**, e aplicado um sistema de controle MPPT, apresentado na **Figura 30**.

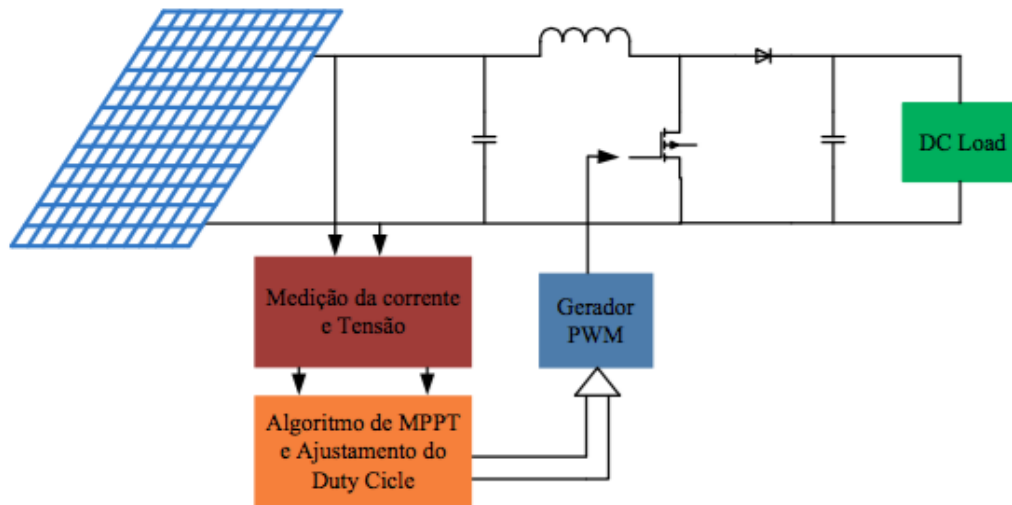


Figura 29 – Esquema que demonstra como obter a potência máxima do painel [1].

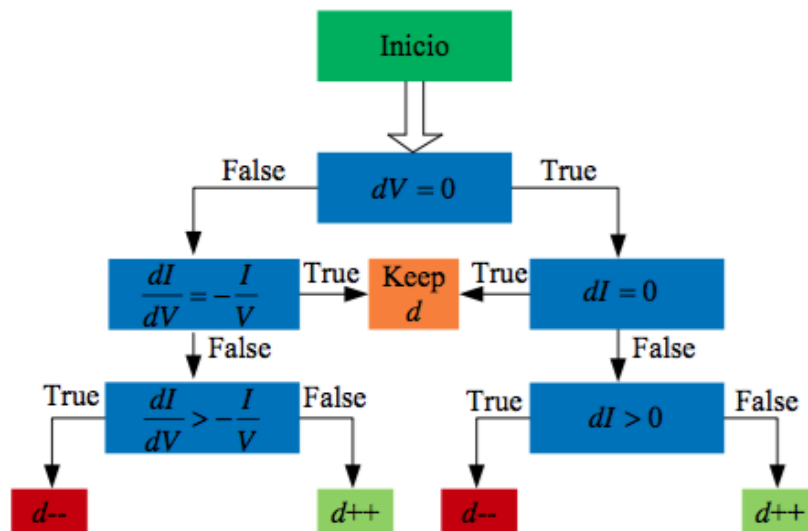


Figura 30 – Diagrama de controle MPPT implementado [1].

As equações que regem o comportamento da bateria foram implementadas no ambiente Matlab-Simulink[®]. A equação que define a tensão em circuito aberto é apresentada na **Figura 31** e a equação que define o estado de carga da bateria na **Figura 32**. Por fim, as equações necessárias para a análise do comportamento da descarga da bateria de íons de lítio são esquematizadas na **Figura 33**.

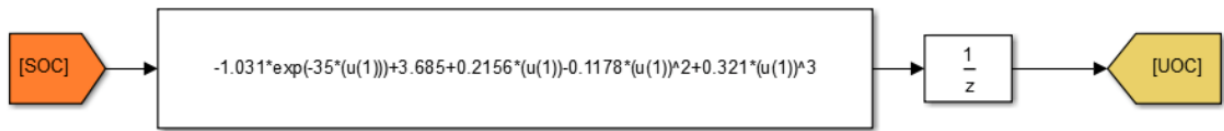


Figura 31 – Implementação em Simulink® da equação correspondente à tensão em aberto da bateria [1].

