



Diogo Filipe Carvalho Seco Monteiro

Dimensionamento de um Sistema de Armazenamento de Energia para Edifícios Residenciais Utilizando Energia Solar Fotovoltaica

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

Fevereiro de 2017



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

**Dimensionamento de um Sistema de
Armazenamento de Energia para Edifícios
Residenciais Utilizando Energia Solar
Fotovoltaica**

Diogo Filipe Carvalho Seco Monteiro

Júri:

Professor Doutor Aníbal Traça de Carvalho Almeida (Presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (Orientador)

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge (Vogal)

Coimbra, Fevereiro de 2017

Agradecimentos

A presente dissertação só foi possível de concluir graças à incansável ajuda de algumas pessoas, pelo que quero deixar aqui os meus sinceros agradecimentos.

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura pela sua excelente orientação, disponibilidade, apoio e pelas ideias que me foram dadas ao longo da dissertação.

Gostaria de agradecer todo o apoio prestado pelos meus pais e familiares, que sempre me incentivaram e apoiaram ao longo do meu percurso académico. Foi sem dúvida graças a eles que esta longa caminhada chegou ao fim.

A todos os meus colegas e amigos, um muito obrigado pela vossa amizade, entajuda e companheirismo tanto nos bons como nos momentos mais difíceis sei que posso contar sempre com vocês.

À minha namorada, Susana, um eterno obrigado pelo constante apoio, incentivo, paciência e carinho inigualáveis.

A todos, muito obrigado...

Resumo

Nos dias de hoje, os investimentos em energias renováveis apresentam-se como o futuro energético mundial, mais concretamente a energia solar fotovoltaica, pois a sua fácil integração em edifícios é uma vantagem digna de destaque. Como tal, Portugal, sendo um país que oferece condições climatéricas privilegiadas para a introdução deste tipo de sistemas, pretende acompanhar o crescimento mundial desta tecnologia.

Tendo em conta o atual tarifário adotado em Portugal, que veio incentivar ao autoconsumo da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, oferecendo penalizações na receita da energia enviada para a rede, tornou-se importante arranjar soluções para minimizar as trocas de energia entre a habitação e a rede. Posto isto, e para acompanhar o crescimento e custo decrescente destes sistemas torna-se importante a adoção de soluções a nível residencial que visem armazenar a energia produzida nas horas de maior radiação solar.

A presente dissertação pretende efetuar o dimensionamento de sistemas painéis solares fotovoltaicos com armazenamento de energia através de baterias de iões de lítio, considerando para isso quatro casos de estudo, utilizando baterias com diferentes percentagens (30%, 60%, 80% e 100%) de capacidade de armazenamento de energia efetiva, face ao consumo médio diário de uma habitação portuguesa, correspondendo a baterias com capacidades de 5,12 kWh, 10,2 kWh, 12,8 kWh e 16,64 kWh, respetivamente.

Para simular o funcionamento dos sistemas, foi utilizado um software em *Matlab-Simulink*® criado pelo projeto EMSURE, com o qual se pretendeu avaliar as trocas de energia entre o edifício e a rede e o estado de carga das baterias para diferentes alturas de um ano. Foi também feita uma análise às poupanças obtidas com a adoção de cada um dos casos de estudo em relação a um caso de referência sem armazenamento, relativamente às trocas de energia com a rede. Seguidamente, foi feita uma análise económica com o objetivo de verificar qual dos cenários era o mais vantajoso considerando os preços atuais e as projeções para o ano de 2020 das baterias. Para isso, foi calculado o custo anual do sistema no que toca a trocas de energia com a rede, para determinar o Valor Atual Líquido e o *payback* dos sistemas. Por fim foi realizada uma análise de sensibilidade considerando a variação de custo das baterias e da taxa de juro.

Posteriormente, a toda esta análise achou-se por bem considerar mais dois cenários distintos, e efetuar uma análise semelhante às anteriores. O primeiro cenário com uma bateria com 15% de capacidade de armazenamento de energia efetiva e um segundo caso de estudo onde se considerou o dobro da geração fotovoltaica, assim como o dobro do consumo por parte da habitação.

Palavras-chave: Autoconsumo, Fotovoltaico, Armazenamento de Energia, Baterias de Iões de Lítio, Trocas de energia com a rede.

Abstract

Nowadays, investments in renewable energies are presented as the global energy future, more specifically solar photovoltaic energy, since its easy integration into buildings is a worthy advantage. As such, Portugal, being a country that offers privileged climatic conditions for the introduction of this type of systems, intends to follow the worldwide growth of this technology.

Considering the current tariff adopted in Portugal, which encouraged the self-consumption of energy generated by photovoltaic panels, offering penalties on the energy sent to the grid, it has become important to find solutions that aim to minimize the exchange between the household and the grid. Given this, and to follow the growth and decreasing cost of these systems, it is important to adopt solutions that aim at storing the energy generated in the hours of higher solar radiation.

The present dissertation intends to carry out the sizing of photovoltaic solar panels with energy storage through lithium ion batteries, considering four case studies using batteries with different percentages (30%, 60%, 80% and 100%) of effective energy storage capacity compared to the average daily consumption of Portuguese housing, corresponding to batteries with 5.12 kWh, 10.2 kWh, 12.8 kWh and 16.64 kWh of capacity, respectively.

In order to simulate the operation of the systems, a software in Matlab-Simulink® developed by the EMSURE project was used, which intends to evaluate the energy exchanges between the building and the grid and the State of Charge of batteries for different periods of one year. An analysis of the savings obtained with the adoption of each of the case study in relation to a reference case without storage was also made, considering the energy exchange with the grid.

For this purpose, it was calculated the annual cost of the system with respect to energy exchanges with the grid considering the actual and the projected costs of batteries to 2020, and after that the Net Present Value and the payback of the systems were assessed. Finally, a sensitivity analysis was made considering the variation of battery costs and interest rate.

Subsequently, to this whole analysis, it was considered two more distinct scenarios, performing an analysis like the previous ones. The first scenario had a battery with 15% of effective energy storage capacity, and for the second case study it was considered the double of photovoltaic generation, as well as twice the consumption by the housing.

Keywords: Self-consumption, Photovoltaic, Energy Storage, Lithium Ion Batteries, Network energy exchanges.

Índice

Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas.....	vii
Lista de Acrónimos	ix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Motivação.....	1
1.2 – Objetivos.....	2
1.3 – Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2	5
Armazenamento de energia em edifícios	5
2.1-Necessidade de armazenamento	6
2.2 – Tecnologias de armazenamento.....	7
2.3-Sistemas de armazenamento de energia usados em edifícios	10
2.3.1 – Componentes dos sistemas de armazenamento	10
2.3.2 - Sistemas de armazenamento existentes no mercado	11
Capitulo 3	13
Geração e Armazenamento em Edifícios Residenciais.....	13
3.1 – Legislação em Portugal	13
3.2 – Autoconsumo.....	15
3.3 - Armazenamento de Energia	15
3.3.1 – Armazenamento de Energia no Contexto Nacional.....	17
Capitulo 4	21
Simulador EMSURE em Matlab-Simulink	21
4.1 – Simulação de Resultados	22
4.2- Análise de Resultados	23
Capitulo 5	25
Casos de Estudo	25
5.1 - Dados de geração e consumo	25
5.2 - Dimensão do Armazenamento do sistema PV considerado.....	26
Capitulo 6.....	29
Trocas de Energia com a Rede.....	29

6.1 – State Of Charge (Estado de Carga).....	29
6.2 – Análise das trocas de energia com a rede	32
Capítulo 7	39
Avaliação Económica.....	39
7.1 – VAL e Payback.....	41
7.2 – Análise de sensibilidade	44
Capítulo 8	47
Conclusões e Trabalho Futuro.....	47
8.1 – Conclusões.....	47
8.2 – Trabalho Futuro	49
Referencias	51
Apêndice A: Sistemas de armazenamento existentes no mercado.....	55
Apêndice B: Trocas de Energia com a Rede.....	63
Apêndice C: SOC e Trocas de Energia com a Rede para o cenário de 15% (2,4 kWh).....	73
Apêndice D: Trocas da rede, VAL e Payback para os cenários com o dobro da geração e consumo	79

Lista de Figuras

Figura 1 - Capacidade instalada de fontes de energia renováveis com armazenamento, por aplicação até 2024 [2]	6
Figura 2 - Capacidade total instalada de energia fotovoltaica com armazenamento e suas receitas por região [3].....	6
Figura 3 - Capacidade de armazenamento de diferentes tecnologias face à potência de saída [5].	7
Figura 4 - Previsões dos custos das baterias iões - lítio em €/kWh [7].....	9
Figura 5 - Exemplo de Sistema Fotovoltaico com Armazenamento de energia para uma carga AC [8]	10
Figura 6 - Gráfico da Curva I-V e de Potência Característica de uma Célula Fotovoltaica [10]..	11
Figura 7 - Sistema de simulação EMSURE, desenvolvido em Matlab-Simulink® [4].....	21
Figura 8 - EMSURE_REAL_TIME_ANALYSIS software [34]	22
Figura 9 - Resultados do mês de julho [35]	23
Figura 10 - Diagrama de cargas médio setor residencial (dia útil) em Portugal [37]	25
Figura 11 - Diagrama de cargas médio setor residencial (fim de semana) em Portugal.....	26
Figura 12 - Interface (parcial) do PVSyst: área necessária para implementar os painéis e potência nominal total.....	27
Figura 13 – Variação do SOC no mês de julho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	30
Figura 14 - Variação do SOC no mês de janeiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.	31
Figura 15 - Variação do SOC no mês de Abril; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	32
Figura 16 - Trocas de energia com a rede no mês de janeiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	33
Figura 17 - Trocas de energia com a rede no mês de abril; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	34
Figura 18 - Trocas de energia com a rede no mês de julho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	35
Figura 19 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.....	44
Figura 20 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.....	45

Figura 21 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.....	45
Figura 22 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.....	46
Figura 23 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.....	46
Figura 24 - sistema de armazenamento de energia da Adara Power[11].....	55
Figura 25 - Samsung Residential Energy Storage System [14].....	56
Figura 26 - Sistema de armazenamento Samsung para Utility-Scale e comercial [15].....	57
Figura 27 - Composição do Sistema de armazenamento de energia da LG-CHEM [16].....	58
Figura 28 - Sistema de armazenamento de energia Tesla Powerwall 2.....	60
Figura 29 - Trocas de energia com a rede no mês de agosto; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria.....	63
Figura 30 - Variação do SOC no mês de agosto; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	64
Figura 31 - Trocas de energia com a rede no mês de Setembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria.....	64
Figura 32 - Variação do SOC no mês de Setembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	65
Figura 33 - Trocas de energia com a rede no mês de Outubro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria.....	65
Figura 34 - Variação do SOC no mês de Outubro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	66
Figura 35 - Trocas de energia com a rede no mês de Novembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria.....	66
Figura 36 - Variação do SOC no mês de Novembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	66
Figura 37 - Trocas de energia com a rede no mês de Dezembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria.....	67
Figura 38 - Variação do SOC no mês de Dezembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	66