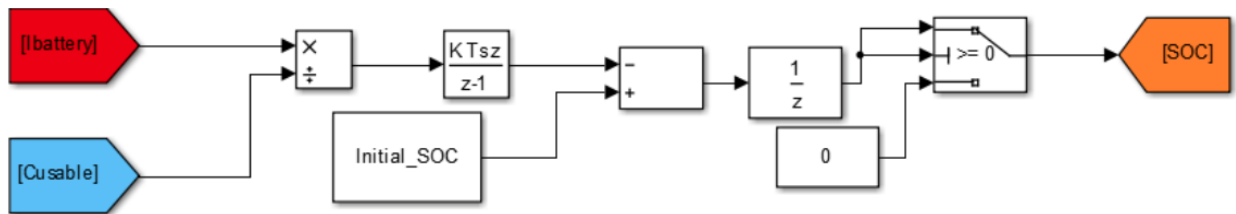
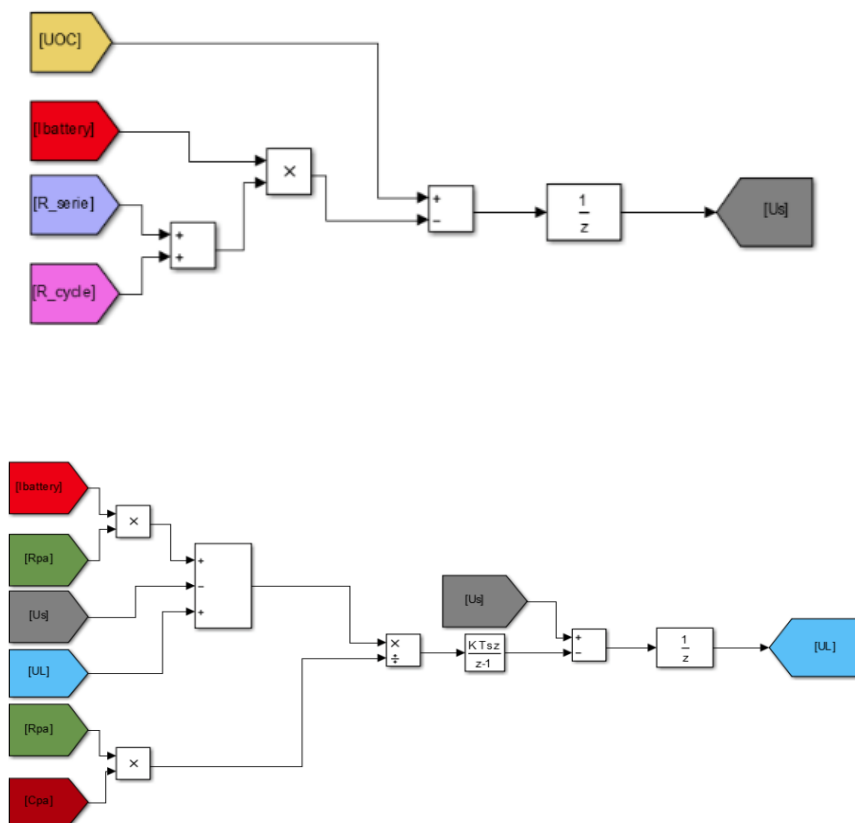


Figura 32 – Implementação em Simulink® da equação correspondente ao estado de carga da bateria [1].



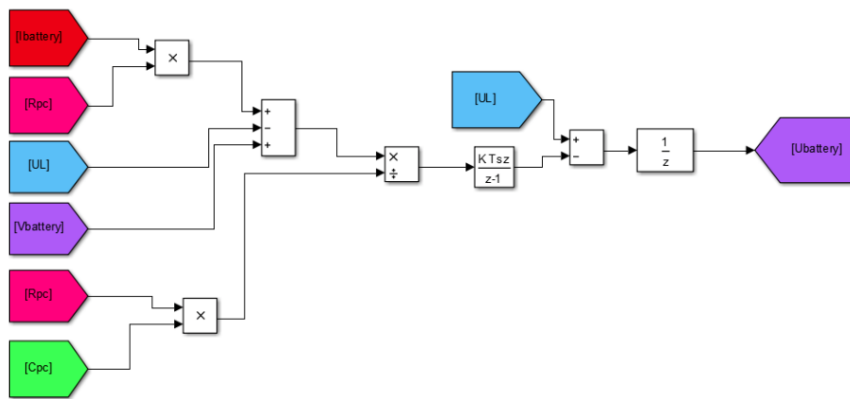


Figura 33 – Implementação em Simulink[®] das equações das tensões necessárias para analisar o comportamento de descarga da bateria [1].

De modo a controlar a carga e descarga da bateria foi introduzido um conversor bidirecional DC-DC, controlado por duas chaves, S1 e S2. Estas chaves são controladas através de um controlador PWM, esquematizado na **Figura 34**. Os dois modos de funcionamento do conversor bidirecional são apresentados na **Figura 35**.

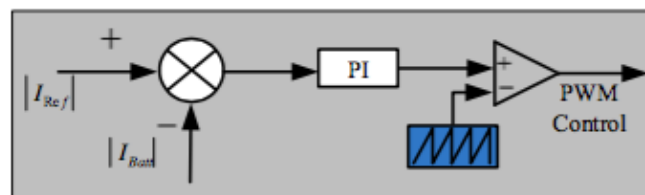
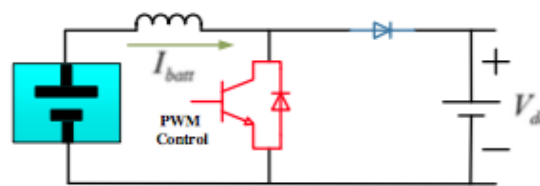
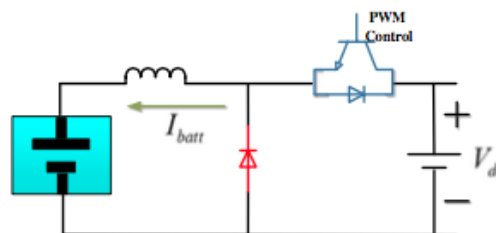


Figura 34 – Controlador PWM do conversor bidirecional DC-DC [1].



(a)



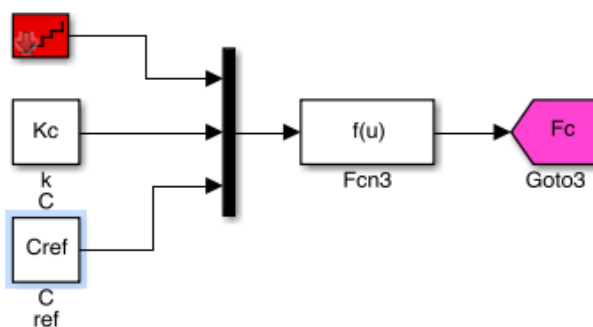
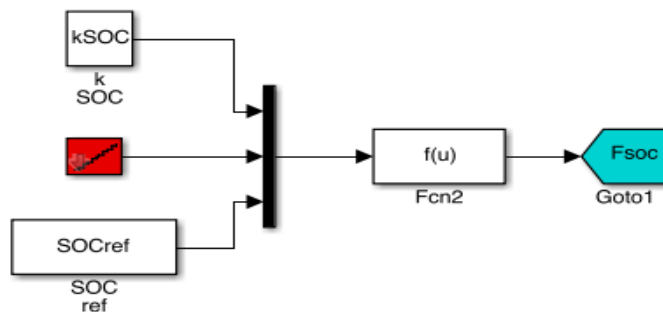
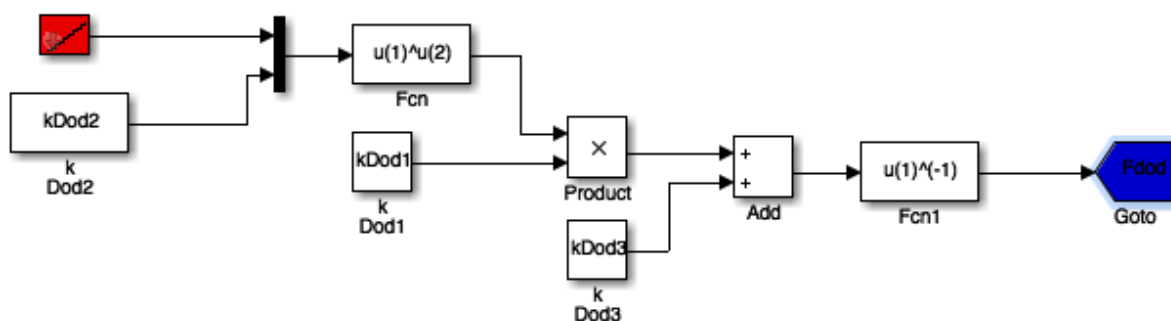
(b)