Figura 39 - Trocas de energia com a rede no mês de Fevereiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	67
Figura 40 - Variação do SOC no mês de Fevereiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.	66
Figura 41 - Trocas de energia com a rede no mês de Março; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	67
Figura 42 - Variação do SOC no mês de Março; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	66
Figura 43 - Trocas de energia com a rede no mês de Maio; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	67
Figura 44 - Variação do SOC no mês de Maio; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	71
Figura 45 - Trocas de energia com a rede no mês de Junho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	71
Figura 46 - Variação do SOC no mês de Maio; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.....	72
Figura 47 - Variação do SOC para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de novembro; b) Para o mês de dezembro; c) Para o mês de janeiro; d) Para o mês de fevereiro	73
Figura 48 - Variação do SOC para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de julho; b) Para o mês de agosto; c) Para o mês de Setembro; d) Para o mês de outubro	73
Figura 49 - Variação do SOC para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Março; b) Para o mês de Abril; c) Para o mês de Maio; d) Para o mês de Junho	74
Figura 50 - Trocas de energia com a rede para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Julho; b) Para o mês de Agosto; c) Para o mês de Setembro; d) Para o mês de Outubro; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	75
Figura 51 - Trocas de energia com a rede para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Novembro; b) Para o mês de Dezembro; c) Para o mês de Janeiro; d) Para o mês de Fevereiro; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria	76
Figura 52 - Trocas de energia com a rede para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Março; b) Para o mês de Abril; c) Para o mês de Maio; d) Para o mês de Junho; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria.....	77

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Crescimento da potência fotovoltaica instalada em Portugal, em MW, até julho de 2016 [1]	5
Tabela 2 - Comparação entre os tipos mais comuns de baterias no mercado [6].	9
Tabela 3 - Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2016.....	14
Tabela 4 - Energia consumida/injetada na rede [18].....	15
Tabela 5 - Resultados da simulação anual [32].....	18
Tabela 6 – Fatura energética anual para os casos com e sem armazenamento de energia (armazenamento de PV e rede) [32].....	18
Tabela 7 - Conta de energia anual para os casos com e sem armazenamento de energia (armazenamento PV e na rede) [32].....	19
Tabela 8 - Valores da simulação da geração anual dos vários cenários [18].....	27
Tabela 9 - Capacidade efetiva do sistema PV para diferentes cenários de estudo.....	28
Tabela 10 - Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2016, para os diferentes cenários de capacidade face ao consumo médio diário, 30% (5,12kWh), 60% (10,24kWh), 80% (12,8kWh), 100%(16,64kWh) e para um cenário sem armazenamento (H2G – Home to Grid; G2H – Grid to Home)	36
Tabela 11 - Redução anual das trocas de energia com sistemas de armazenamento; Percentagem das trocas da energia H2G e G2H face à geração e consumo, respetivamente.....	38
Tabela 12 - Custo anual da energia com aplicação dos sistemas de armazenamento apresentados no capítulo 6 e do sistema fotovoltaico base.....	39
Tabela 13 - Custos e benefícios totais de cada um dos casos de estudo (2017).....	41
Tabela 14 - VAL e payback para os diferentes cenários (2017).	42
Tabela 15 - VAL e payback para os diferentes cenários (2020).	43
Tabela 16 - Características principais do sistema de armazenamento de energia Adara Power[12]	56
Tabela 17 - Características do sistema Samsung SDI All-in-One [14].....	57
Tabela 18 - Características das baterias usadas em edifícios comerciais e de utility-scale [15]...	58
Tabela 19 - Sistema de armazenamento de energia LG, edifícios residenciais [16].....	59
Tabela 20 - Características do sistema Tesla Powerwall 2	61
Tabela 21 - Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2016, para os diferentes cenários de capacidade face ao consumo médio diário, 15% (5,12kWh), 30% (10,24kWh), (H2G – Home to Grid; G2H – Grid to Home).....	79
Tabela 22 - Redução anual das trocas de energia com sistemas de armazenamento	80
Tabela 23 - Custo anual da energia com aplicação dos sistemas de armazenamento apresentados no capítulo 6 e do sistema fotovoltaico base.....	80

Tabela 24 – Custos e benefícios totais para caso de estudo (2017)	80
Tabela 25 - VAL e payback para os diferentes cenários (2017).	81
Tabela 26 - VAL e payback para os diferentes cenários (2020).	81

Lista de Acrónimos

BMS	Sistema de administração da bateria (<i>Battery Management System</i>)
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DOD	Profundidade de Descarga (<i>Depth Of Discharge</i>)
G2H	Rede para a Casa (<i>Grid to Home</i>)
H2G	Casa para a Rede (<i>Home to grid</i>)
MPPT	Seguimento de Ponto de Potência Máxima (<i>Maximum Power Point Tracking</i>)
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PV	Fotovoltaico (<i>Photovoltaic</i>)
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SOC	Estado De Carga (<i>State of Charge</i>)
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
VAL	Valor Atual Líquido
ZNB	Edifício de Energia Zero (<i>Zero Energy Building</i>)

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Motivação

Com o passar dos anos, os recursos energéticos renováveis têm atraído mais e mais seguidores. As suas vantagens técnicas e económicas têm sido um grande atrativo à sua utilização, sendo que com o aproveitamento dos mesmos, se está a proteger e a promover a sustentabilidade do planeta.

Face ao crescente desenvolvimento da produção de energia elétrica, a nível residencial, utilizando painéis solares fotovoltaicos, tornou-se fundamental arranjar forma de tirar melhor proveito desta fonte de energia. Assim, em 2014 o ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, criou nova legislação, que permite enviar os excedentes da geração de energia para terceiros ou para a rede elétrica pública. Esta nova legislação tornou possível a ligação à rede destas tecnologias, numa perspetiva de autoconsumo, originando assim novas possibilidades para o consumidor, as quais visam uma diminuição da fatura elétrica de uma forma significativa, consumindo a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos em detrimento da energia fornecida pela rede.

É preciso ter em conta que apesar deste incentivo ao autoconsumo, a energia produzida em excesso, nas horas de maior radiação solar, é vendida à rede a um preço muito baixo, pelo que desta forma, a nível residencial é desejável a introdução de sistemas de baterias, geralmente de iões de lítio, nos sistemas fotovoltaicos, as quais irão permitir o armazenamento do excedente de energia para utilização posterior. Contudo, apesar destes sistemas de baterias serem uma tecnologia cujos custos inerentes à sua aquisição estão a diminuir fortemente, estes ainda representam um investimento avultado. Posto isto, é importante perceber de que forma é que se conseguirá obter o melhor rendimento dos sistemas de armazenamento de energia que começam a aparecer no mercado.

Desta forma, é preciso fazer um estudo em relação à viabilidade do investimento que é feito para adquirir estes sistemas de armazenamento, assim como qual a melhor dimensão para assegurar a sua rentabilidade. O atual tarifário português, incentiva ao autoconsumo no sector residencial, pelo que esta tese visa avaliar o impacto quando o sistema fotovoltaico se encontra associado a um sistema de armazenamento de energia que tem como objetivo, armazenar a energia para utilizá-la nas horas de maior procura, tentando minimizar as trocas de energia com a rede.

1.2 – Objetivos

A presente dissertação tem por objetivo efetuar o dimensionamento de sistemas de painéis solares fotovoltaicos com armazenamento de energia utilizando baterias de íões de lítio de diferentes capacidades de armazenamento de energia efetiva face ao consumo médio diário considerado.

Pretende-se simular o funcionamento dos sistemas dimensionados para posteriormente avaliar os sistemas do ponto de vista técnico (trocas de energia entre o edifício e a rede). Pretende-se também avaliar os sistemas do ponto de vista económico, para determinar as opções mais vantajosas considerando os custos atuais, assim como considerando as projeções futuras de custos.

1.3 – Estrutura da Dissertação

A presente dissertação é constituída por 8 capítulos. No capítulo 1 é apresentada a motivação que leva ao desenvolvimento desta tese, e por fim os objetivos que se pretendem alcançar.

No capítulo 2, são abordados diversos conceitos teóricos relevantes, começando por falar sobre o crescimento da introdução de sistemas fotovoltaicos em Portugal, sendo dado ênfase ao crescimento dos sistemas de armazenamento num conceito mais global. De seguida são expostas algumas razões pelas quais existe uma necessidade de introduzir estes sistemas de armazenamento para fazer face a diversos problemas. Por fim, são abordados alguns aspetos mais técnicos dos sistemas de armazenamento, assim como diferentes tipos de sistemas para armazenar energia já existentes no mercado.

No capítulo 3, a atenção é dada à geração e armazenamento em edifícios residenciais, sendo abordada a legislação portuguesa em vigor, a temática do autoconsumo, e diferentes casos de estudo feitos envolvendo armazenamento de energia em edifícios, num contexto internacional, assim como nacional.

No capítulo 4 é feita uma introdução ao modelo de simulação, EMSURE em Matlab-Simulink®, o qual é dividido em duas interfaces, sendo que uma permite fazer a simulação dos resultados nos cenários em estudo, e o segundo é utilizado para estudar as trocas energéticas com a rede nos cenários simulados anteriormente.

No capítulo 5 é descrito o consumo de energia considerado, bem como o dimensionamento de todo o sistema fotovoltaico, sendo por fim apresentados os quatro casos de estudo que se pretende

simular. Posteriormente a estes quatro casos de estudo decidiu-se introduzir um novo caso com um sistema com menor dimensão de armazenamento e criar um novo cenário onde a habitação tem o dobro do consumo e da geração considerados inicialmente.

No capítulo 6 é realizada a análise das trocas de energia entre o consumidor e a rede, sendo apresentados e analisados os resultados das diversas simulações realizadas para cada um dos casos de estudo.

No capítulo 7 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 algumas sugestões para trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta mais detalhadamente diversos sistemas de energia já existentes no mercado, de várias marcas conceituadas no mundo tecnológico.

O Apêndice B apresenta os resultados das trocas de energia com a rede, para os restantes meses simulados que não se encontram no capítulo 6.

O Apêndice C apresenta mais detalhadamente as trocas de energia com a rede assim como o Estado de Carga para todos os meses do caso de estudo introduzido posteriormente de 15% de capacidade efetiva (2,4 kWh).

O Apêndice D apresenta mais detalhadamente as trocas de energia com a rede, VAL e *payback* para os dois sistemas de armazenamento considerados para fazer face a um cenário com o dobro da geração e do consumo.

Capítulo 2

Armazenamento de Energia em Edifícios

A fácil integração da geração fotovoltaica, faz com que a mesma seja a tecnologia mais adotada para a produção de energia elétrica no setor residencial, pois esta é a solução que garante mais eficientemente a autonomia (possível) da rede. Através da análise da **Tabela 1**, observa-se que a potência fotovoltaica instalada tem vindo a aumentar, tendo em novembro de 2016, um total de 803 MW em Portugal, com claro destaque para Lisboa e o Alentejo com 158 MW e 312 MW instalados, respetivamente. [1]

Tabela 1 - Crescimento da potência fotovoltaica instalada em Portugal, em MW, até julho de 2016 [1]

	Potência Instalada por Região (MW)									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Nov 2016
Portugal	15	62	110	134	175	244	299	419	451	803
Continente	11	59	107	121	151	218	273	385	409	761
Norte	0	1	4	9	19	30	42	47	48	81
Centro	0	1	5	12	23	36	49	65	65	116
Lisboa	0	0	8	11	16	22	44	88	90	158
Alentejo	11	57	88	86	87	103	109	140	157	312
Algarve	0	0	2	3	5	27	29	45	49	95
R. A. Açores	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
R. A. Madeira	0	0	1	10	21	23	24	24	24	40
Não especificado	3	3	2	3	3	3	1	9	17	1

A utilização de sistemas de armazenamento de energia é então tida como uma das principais soluções para conseguir fazer frente à elevada intermitência da energia fotovoltaica gerada em excesso, e que posteriormente será utilizada nas horas de maior necessidade.

Pela análise da **Figura 1** [2], é possível verificar que está previsto um grande crescimento do mercado a nível mundial do armazenamento de energia até 2024, sendo esperados mais de 12 000 MW de potência instalada, dividindo-se por diferentes tipos de aplicações: edifícios residenciais, edifícios comerciais e comunitária (um sistema de armazenamento comum para um conjunto de edifícios).

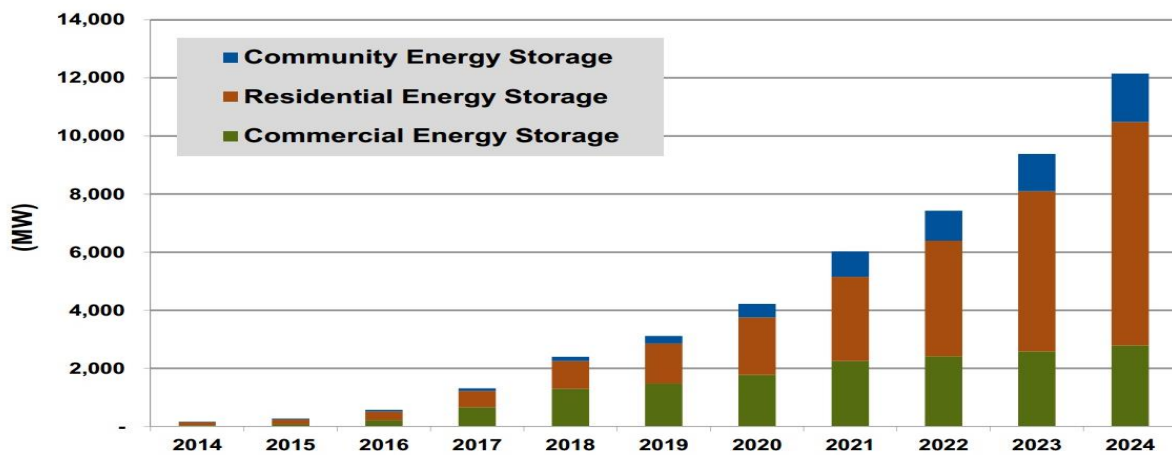


Figura 1 - Capacidade instalada de fontes de energia renováveis com armazenamento, por aplicação até 2024 [2]

O desenvolvimento de painéis fotovoltaicos com armazenamento de energia, é de extrema importância para que esta fonte renovável se torne mais atrativa face a outros tipos de energias renováveis. Como se pode ver através da **Figura 2** [3] é esperado que o mercado fotovoltaico com armazenamento de energia seja líder em 3 regiões - América do Norte, Europa e Ásia. Em termos de potência instalada, a Europa apresenta atualmente uma estimativa de 385,5 MW para 2016, esperando um total aproximado de 4 272,1 MW até 2024.

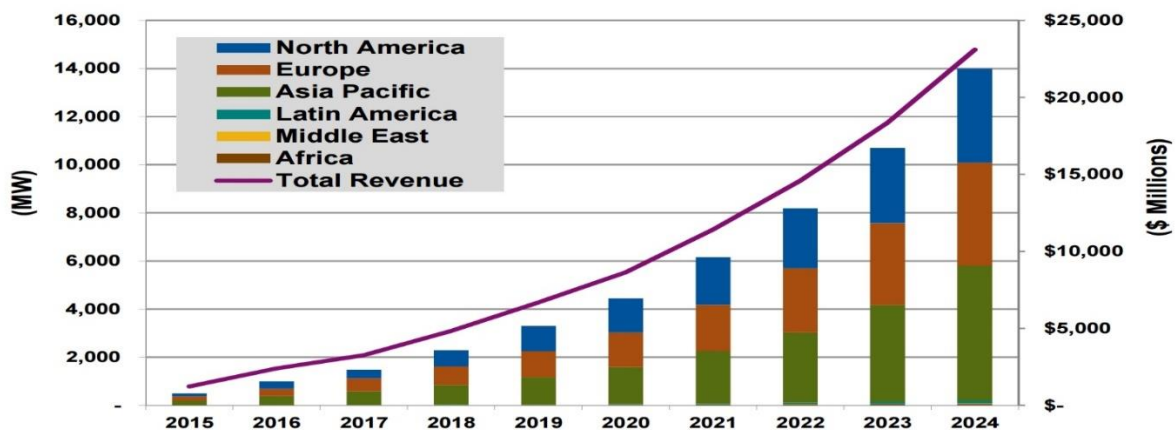


Figura 2 - Capacidade total instalada de energia fotovoltaica com armazenamento e suas receitas por região [3]

2.1-Necessidade de armazenamento

O armazenamento de energia consiste na conversão da energia elétrica através de uma rede de alimentação numa outra forma de energia, sendo esta depois novamente convertida em energia elétrica. Este processo torna possível que a energia produzida nas horas de menor procura, baixo custo de geração ou por fontes intermitentes possa ser consumida nas horas de maior procura ou

de alto custo de geração, conseguindo assim tirar o melhor partido das fontes de energia intermitente, reduzindo desta forma a dependência das energias fósseis.

As energias renováveis, assim como o armazenamento de energia são o rumo a seguir, sendo que com o armazenamento torna-se possível fazer face a várias situações problemáticas [4]:

- Dar resposta rápida às flutuações na procura, evitando assim a regulação de frequência, reduzindo as distorções harmónicas e evitando quedas de tensões;
- Ser usada como fonte de emergência no caso de avaria de sistemas de geração ou nas linhas de transmissão;
- Mitigar o congestionamento das redes;
- Contrariar a intermitência no que à geração diz respeito, evitando a venda da energia com elevadas penalizações económicas, armazenando assim os excessos de produção para uma utilização posterior, contribuindo para um corte de pontas de consumo, estabilização da carga e redução da fatura eléctrica mensal.

2.2 – Tecnologias de armazenamento

As tecnologias de armazenamento como o nome indica têm a função de conservar energia para futuras utilizações. Existem diferentes tecnologias, estando algumas representadas na **Figura 3** [5].

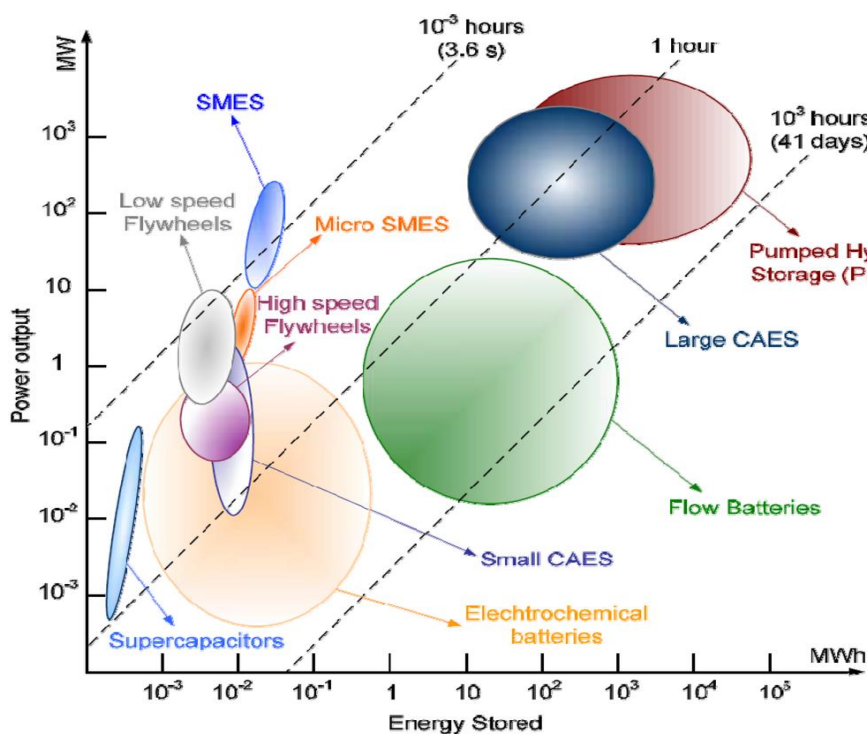


Figura 3 - Capacidade de armazenamento de diferentes tecnologias face à potência de saída [5]

Na escolha da melhor tecnologia de armazenamento, é necessário ter em conta diversas características para assim conseguir estabelecer um critério que permita comparar qual a melhor, para cada caso específico. As principais características a ter em conta são [5]:

- **Capacidade de armazenamento** – está relacionada com a quantidade de energia que é possível armazenar depois do sistema de armazenamento estar carregado.
- **Potência disponível** – está associada à constituição e dimensão do sistema de conversão da energia armazenada, estando geralmente relacionado com a potência máxima de carga ou descarga.
- **Tempo de descarga** – O tempo de descarga depende da profundidade de descarga e das condições de operação do sistema, sendo este caracterizado pelo tempo necessário para esvaziar a energia armazenada num sistema de armazenamento totalmente carregado, sendo libertada à potência máxima.
- **Rendimento** – É dado pela relação entre a energia libertada e a energia armazenada. O rendimento deve ser definido na análise de vários ciclos de operação, sendo este tanto maior quanto menores as perdas na transferência de energia e auto descarga;
- **Durabilidade** – Número de vezes que é possível libertar o nível de energia para qual foi projetado a unidade de armazenamento, sendo expresso em número de ciclos.
- **Autonomia** – Esta está relacionada com o tipo de armazenamento, assim como do tipo de aplicação. Esta é definida pela razão entre a capacidade de armazenamento de energia e a potência máxima de descarga.
- **Fiabilidade e adaptabilidade à fonte de geração** - O sistema de armazenamento necessita de estar adaptado ao tipo de aplicação (áreas isoladas de pequena ou média escala, ligação de rede, etc.) e ao tipo de produção (permanente, móvel, renovável, etc.).
- **Auto descarga** – é definida pela quantidade de energia que estava inicialmente armazenada e que, ao fim de algum tempo sem uso se dissipa.