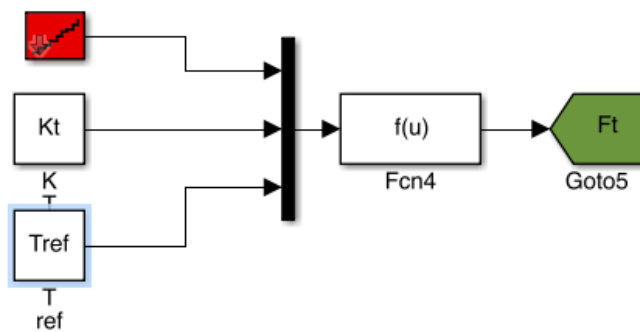
Figura 35 – (a) Conversor bidirecional em funcionamento em modo *boost* (descarga); (b) Conversor bidirecional em funcionamento em modo *buck* (carga) [1].

Apêndice B

Modelo de Degradação da Bateria

Na **Figura 36** são apresentados os esquemas implementados em Simulink das equações (5), (6), (7) e (8) dos modelos de stress utilizados no modelo de degradação da bateria [43]. Estas equações tornaram possível a validação do respetivo modelo e a sua simulação foi efetuada tendo em atenção a gama de valores utilizados anteriormente.

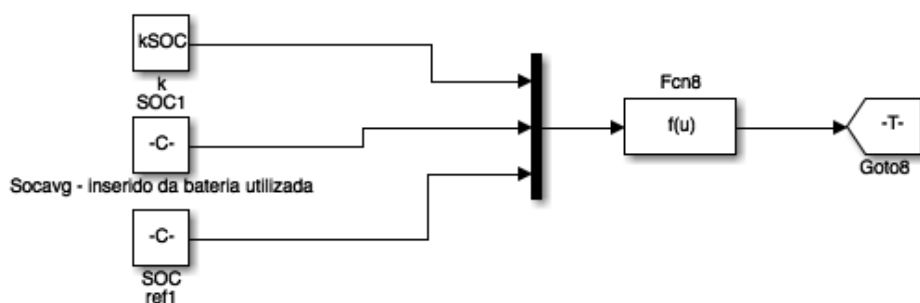




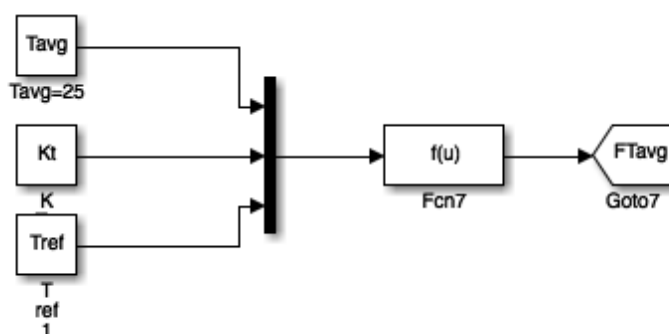
d)

Figura 36 – Esquemas implementados dos respectivos modelos de stress utilizados em [43] no ambiente de simulação Simulink®; a) Modelo de stress do DoD; b) Modelo de stress do SoC; c) Modelo de stress do C-Rate; d) Modelo de stress da temperatura.

A **Figura 37** apresenta os esquemas dos modelos de stress implementados para os valores médios do *SOC* e da temperatura, essenciais para o cálculo da degradação espontânea da bateria reutilizada.



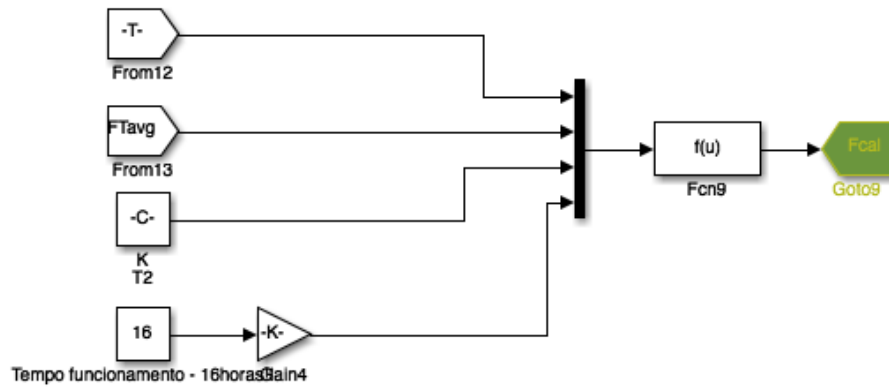
a)