Na **Tabela 2** [6], apresenta-se uma comparação entre os 4 principais tipos de baterias existentes no mercado, chumbo-ácido, níquel cádmio (Ni-Cad), níquel-hidreto metálico (NiMh) e íões de lítio tendo em conta diversas características, destacando-se o seu custo inicial, custo a longo prazo, número de ciclos, densidade de energia, auto descarga e peso.

Tabela 2 - Comparação entre os tipos mais comuns de baterias no mercado [6].

	Chumbo-Ácido	Níquel-Cadmio	Níquel-hidreto metálico	Iões de lítio
Custo inicial	Baixo	Médio	Médio	Baixo
Custo a longo prazo	Alto	Médio	Médio	Baixo
Segurança	Boa	Boa	Boa	Boa
Impacto ambiental	Alto	Alto	Médio/alto	Médio/baixo
Ciclos	200	250	400-500	400-600
Tensão nominal (V)	2	1.2	1.2	3.4
Densidade de energia (Wh/kg)	35	41	80	120
Densidade de energia (Wh/m³)	80	120	200	280
Auto descarga por mês (%)	<5	<10	<20	<5
Efeito memória	Não	Sim	Pouco	Não
Temperatura de operação (°C)	-15° a +50°	-20° a +50°	-20° a +60°	-20° a +60°
Peso	Pesada	Leve	Leve	Muito leve
Tempo de carga	Longo	Médio	Médio	Curto

O preço das tecnologias fotovoltaicas, assim como das baterias, tem sofrido uma grande diminuição de custos. Na **Figura 5** [7], é possível verificar as previsões relativas aos preços por kWh das baterias de iões de lítio.

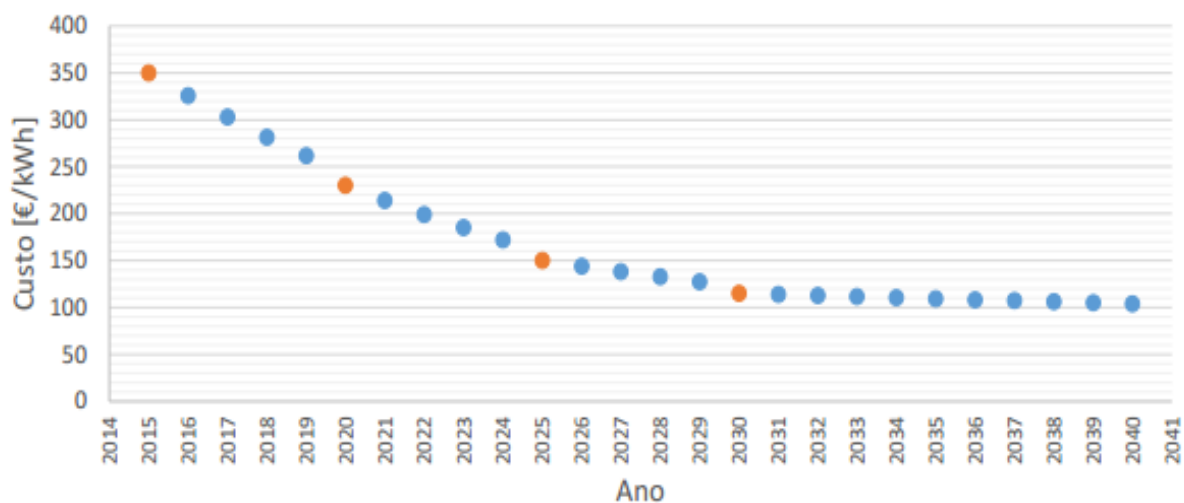


Figura 4 - Previsões dos custos das baterias iões - lítio em €/kWh [7]

2.3-Sistemas de armazenamento de energia usados em edifícios

2.3.1 – Componentes dos sistemas de armazenamento

Na **Figura 5** [8], está representado um exemplo de um sistema de armazenamento de energia, o qual é composto por 4 componentes: fonte de energia, controlador de carga, tecnologia de armazenamento e conversor de eletrônica de potência.

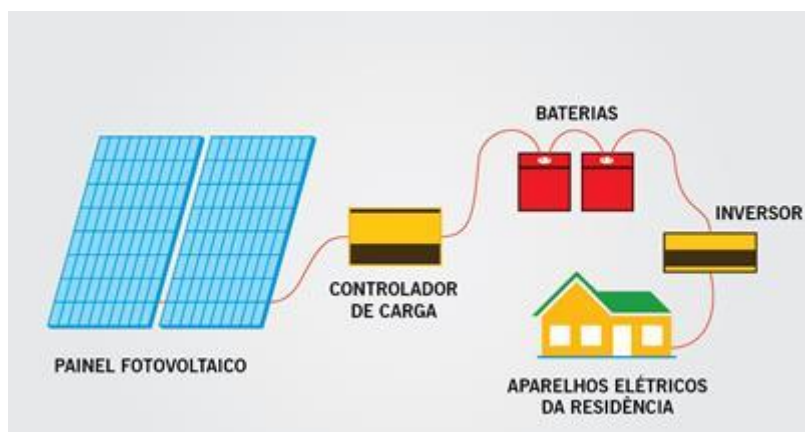


Figura 5 - Exemplo de Sistema Fotovoltaico com Armazenamento de energia para uma carga AC [8]

As 4 componentes têm normalmente as seguintes características:

- **Fonte de energia** – Fotovoltaica ou outra;
- **Controlador de carga** - No caso de se optar por um sistema solar fotovoltaico, é necessário usar um controlador de carga [9], o qual será o responsável pela duração da vida útil dos bancos de baterias, que são o componente mais dispendioso nos sistemas solares. Estes controladores têm como função proteger as baterias de serem sobrecarregadas ou descarregadas profundamente, garantindo assim uma maior eficácia no armazenamento da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos. Os controladores possuem uma série de dispositivos que informam constantemente do estado de carga (SOC), alertando o utilizador, para que este possa adaptar a instalação às suas necessidades particulares, aumentando assim a vida útil das baterias;
- **Tecnologia de armazenamento** - As soluções de armazenamento de energia podem ser classificadas de acordo com critérios tais como o tipo de aplicação, a duração do armazenamento e o tipo de produção [5].
- **Conversor de eletrônica de potência** - tem como principal função estabelecer a ligação entre o gerador fotovoltaico (em corrente contínua - DC) e a rede (em corrente alternada - AC), ajustado às características da rede, nomeadamente, frequência e nível de tensão. Como

é importante que os sistemas fotovoltaicos tenham um baixo custo, tamanho reduzido e ao mesmo tempo operar o mais eficientemente é necessário manter o Ponto de Potência Máximo (PPM) para cada valor da radiação solar. Assim, para manter os módulos fotovoltaicos a operar perto do seu PPM é necessário o uso de um algoritmo de procura deste ponto, sendo a maioria desses métodos baseados no controlo de tensão e/ou corrente, como se pode observar na **Figura 6** [10].

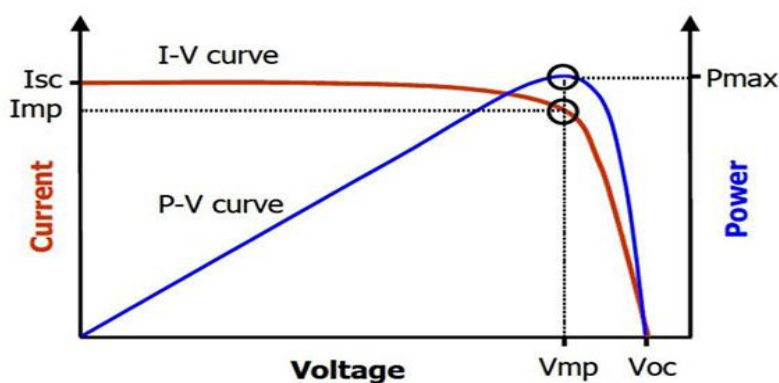


Figura 6 - Gráfico da Curva I-V e de Potência Característica de uma Célula Fotovoltaica [10]

2.3.2 - Sistemas de armazenamento existentes no mercado

Os sistemas de armazenamento são uma tecnologia emergente no mercado, havendo cada vez mais um aumento do número de empresas a investir nestes sistemas, sendo que o custo dos mesmos se encontra em rápida diminuição. Do ponto de vista de energia e potência, estes também se encontram cada vez mais perto das necessidades dos edifícios, sejam eles residenciais, comerciais ou públicos.

Como exemplo das inúmeras empresas que andam a investir neste mercado tem-se a Adara Power [11] [12] que construiu um sistema de armazenamento de energia com vista ao setor residencial e comercial com 5,5 kW de potência ativa e 8,6 kWh de energia.

Outra empresa que se encontra a fazer um forte investimento neste mercado é a Samsung que criou o sistema de energia denominado Samsung SDI “All-in-One” [13] [14] o qual já incorpora o inversor, baterias de íons de lítio e tem uma capacidade que pode ir dos 3,6 kWh até aos 8,0 kWh, consoante o modelo. Mais recentemente a mesma empresa lançou um produto que visa o mercado de armazenamento de energia em edifícios comerciais [15], tendo uma capacidade que pode ascender aos 91,3 kWh.

A LG fabricou um sistema de armazenamento, denominado LG-CHEM [16] que apresenta vários modelos para o setor residencial, variando a sua energia desde os 3,3kWh até aos 9,8kWh.

Por fim, a Tesla pretende lançar no verão de 2017 um novo sistema de armazenamento de energia apelidado de Tesla Powerwall 2, que é a evolução do anterior sistema, Tesla Powerwall, sendo que este apresenta uma capacidade de 13,5 kWh e o seu preço no mercado ronda os 5500\$-7000\$. [17]

No Apêndice A são apresentados mais detalhadamente cada um dos sistemas abordados anteriormente, sendo que existem muitos outros para além destes.

Capítulo 3

Geração e Armazenamento em Edifícios Residenciais

3.1 – Legislação em Portugal

No período em que as tecnologias fotovoltaicas ainda não eram economicamente competitivas, foi criada uma tarifa apelidada de *feed-in*, com o intuito de promover a instalação de soluções que diversificassem o *mix* de produção de energia elétrica. A tarifa *feed-in* permitia que toda a energia produzida, quer em Micro quer em Mini produção, fosse injetada na rede a um valor fixo elevado, gerando assim receitas rápidas, amortizando o custo do investimento com relativa rapidez. Esta tarifa permitiu aumentar significativamente a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos em Portugal, no entanto, com a diminuição sucessiva do valor remunerado, esta tarifa deixou de ser economicamente aliciente [18] [19].

O Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, em outubro de 2014, criou nova legislação, revogando a legislação em vigor, que não permitia que os excedentes de energia fossem entregues a terceiros ou à rede elétrica pública. Assim, o Decreto Lei nº153/2014 de 20 de outubro e as portarias nº14/2015 e 15/2015 de 23 de janeiro, veio permitir a existência de uma ligação à rede, numa perspetiva de autoconsumo, fornecimento de energia a terceiros e entrega do excesso de energia à rede, originando assim novas possibilidades para o consumidor [20].

A produção de eletricidade destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, designada por Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), efetua-se com ou sem ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) e é baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

As UPAC apresentam diversas características, nomeadamente:

- Produzem preferencialmente para satisfazer as necessidades de consumo;
- Potência de ligação limitada ao valor da potência contratada;
- Potência da instalação limitada a duas vezes a potência da ligação;
- Potência máxima instalada de 1 MVA;
- A energia produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo;
- Possibilidade de armazenar a energia produzida em excesso;
- Os excedentes de produção podem ser injetados na rede elétrica, sendo estes remunerados.

Contudo, a baixa remuneração da energia injetada na rede, torna o autoconsumo mais atrativo, pois o excesso da produção é remunerado segundo uma tarifa estabelecida mensalmente segundo os preços do fecho de mercado do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE), sendo deduzido 10% de modo a colmatar custos de injeção, conforme pode ser visto na equação 1 [20]. Adicionalmente, a venda de energia não pode ultrapassar a totalidade da energia consumida, à base anual, sendo a produção acima desse valor não remunerada [21].

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

Onde:

- $R_{upac,m}$ [€] – remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m ;
- $E_{fornecida}$ [kWh] – energia fornecida no mês m ;
- $OMIE_m$ [€/kWh] – valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal (mercado diário);

A **Tabela 3** apresenta os valores dos preços médios mensais do OMIE para Portugal durante 2016 [22], assim como a remuneração obtida através da injeção de energia na rede. Como é possível constatar, o valor da remuneração é bastante reduzido e muito inferior ao preço pago pela energia consumida, pelo que a energia injetada na rede apresenta uma baixa rentabilidade económica, quando comparada com o autoconsumo.

Tabela 3 - Valores típicos da OMIE em Portugal no ano de 2016.

Ano 2016	Tarifa [c€/kWh]	90% do valor pago pela OMIE (c€/kWh)
Janeiro	3,639	3,275
Fevereiro	2,735	2,462
Março	2,770	2,493
Abril	2,350	2,115
Maió	2,493	2,244
Junho	3,828	3,445
Julho	4,036	3,632
Agosto	4,141	3,727
Setembro	4,361	3,925
Outubro	5,278	4,750
Novembro	5,625	4,631
Dezembro	6,027	4,763
Valor médio	3,940	3,546

3.2 – Autoconsumo

Em [17], foi dimensionado um sistema PV, com o objetivo de analisar as trocas de energia existentes entre um edifício residencial e a rede, tendo por base estudos do Instituto Nacional de Estatística e pela Direção Geral de Energia e Geologia que indicam que o consumo médio de uma habitação portuguesa é de cerca de 3673 kWh/ano [23]. Realizou-se a análise de quatro cenários diferentes para este sistema, o primeiro assegurava 100% do consumo total de energia, cenário ideal, sendo que os seguintes assumiam um consumo de 75%, 50% e 25% de energia. Na **Tabela 4**, que diz respeito ao cenário de 100% do consumo total de energia, é possível constatar que apesar da geração ser bastante semelhante ao consumo, há uma necessidade de enviar aproximadamente 60% da energia gerada para a rede e consumir cerca de 60% da energia necessária para fazer face ao consumo. Estas trocas de energia com a rede, a somar ao elevado custo inicial do sistema, originam um *payback* bastante longo (16,62 anos) [18].

Tabela 4 - Energia consumida/injetada na rede [18].

Energia consumida/injetada na rede (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%)

Devido à intermitência das energias renováveis, as horas de maior consumo energético não coincidem com as horas de maior produção PV, originando assim um excesso de injeção de energia na rede. Atendendo à legislação em vigor, no que diz respeito ao autoconsumo, torna-se fundamental, numa vertente económica, evitar as trocas de energia com a rede, pelo facto de se ter de importar essa mesma energia enviada a um preço superior.

Face ao exposto, os sistemas de armazenamento de energia assumem extrema importância, pelo que na secção seguinte irão ser apresentados alguns casos de estudo realizados no passado, com vista ao sector residencial.

3.3 - Armazenamento de Energia

A utilização da geração fotovoltaica em edifícios residenciais complementada por sistemas de armazenamento tem sido apresentada como uma tendência importante para a energia no futuro,

pelo que muitos estudos têm sido realizados por forma conseguir fazer face a diversos aspetos como o dimensionamento do armazenamento, a sua gestão e controlo, assim como os benefícios técnicos e económicos do armazenamento residencial.

Em [24] é feito o dimensionamento de armazenamento residencial com o objetivo de assegurar a melhor relação custo-benefício possível, sendo a bateria adicionada a um sistema PV residencial já existente. Foi utilizado um modelo de bateria que tinha por base a vida útil da mesma, considerando a diminuição da capacidade da bateria ao longo da sua vida. O lucro máximo (109 €/ano) foi obtido para o caso de uma bateria de 47,19 kWh.

Em [25] foi implementado e simulado um sistema de armazenamento de energia a nível residencial, usando uma bateria de iões de lítio de 10 kWh. Foi proposto um algoritmo de controlo para o sistema de armazenamento de energia, encontrando-se este ligado à rede e tendo como fonte de geração energia fotovoltaica.

Em [26] é apresentada a integração de um sistema de armazenamento de energia elétrica híbrido ao nível residencial, para utilizadores com geração de energia fotovoltaica. O objetivo do algoritmo de controlo foi reduzir o custo total de energia elétrica ao longo de um período de faturação, sobre um preço arbitrário de energia definida pelo controlador central da *smart grid*, tendo o lucro em média aumentado 73,9%.

Em [27] é abordado o problema da integração PV e sistemas de armazenamento na rede para fazer face às horas de vazio e minimizar a fatura total a pagar, utilizando modelos dinâmicos de preços de energia. Com base nos resultados obtidos, os autores encontraram as dimensões ótimas do sistema de armazenamento de energia a usar para conseguir reduzir o *payback* dos sistemas PV e de armazenamento, conseguindo obter poupanças no custo da eletricidade de 89,8%.

O trabalho desenvolvido em [28] propõe um novo conceito, o de partilha do sistema armazenamento de energia doméstico entre vários clientes e operadores da rede. O objetivo passa por utilizar o armazenamento de energia nas instalações dos consumidores para conseguir aproveitar os menores preços da energia, mas também para apoiar redes de baixa tensão, reduzindo o investimento nas redes de distribuição.

Em [29] é proposto um algoritmo de otimização do sistema de armazenamento de energia residencial usando uma bateria e painéis fotovoltaicos. O objetivo era maximizar as poupanças económicas diárias, enquanto penalizava grandes oscilações de tensão originadas por fluxos de energia e cargas em horário de vazio. Para clientes com uma tarifa *net-metering* foi conseguida uma poupança média de 90 €/ano.

Em [30] são analisadas diferentes funções para a utilização de armazenamento, sendo o objetivo das mesmas otimizar o autoconsumo e mitigar os fluxos de energia, para a rede e vindo da rede. Os benefícios económicos foram avaliados, obtendo reduções de custos entre 9% (cenário com incentivo ao autoconsumo) e 92% (cenário com um *feed-in* limitado de 50% do pico anual).

Em [31] é apresentada uma avaliação do impacto do equilíbrio energético da rede alcançado com e sem armazenamento de energia. Propõe-se uma estratégia de gestão de armazenamento que coordena o excedente de geração fotovoltaica com o excedente da procura num período de tempo diário para reduzir os seus picos máximos.

3.3.1 – Armazenamento de Energia no Contexto Nacional

Com as condições adequadas, ou seja, espaço para colocar os painéis fotovoltaicos e a orientação certa, as casas do futuro podem, progressivamente, tornar-se edifício de energia zero (ZNB - *Zero Energy Building*). Como tal, em [32] foi feito um estudo de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, dimensionado para o agregado familiar médio Português.

A pesquisa referente ao consumo de energia no setor residencial, desenvolvido pelo Instituto Nacional de Estatística e da Direcção-Geral de Energia e Geologia, avaliou o consumo médio de energia elétrica, por agregado familiar, em Portugal, em 3673 kWh/ano [23], que é de cerca de 10 kWh/dia. Para ter um nível de geração suficiente para garantir este consumo médio de energia, o sistema PV foi projetado com o software PVSyst [33], a fim de alcançar um nível mínimo geração de 3673 kWh/ano, considerando as condições de radiação solar em Coimbra. O sistema PV criado, tem uma potência total de 2,4 kWp e é constituído por 2 filas de 5 painéis (cada painel com 240 Wp) em série.

Foi previamente estudado que para garantir um bom nível de geração e correspondente consumo, é necessária uma capacidade de armazenamento de energia efetiva de 60% do consumo médio diário [29]. Foram utilizadas baterias de iões de lítio com uma capacidade de armazenamento de 9,31 kWh. No entanto, o valor padrão disponível no mercado é de 10,2 kWh, pelo que este foi o valor adotado.

Na **Tabela 5** [32], é possível verificar a simulação anual de diversos parâmetros como o consumo, a troca de energia com e sem armazenamento, bem como as suas reduções. Nesta tabela, os valores negativos significam que a energia foi fornecida pela rede à habitação, e os positivos a energia enviada a partir da casa para a rede. O valor negativo em Ebat diz respeito à energia anual armazenada na bateria e o valor positivo à energia fornecida pela bateria. Como pode ser

observado, com o armazenamento, foi possível reduzir em 75,98%, a energia enviada para a rede em 78,30% a energia consumida da rede, quando comparando-a com a situação sem armazenamento de energia.

Tabela 5 - Resultados da simulação anual [32]

Geração (kWh/ano)	Consumo (kWh/ano)	Trocas de energia sem armazenamento (kWh/ano)		E_{bat} (kWh/ano)		Trocas de energia com armazenamento (kWh/ano)		Redução (%)	
3701,2	3650	2179,0	-2140,4	1633,3	-1531,4	523,3	-463,4	75,9	78,3

Na **Tabela 6** é possível analisar a fatura energética anual (diferença entre o custo da energia consumida e as receitas devido à energia injetada na rede) com e sem sistema de armazenamento. Com o uso do sistema de armazenamento, a conta anual de energia diminui em 253.44 € (de 299,34 para 45,88 €), o que representa uma redução de 84.67%.