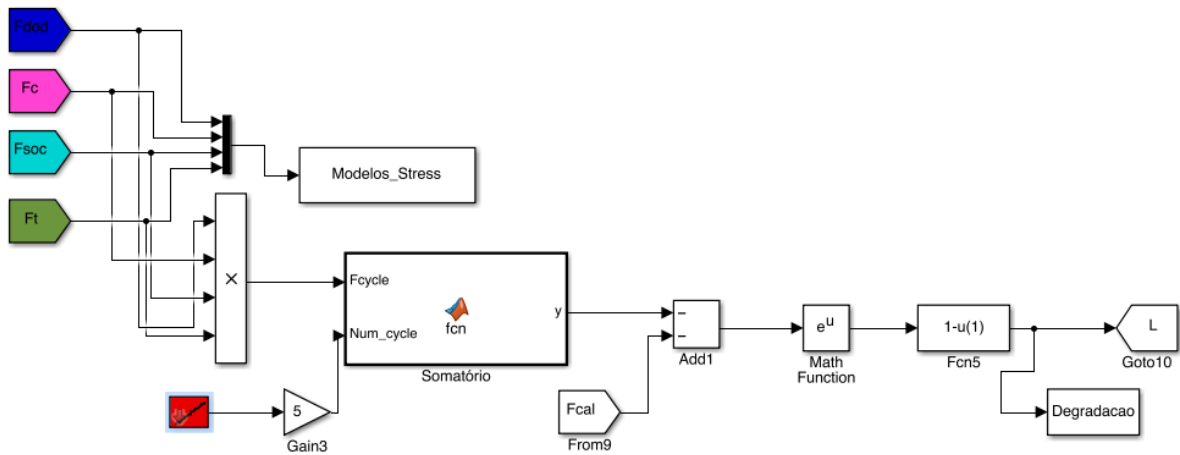
b)

Figura 37 – Esquemas implementados em Simulink® dos modelos de stress para os valores médios de *SOC* e temperatura para calcular a degradação espontânea da bateria; a) Modelo de stress do *SOC*; b) Modelo de stress da temperatura.

Finalmente, na **Figura 38** estão representadas as equações (7), (8) e (9) implementadas no ambiente Matlab- Simulink[®].



a)



b)

Figura 38 – Esquemas implementados das equações da degradação da capacidade de uma bateria; a) Representação da equação (9) – degradação espontânea da bateria; b) Representação das equações (7) e (8) – degradação por ciclo e a degradação anual, respectivamente.

Apêndice C

Trocas de Energia com a Rede

Na **Figura 39** são apresentados os valores das trocas de energia com a rede de uma habitação média portuguesa com um sistema de armazenamento reutilizando baterias de um Nissan Leaf e de um Citroen C-0, para o mês de Janeiro, de Abril e de Agosto, representando diferentes cenários de radiação solar. As simulações foram realizadas considerando que o sistema de armazenamento se encontra a operar há 5 anos.

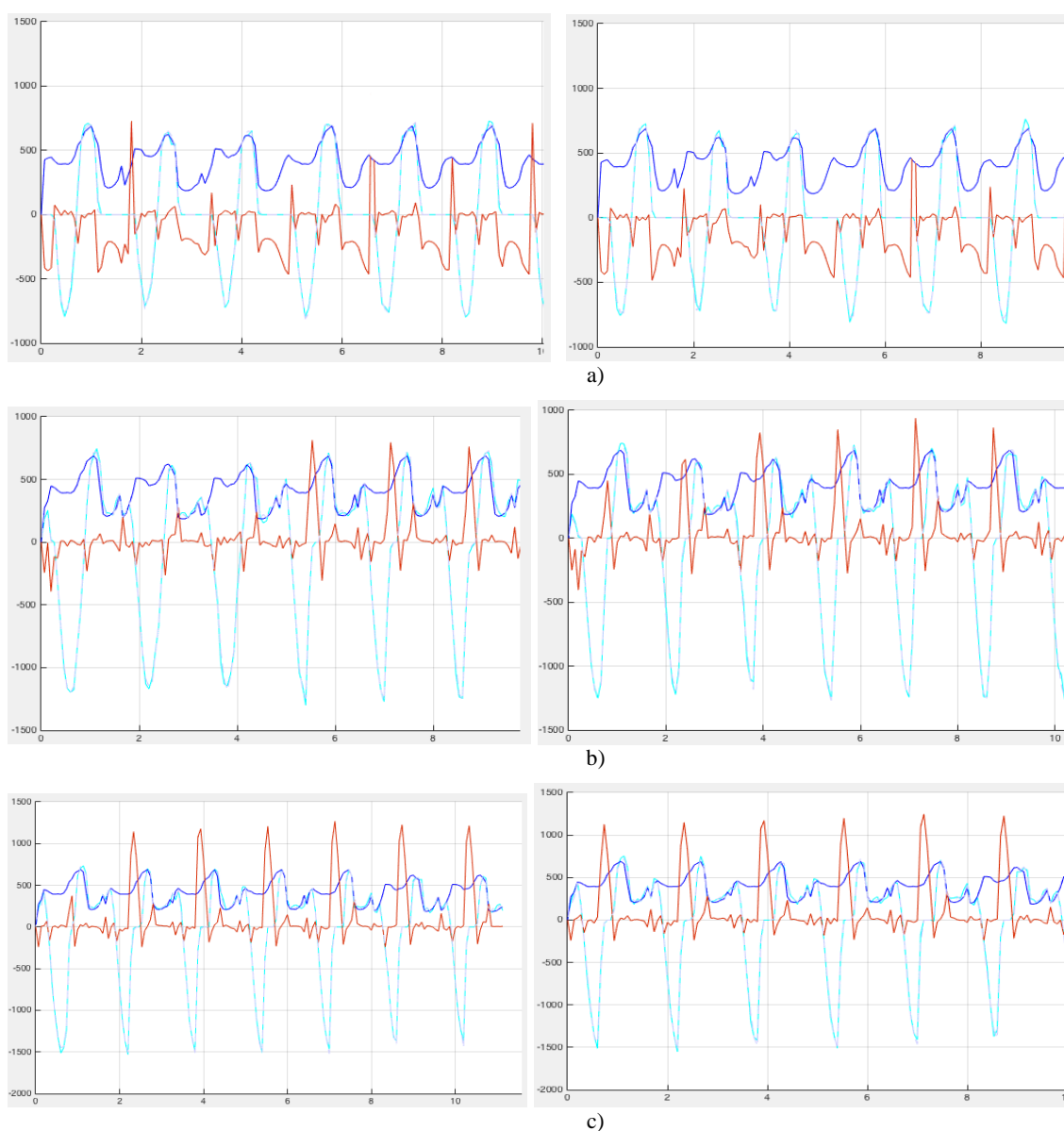


Figura 39 – Trocas de energia com a rede para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf (esquerda) e uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 (direita); A vermelho a potencia da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria; a) Mês de janeiro; b) Mês de abril; c) Mês de agosto.

Na **Tabela 20** são apresentados, com maior detalhe, os valores das trocas de energia para os dois casos de estudo, bem como a redução obtida através da sua implementação, para a situação de utilização de 5 anos. Os dados são apresentados, tendo em conta um período de 7 dias para cada mês e a redução para as duas baterias testadas, é apresentada em percentagem.

Tabela 20: Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2021 (5 anos após o primeiro uso), para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf, para uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 e para um cenário sem armazenamento (H2G – Home to grid; G2H – Grid to home).

Mês	Geração (Wh)	Trocas com a Rede (Wh)		
		S/Armazenagem	Nissan Leaf	Citroen C-0
Janeiro	6761,34	H2G	3407,21	0
		G2H	6581,43	619,01
		Redução	-	93,81%
Fevereiro	7086,94	H2G	3413,81	0
		G2H	6246,24	329,47
		Redução	-	96,59%
Março	10079,3	H2G	5960,02	0
		G2H	5674,89	77,40
		Redução	-	99,34%
Abril	11713,2	H2G	7055,52	981,39
		G2H	5134,2	0
		Redução	-	91,95%
Maio	11723,2	H2G	6770,01	1056,48
		G2H	4840,58	0
		Redução	-	90,91%
Junho	13032,6	H2G	7842,15	2531,01
		G2H	4583,7	0
		Redução	-	79,63%
Julho	13620	H2G	8477,56	3287,6
		G2H	4649,46	0
		Redução	-	74,95%
Agosto	13531,5	H2G	8697,38	3296,51
		G2H	4959,75	0
		Redução	-	75,86%
Setembro	11247,7	H2G	6877,32	1127,84
		G2H	5560,99	0
		Redução	-	90,94%
Outubro	8928,1	H2G	5024,34	0
		G2H	6013,56	273,48
		Redução	-	97,52%
Novembro	5775,14	H2G	2581,86	0
		G2H	6726,16	610,54
		Redução	-	93,44%
Dezembro	5251,9	H2G	2164,81	0
		G2H	6844,31	648,74
		Redução	-	92,80%
Geração Anual	118750,92	H2G	68271,99	12280,83
		G2H	67815,27	2558,64
				87,50%
				84,47%

Na **Figura 40** são apresentados os valores das trocas de energia com a rede de uma habitação média portuguesa com um sistema de armazenamento reutilizando baterias de um Nissan Leaf e de um Citroen C-0, para o mês de Janeiro, de Abril e de Agosto, representando diferentes cenários de radiação solar. As simulações foram realizadas considerando que o sistema de armazenamento se encontra a operar há 10 anos.