Tabela 6 – Fatura energética anual para os casos com e sem armazenamento de energia (armazenamento de PV e rede) [32]

Custos sem Armazenamento (€/ano)			Custos com Armazenamento (€/ano)			Redução de Custos (%/ano)		
Horas de Vazio	Fora do Vazio	H2G	Horas de Vazio	Fora do Vazio	H2G	Horas de Vazio	Fora do Vazio	H2G
128,34	252,58	-81,57	46,38	18,94	-19,44	63,86	92,50	-76,17
380,91			65,32			82,85		
299,34			45,88			84,67		

A **Tabela 7** apresenta a fatura de energia com e sem sistema de armazenamento, considerando uma estratégia que tinha como objetivo adicional garantir que o consumo de energia coincidia sempre com o período de vazio, quando o preço da energia é menor. Para conseguir isso, é necessário armazenar a energia da rede durante o período de vazio para ser utilizado durante o período fora de vazio. Assim, tal estratégia requer não só o armazenamento de energia do sistema PV, mas também o armazenamento de energia da rede. Como pode ser observado, adotando essa estratégia, não há custos associados ao consumo de energia no período fora de vazio, aumentando, portanto, a redução da fatura energética para 260.91 € (de 299,34 para 38,43 €), representando uma redução de 87,16% (mais 2,5% quando comparado com a estratégia sem armazenamento de energia a partir da rede).

Tabela 7 - Conta de energia anual para os casos com e sem armazenamento de energia (armazenamento PV e na rede) [32]

Custos sem Armazenamento (€/ano)			Custos com Armazenamento (€/ano)			Redução de Custos (%/ano)		
Horas de Vazio	Fora do Vazio	H2G	Horas de Vazio	Fora do Vazio	H2G	Horas de Vazio	Fora do Vazio	H2G
128,34	252,58	-81,57	57,87	0	-19,44	54,91	100	76,17
380,91			57,87			84,81		
299,34			38,43			87,16		

Capítulo 4

Simulador EMSURE em Matlab-Simulink

O modelo de simulação utilizado no desenvolvimento desta dissertação foi o modelo desenvolvido em [4], no âmbito do projeto EMSURE – *Energy and Mobility for Sustainable Regions*, enquadrado na Iniciativa Energia para a Sustentabilidade da Universidade de Coimbra. Este projeto criou um modelo de simulação computacional no ambiente Matlab-Simulink® capaz de reproduzir o funcionamento de um sistema de armazenamento acoplado a um gerador fotovoltaico, numa habitação, e estudar as trocas com a rede.

O sistema considerado no modelo que está representado na **Figura 7**, encontra-se a alimentar uma carga, neste caso uma habitação. Este é constituído por um painel fotovoltaico que está ligado a um conversor *boost* de modo a conseguir elevar o nível de tensão à saída do painel. Por sua vez, ambos estão ligados a uma bateria de iões de lítio e um conversor DC-DC bidirecional de modo a controlar o nível de tensão da bateria. Por fim, este conjunto está ligado à rede através de um inversor bidirecional.

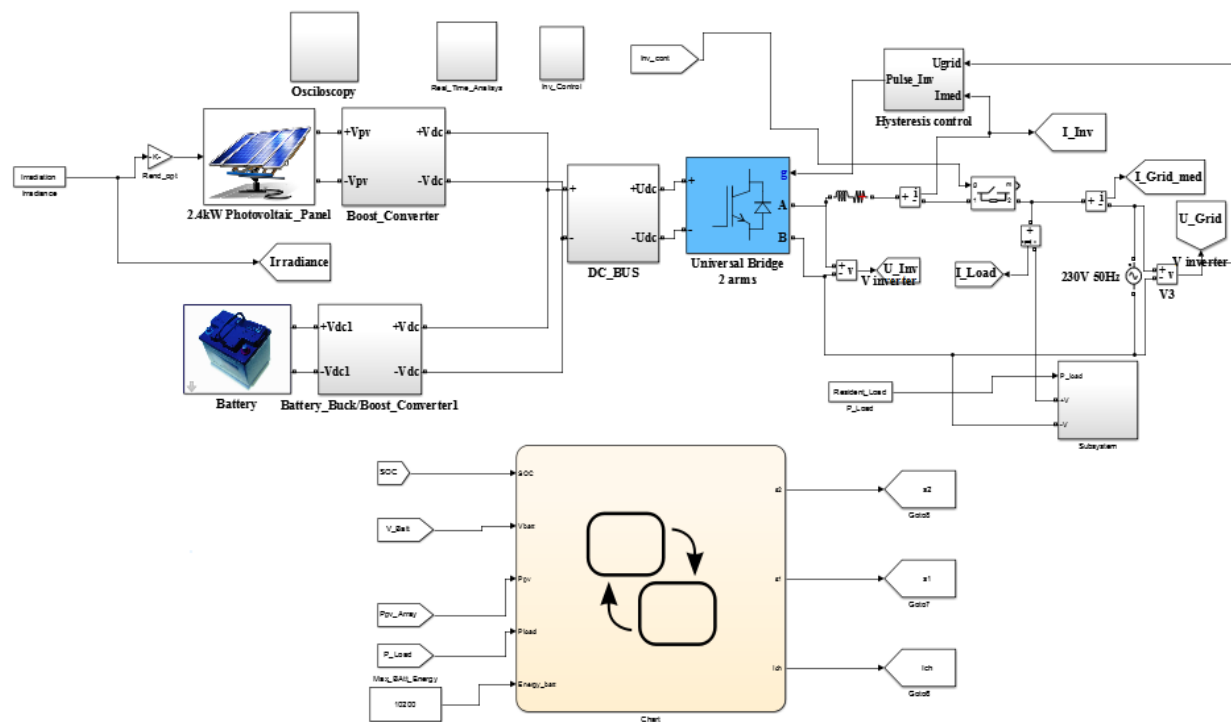


Figura 7 - Sistema de simulação EMSURE, desenvolvido em Matlab-Simulink® [4]

4.1 – Simulação de Resultados

O software de simulação EMSURE_Real_Time_Analysis [34], **Figura 8**, permite ao utilizador analisar, em tempo real, o comportamento do sistema modelado em *Simulink* para assim, otimizar a utilização da energia solar fotovoltaica em conjunto com um sistema de armazenamento de energia em edifícios.

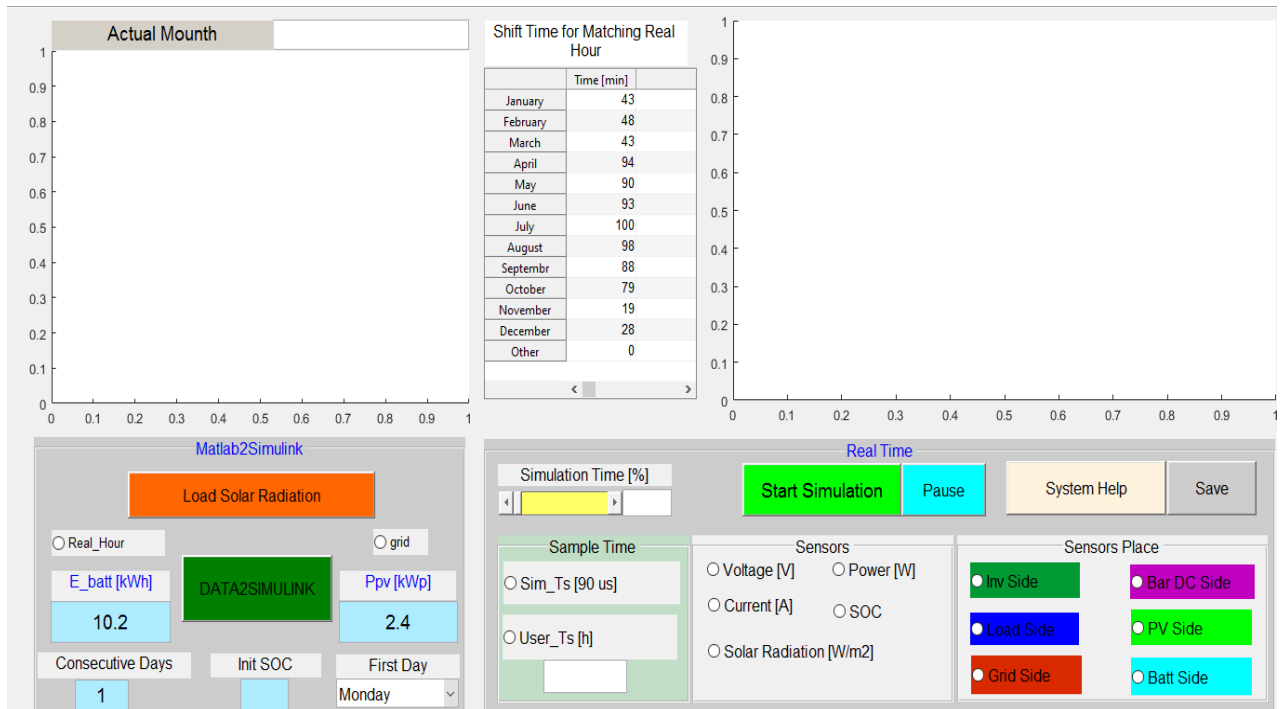


Figura 8 - EMSURE_REAL_TIME_ANALYSIS software [34]

Os dados de entrada do sistema (perfis de radiação e de carga) são fornecidos pelo utilizador como ficheiro Excel ou Matlab. O utilizador também pode seleccionar a potência nominal do painel fotovoltaico e a energia nominal da bateria. Como padrão, a interface apresenta os valores para o agregado familiar médio Português (painéis fotovoltaicos com 2,4 kWp e bateria com 10,2 kWh). É dada também a opção ao utilizador de escolher por quantos dias se quer efetuar a simulação e também o estado carga inicial da bateria. Para uma simulação sem bateria deve-se definir 0 kWh.

No final da simulação, é possível visualizar o comportamento de diferentes variáveis (tensão, corrente, radiação solar, potência ou estado de carga da bateria) em diversos pontos do sistema (do lado do inversor, carga, rede, barramento DC, painel fotovoltaico ou bateria).

É também importante referir que durante a simulação dos diferentes casos de estudo, foram detetados alguns erros no simulador. O mais relevante e que levou a alguns erros nos resultados finais, mas que foi posteriormente corrigido, estava relacionado com o caso em que a bateria

quando atingia o seu SOC (State of Charge) mínimo, ou seja 0.3, o sistema não estava a ir importar energia à rede para fazer face ao consumo da habitação, estando os valores de importação da energia à rede a ser claramente inferiores ao expectável.

4.2- Análise de Resultados

O software de análise dos resultados, EMSURE_Results_Analysis [35] (**Figura 8**) permite ao utilizador analisar os valores médios diários da geração PV, o consumo de energia, troca de energia entre a rede elétrica e o edifício para uma situação sem armazenamento de energia, assim como o perfil de trocas de energia para uma situação com armazenamento, que é assegurada pelo software EMSURE_Real_Time_Analysis (**Figura 9**).



Figura 9 - Resultados do mês de julho [35]

Este software ainda permite ver a evolução de diferentes variáveis do sistema, nomeadamente: corrente na bateria, tensão na bateria, estado de carga da bateria, fluxo de potência da rede, potência aos terminais dos painéis, radiação solar, diferença entre a potência aos terminais dos painéis e a potência pedida pela carga.