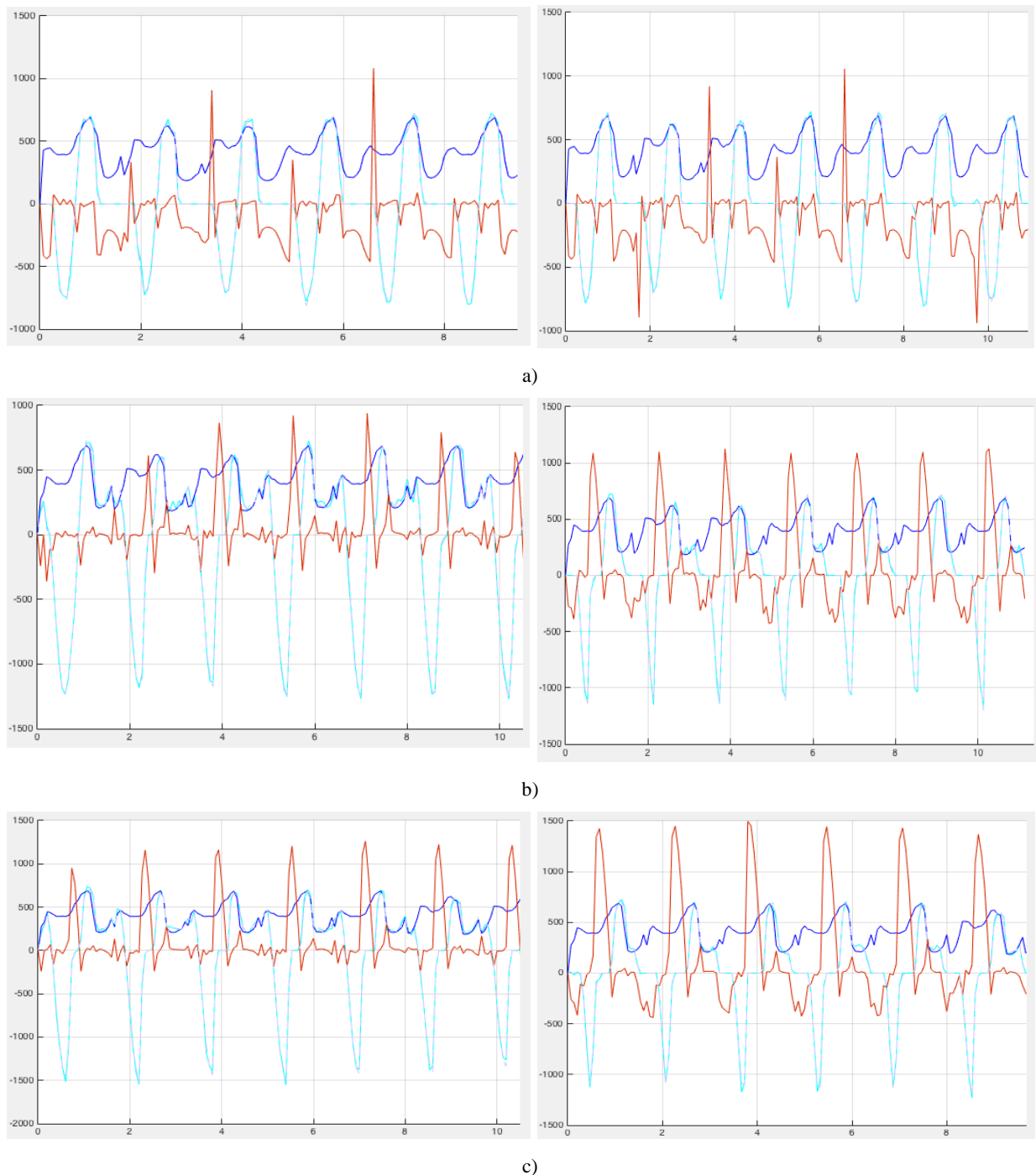


Figura 40 – Trocas de energia com a rede para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf (esquerda) e uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 (direita); A vermelho a potencia da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria; a) Mês de janeiro; b) Mês de abril; c) Mês de agosto.

Na **Tabela 21** são apresentados, com maior detalhe, os valores das trocas de energia para os dois casos de estudo, bem como a redução obtida através da sua implementação, para a situação de utilização de 10 anos. Os dados são apresentados, tendo em conta um período de 7 dias para cada mês e a redução para as duas baterias testadas, é apresentada em percentagem.

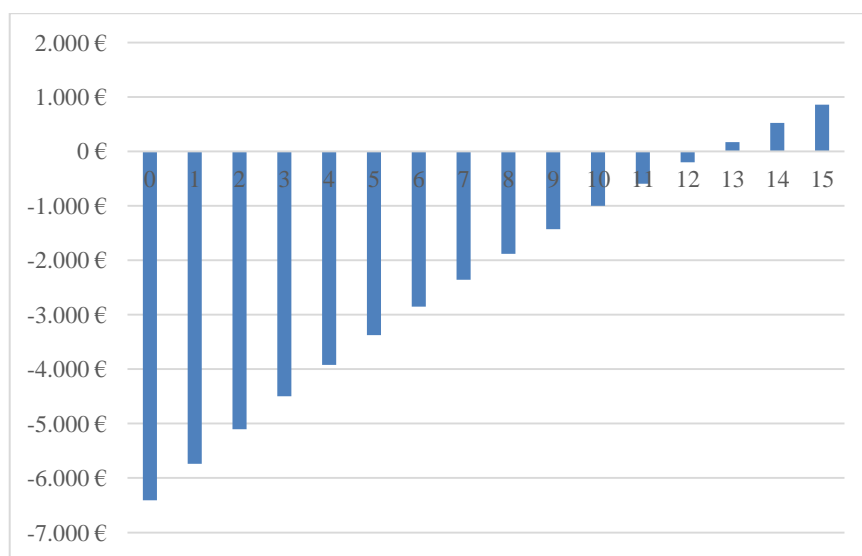
Tabela 21: Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2026 (10 anos após o primeiro uso), para uma bateria reutilizada de um Nissan Leaf, para uma bateria reutilizada de um Citroen C-0 e para um cenário sem armazenamento (H2G – Home to grid; G2H – Grid to home).

Mês	Geração (Wh)	Trocas com a Rede (Wh)		
		S/Armazenagem	Nissan Leaf	Citroen C-0
Janeiro	6761,34	H2G	3407,21	0
		G2H	6581,43	618,22
		Redução	-	93,81%
Fevereiro	7086,94	H2G	3413,81	0
		G2H	6246,24	335,43
		Redução	-	96,53%
Março	10079,3	H2G	5960,02	0
		G2H	5674,89	58,98
		Redução	-	99,49%
Abril	11713,2	H2G	7055,52	1471,7
		G2H	5134,2	0
		Redução	-	87,93%
Maio	11723,2	H2G	6770,01	1504,95
		G2H	4840,58	0
		Redução	-	87,04%
Junho	13032,6	H2G	7842,15	2954,62
		G2H	4583,7	0
		Redução	-	76,22%
Julho	13620	H2G	8477,56	3626,46
		G2H	4649,46	0
		Redução	-	72,34%
Agosto	13531,5	H2G	8697,38	3616,27
		G2H	4959,75	0
		Redução	-	73,52%
Setembro	11247,7	H2G	6877,32	1376,27
		G2H	5560,99	0
		Redução	-	88,94%
Outubro	8928,1	H2G	5024,34	0
		G2H	6013,56	352,35
		Redução	-	96,81%
Novembro	5775,14	H2G	2581,86	0
		G2H	6726,16	810,68
		Redução	-	91,29%
Dezembro	5251,9	H2G	2164,81	0
		G2H	6844,31	833,95
		Redução	-	90,75%
Geração Anual	118750,92	H2G	68271,99	14550,27
		G2H	67815,27	3009,61
			85,21%	73,96%