Capítulo 5

Casos de Estudo

5.1 - Dados de geração e consumo

Nos últimos anos tem-se assistido a um crescimento do consumo de energia no sector residencial, sendo este responsável por uma grande fatia no que diz respeito ao consumo de energia final.

Como visto anteriormente, um estudo desenvolvido pelo Instituto Nacional de Estatística e da Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), avaliou que em média, cada família em Portugal consome 3673 kWh/ano, o que dá cerca de 10 kWh/dia [23].

Os diagramas que se seguem, resultam dos dados do projeto REMODECE, o qual teve como referência os dados dos consumos das habitações da União Europeia (UE) [36], tendo depois sido adaptados para a realidade portuguesa (considerando o consumo médio das residências portuguesas e as taxas de posse dos diversos equipamentos). Na **Figura 10** está representado o perfil de carga de uma família média portuguesa para dias úteis e na **Figura 11** para fins de semana [37].

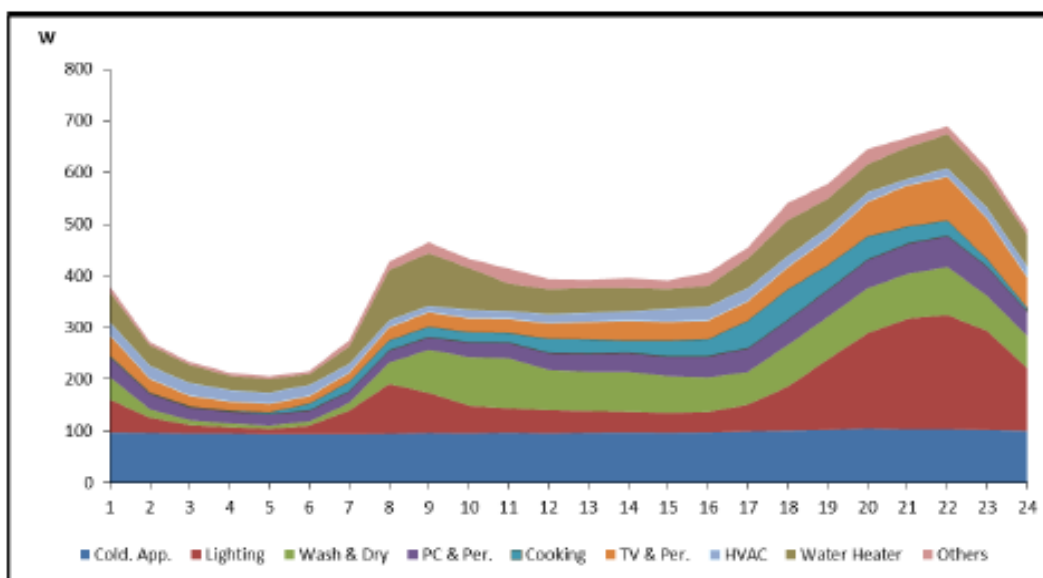


Figura 10 - Diagrama de cargas médio setor residencial (dia útil) em Portugal [38]

Através da **Figura 10** é possível observar um funcionamento ininterrupto dos equipamentos de frio doméstico, a utilização do ar condicionado e da utilização dos outros equipamentos com base

nas rotinas e preferências dos consumidores. Durante o dia, possivelmente pela ausência de pessoas na habitação, a carga é mais constante, sendo que ao final da tarde começa a existir um pico no consumo de energia, sendo seguido por um decréscimo acentuado durante a noite. Através da análise destas informações é possível avaliar a que horas do dia cada equipamento tem a sua utilização e desta forma determinar quando é que se registam maiores desequilíbrios entre os perfis de geração e de consumo.

Na **Figura 11** observa-se que alguns equipamentos, mais propriamente os equipamentos para cozinha, tem uma utilização superior ao fim-de-semana, sendo que para o resto dos equipamentos não se verificam alterações significativas na sua utilização.

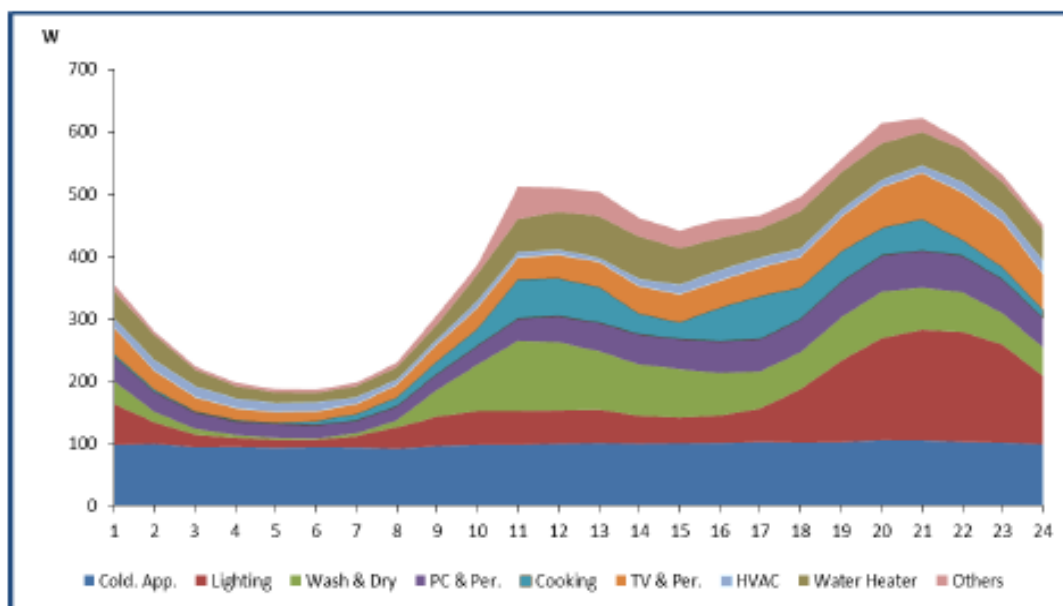
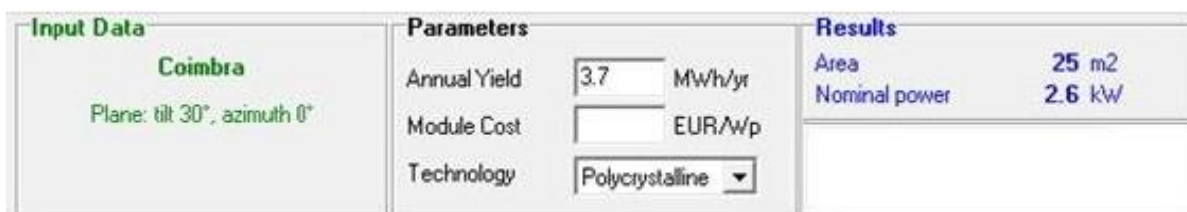


Figura 11 - Diagrama de cargas médio setor residencial (fim de semana) em Portugal

5.2 - Dimensão do Armazenamento do sistema PV considerado

Em [18] foi utilizado o programa *PVSyst* para dimensionar um sistema PV, sem armazenamento de energia, capaz de assegurar 25%, 50%, 75% e 100% do consumo total de energia, tendo em conta o consumo médio de eletricidade por agregado familiar em Portugal de 3673 kWh/ano. Foi seleccionada a localização do projeto para a cidade de Coimbra, tendo o *PVSyst* fornecido os dados relativos dos níveis de radiação na cidade, inclinação ótima dos painéis e azimute solar.

No passo seguinte da simulação, verificou-se que para assegurar uma produção de 100% do consumo de 3673 kWh/ano seria necessária uma área de 25 m² para os painéis solares e uma potência nominal do sistema PV de 2,6 kW, como se pode observar pela **Figura 12**.



Input Data	Parameters	Results
Coimbra Plane: tilt 30°, azimuth 0°	Annual Yield: 3.7 MWh/yr Module Cost: EUR/Wp Technology: Polycrystalline	Area: 25 m ² Nominal power: 2.6 kW

Figura 12 - Interface (parcial) do PVsyst: área necessária para implementar os painéis e potência nominal total

Na **Tabela 8** estão representados os resultados da simulação, a qual, foi repetida para assegurar 25%, 50% e 75% do consumo médio anual dos 3673 kWh/ano de energia elétrica consumida [18].

Tabela 8 - Valores da simulação da geração anual dos vários cenários [18]

Percentagem do consumo assegurado pelo sistema PV (Simulação)	100%	75%	50%	25%
Geração (kWh)	3633	2753	1756	877
Área do Projeto (m ²)	20	15	10	5
Potência nominal do sistema PV (kW)	2,64	1,98	1,32	0,66

Estudos anteriores indicam que para garantir um bom nível de geração e correspondente consumo, é necessária uma capacidade de armazenamento de energia efetiva de 60% do consumo médio diário [30]. Logo, para o agregado familiar médio Português a capacidade efetiva necessária do sistema de armazenamento de energia é de cerca de 6 kWh. Além disso, para evitar uma degradação rápida das baterias, o *State Of Charge* (SOC) não deve ser inferior a 30% (aumentando a capacidade necessária para 8,57 kWh).

A tecnologia de armazenamento selecionado foi uma bateria de iões de lítio, devido à sua alta eficiência de carga e descarga, a longa vida, diminuição da auto-descarga e elevada densidade de energia (resultando numa menor necessidade de área, que poderia ser uma restrição importante em edifícios). Considerando o uso de baterias de iões de lítio com uma eficiência de 92% (ciclo de carga-descarga), a capacidade de armazenamento mínima necessária é de 9,31 kWh. No entanto, o valor padrão disponível no mercado é de 10,2 kWh. Portanto, para atingir um nível ZEB num edifício residencial médio, foi considerado o uso de um sistema fotovoltaico com 2,4 kWp e um sistema de armazenamento de energia de baterias de iões de lítio com 10,2 kWh.

De seguida, e recorrendo ao raciocínio anterior, para um consumo e potência dos painéis fotovoltaicos fixos, alterou-se capacidade de armazenamento da bateria. A **Tabela 9** apresenta os

diferentes cenários de armazenamento considerados, para assegurarem 30%, 60%, 80% e 100% da capacidade efetiva para um consumo médio de eletricidade por agregado familiar de 3673 kWh/ano.

Posteriormente, e após a análise efetuada aos quatro cenários, achou-se interessante introduzir um cenário com uma percentagem inferior a 30%, pelo que à **Tabela 9** foi introduzido um cenário com 15% da capacidade de armazenamento efetiva.