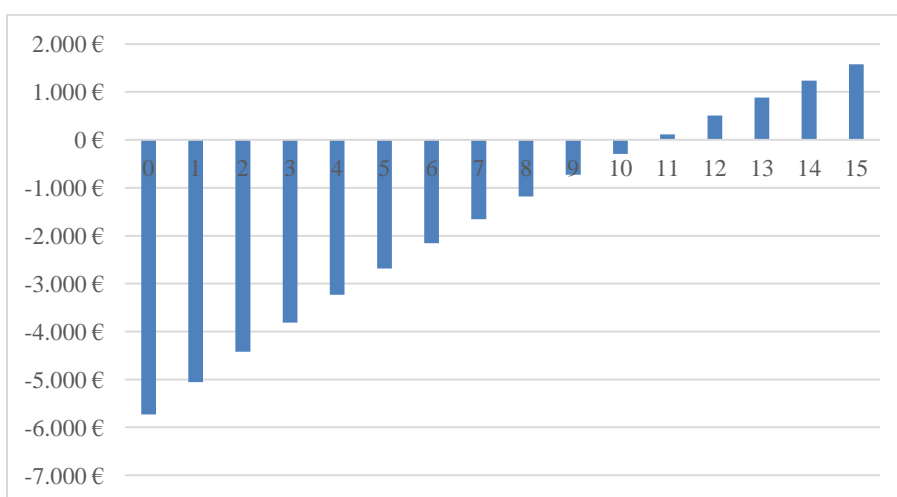
Apêndice D

Análise Económica – *Cashflows*

Na **Figura 41** são apresentados os *cashflows* obtidos da análise económica da introdução de um sistema PV aliado a um sistema de armazenamento recorrendo a baterias de um Nissan Leaf ou de um Citroen C-0.



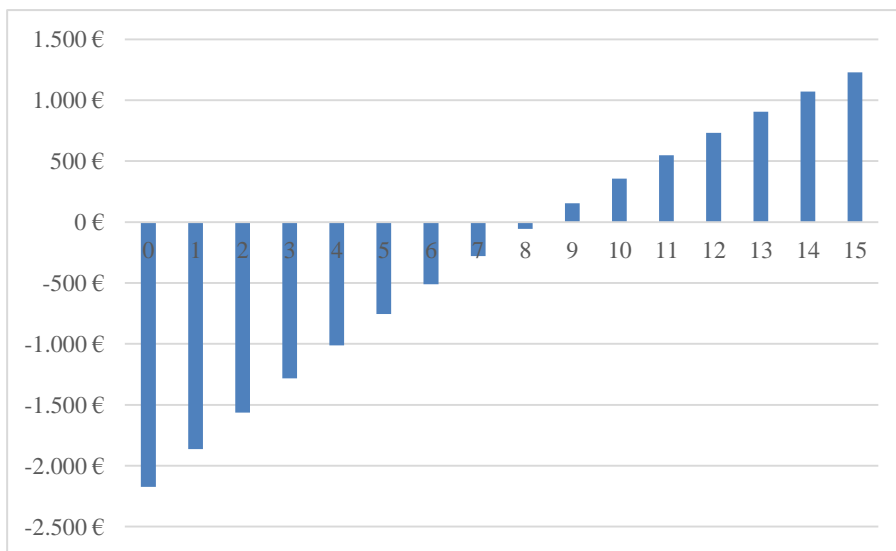
a)



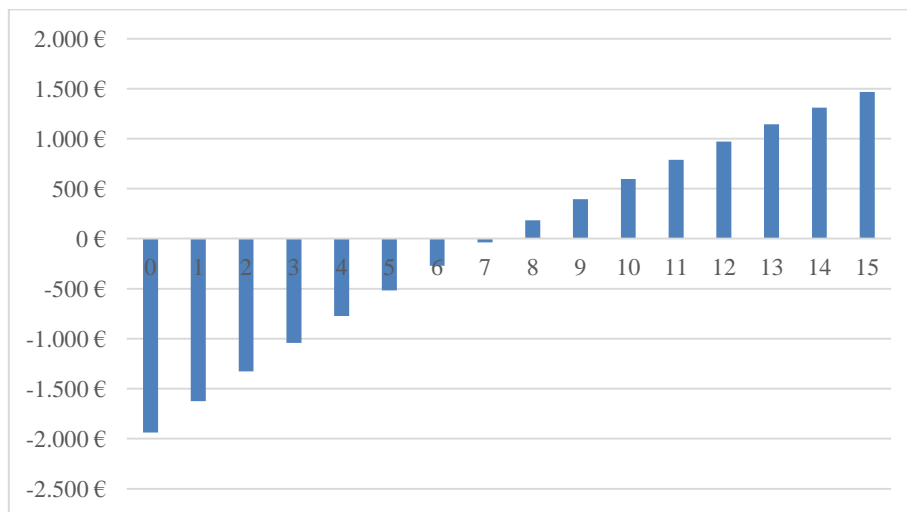
b)

Figura 41 – *Cash-flows* para a introdução de um sistema PV aliado a um sistema de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b).

Na **Figura 42** são apresentados os *cashflows* para o primeiro ano da introdução de um sistema de armazenamento recorrendo a reutilização de baterias de um Nissan Leaf e de um Citroen C-0, numa habitação média portuguesa com um sistema PV instalado.



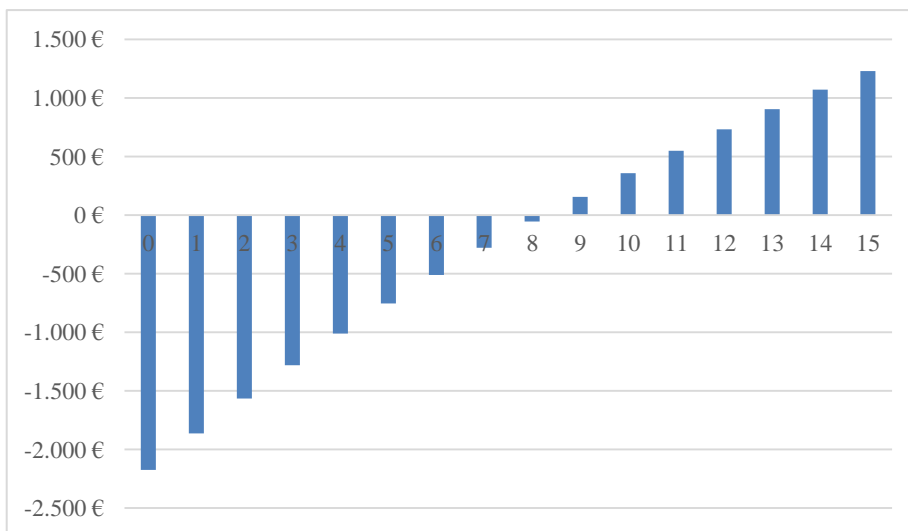
a)



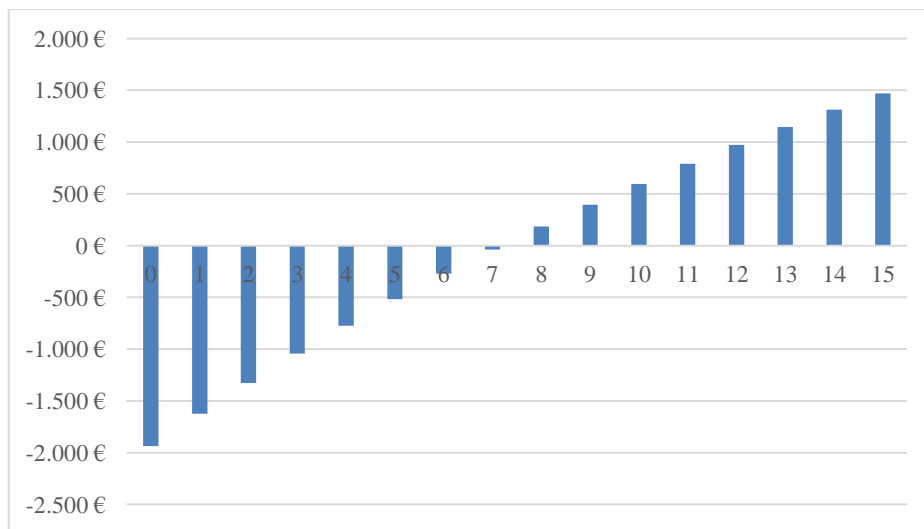
b)

Figura 42 – *Cash-flows* para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV para o primeiro ano de funcionamento.

Na **Figura 43** são apresentados os *cashflows* para o quinto ano de utilização de um sistema de armazenamento recorrendo a reutilização de baterias de um Nissan Leaf e de um Citroen C-0, numa habitação média portuguesa com um sistema PV instalado.



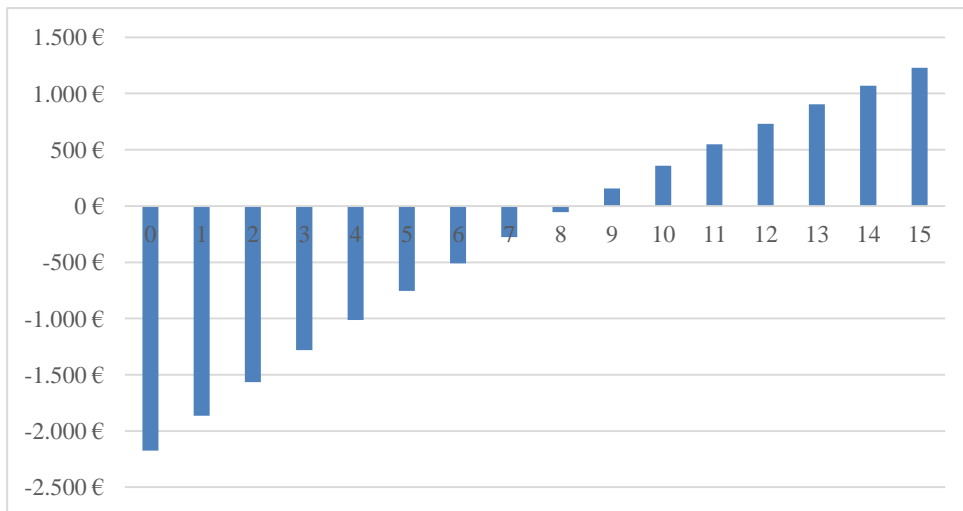
a)



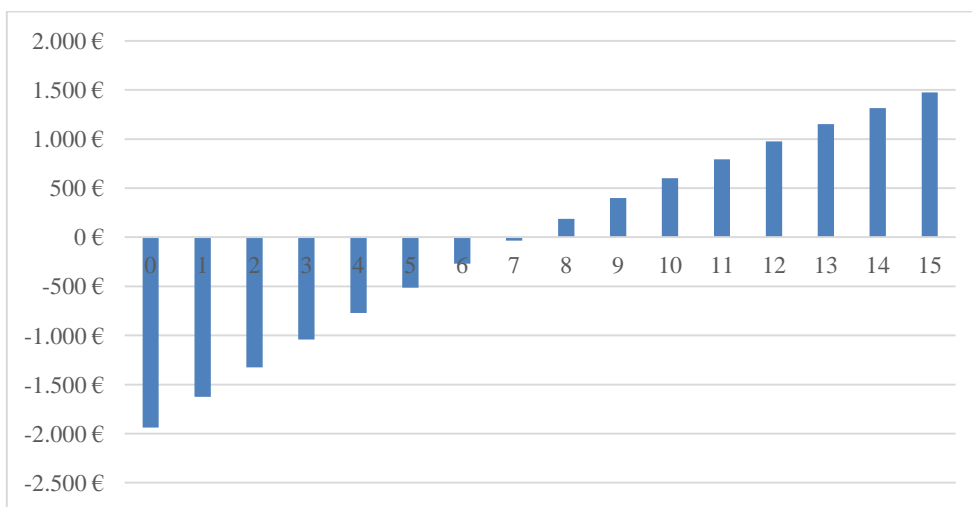
b)

Figura 43 – *Cash-flows* para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV para o quinto ano de funcionamento.

Na **Figura 44** são apresentados os *cashflows* para o décimo ano de utilização de um sistema de armazenamento recorrendo a reutilização de baterias de um Nissan Leaf e de um Citroen C-0, numa habitação média portuguesa com um sistema PV instalado.



a)



b)

Figura 44 – *Cash-flows* para os sistemas de armazenamento utilizando as baterias reutilizadas de um Nissan Leaf em a) e de um Citroen C-0 em b) para o cenário atualizado com a existência de um sistema PV para o décimo ano de funcionamento.