Tabela 9 - Capacidade efetiva do sistema PV para diferentes cenários de estudo

Percentagem de capacidade de armazenamento de energia efetiva face ao consumo médio diário (%)	15%	30%	60%	80%	100%
Capacidade efetiva dos sistemas de armazenamento de energia (kWh)	2,34	4,66	9,31	12,42	15,53
Valores standard das baterias disponíveis no mercado (kWh)	2,4	5,12	10,24	12,8	16,64

Também, após a análise destes cinco cenários, achou-se interessante considerar um cenário onde a habitação apresentasse o dobro do consumo, passando este a ser de 7346 kWh/ano, assim como o dobro da geração fotovoltaica (mantendo assim um nível ZEB), sendo o valor da mesma para este caso de estudo de 4,8 kWp. Optou-se por escolher os cenários de 15% e 30% de capacidade de armazenamento de energia efetiva face ao novo consumo, obtendo sistemas de armazenamento de 5,12 kWh e 10,24 kWh, respetivamente.

Capítulo 6

Trocas de Energia com a Rede

Neste capítulo serão analisadas as trocas de energia com a rede para os cenários referidos no Capítulo 5.

Para os cinco casos, foram simulados todos os meses do ano, tendo cada simulação sido iniciada no mês de julho. A simulação foi executada no software desenvolvido no projeto EMSURE [4] em Matlab-Simulink® onde foram considerados os valores médios de consumo de uma habitação média Portuguesa, os valores médios de radiação para o mês em análise e 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 (o seu valor mínimo), tendo os valores obtidos após a simulação sido extrapolados de forma a calcular o valor inicial do *SOC* da bateria no mês seguinte. Por fim, os resultados obtidos foram compilados e analisados detalhadamente, como será apresentado nas secções seguintes.

6.1 – State Of Charge (Estado de Carga)

Nesta secção são analisadas as variações do SOC ao longo de 7 dias de cada mês, conforme as simulações feitas previamente. Os resultados estão representados nas **Figura 13, 14 e 15**. Estas figuras dizem respeito apenas aos meses de julho (maior radiação solar), janeiro (menor radiação) e abril (radiação intermédia), respetivamente, sendo que os gráficos que dizem respeito ao SOC dos restantes meses, assim como os gráficos que dizem respeito às trocas de energia com a rede se encontram no Apêndice B.

No Apêndice C encontram-se os valores que dizem respeito ao SOC para o caso dos 15%, que como dito atrás, foi adicionado após executar as simulações para os outros quatro casos de estudo.

Analisando os gráficos obtidos para variação do *SOC*, mês a mês, observa-se que nas quatro baterias, devido às diferentes capacidades das mesmas, se registam resultados diversos, sendo que esses resultados são expressos por gráficos em que o eixo das ordenadas representa o SOC das baterias e o eixo das abcissas o número de dias.

Começando pelo mês de maior radiação solar (julho), apresentado na **Figura 13**, a partir do segundo dia já as quatro baterias atingiram o SOC máximo, repetindo-se essa mesma situação para os restantes dias do mês, o que irá exigir que alguma da energia produzida não possa ser armazenada, havendo por isso a necessidade de enviar o excesso de energia produzida para a rede.

É também visível que o período de tempo em que as baterias se encontram no SOC máximo vai diminuindo com o aumento da capacidade das mesmas. Para além disso, é importante referir que para o caso da bateria de menor capacidade, esta irá também atingir todos os dias o seu SOC mínimo de 0.3, originando assim uma necessidade de importar também energia da rede de forma a satisfazer as necessidades da habitação.

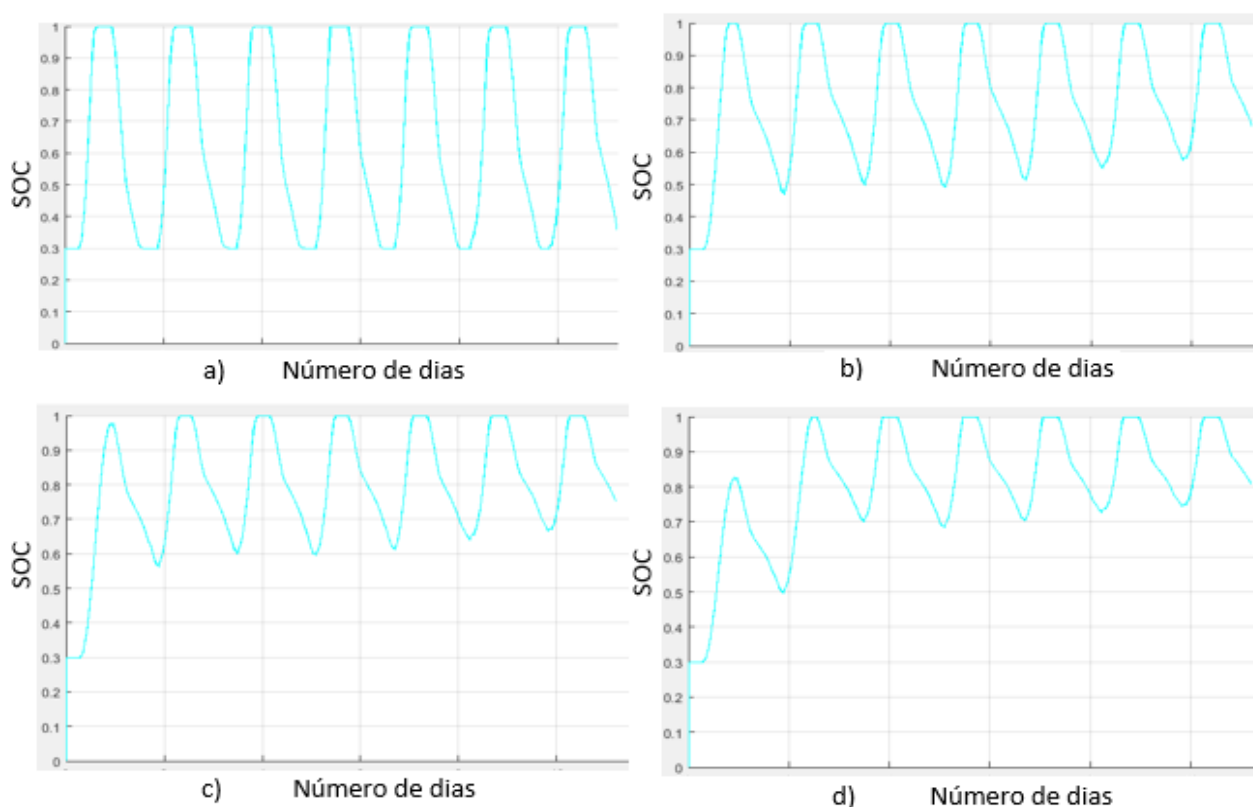


Figura 13 – Variação do SOC no mês de julho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

Para o mês de menor radiação solar (janeiro), representado na **Figura 14**, o valor do SOC da bateria de menor capacidade (5,12 kWh) é, de uma forma geral, superior a todas as outras baterias, estando mesmo, por certos instantes, perto de 100% da sua capacidade, o que levaria à necessidade de injetar o excesso da energia produzida à rede.

Para os 4 casos verifica-se que por longos períodos de tempo as baterias irão apresentar o seu SOC mínimo (0,3) o que irá originar uma elevada necessidade de adquirir energia proveniente da rede

para conseguir manter o valor do SOC mínimo, assim como satisfazer as necessidades da habitação.

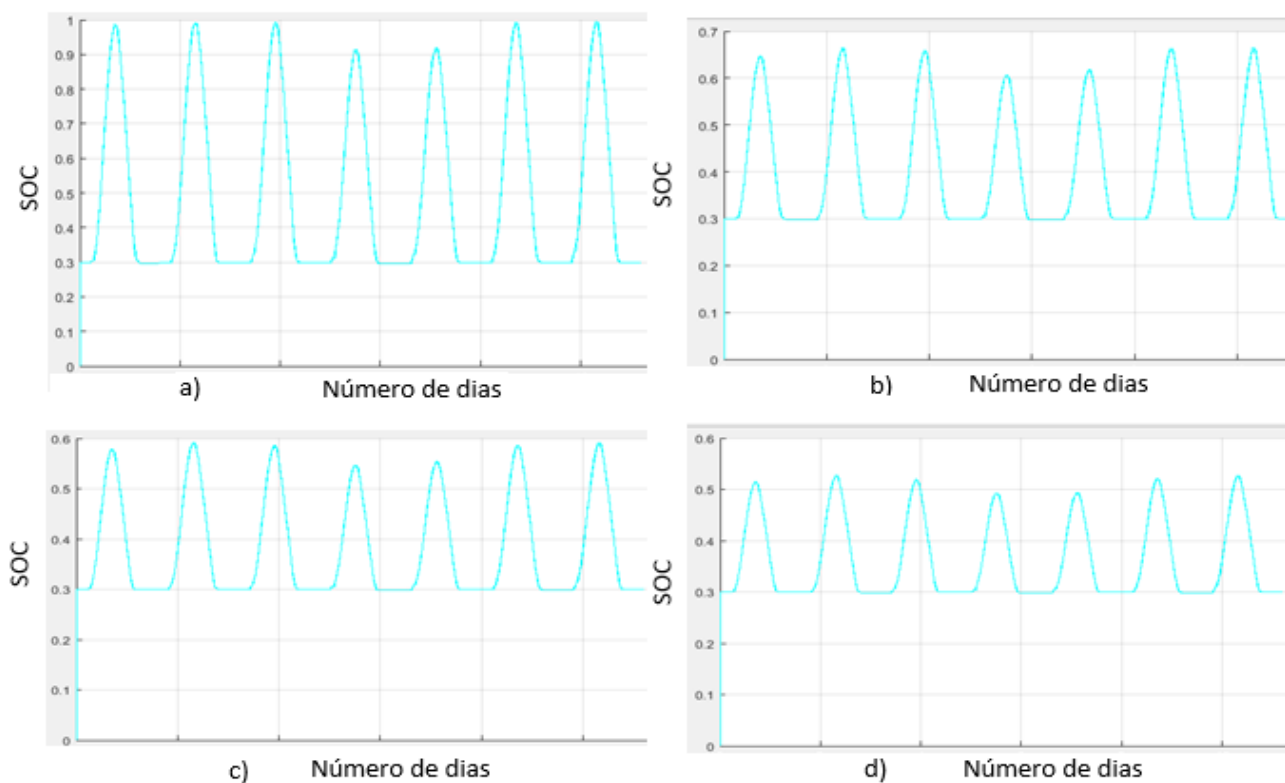


Figura 14 - Variação do SOC no mês de janeiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

Por fim, foi também analisada uma situação intermédia de radiação (abril), representada na **Figura 15**, onde se constatou que, mais uma vez, as baterias de 5,12kWh e 10,24kWh, devido às menores capacidades, atingem o SOC máximo no primeiro dia do mês, enquanto que as baterias de 12,8kWh e 16,64kWh só atinge o seu máximo valor para o estado de carga após alguns dias. No que diz respeito ao SOC mínimo, este é atingido apenas pela bateria de menor capacidade, o que, tal como no caso do mês de janeiro irá implicar a necessidade de importar energia da rede por certos instantes, ao contrário das outras 3 baterias, as quais nunca atingem o estado de carga mínimo.

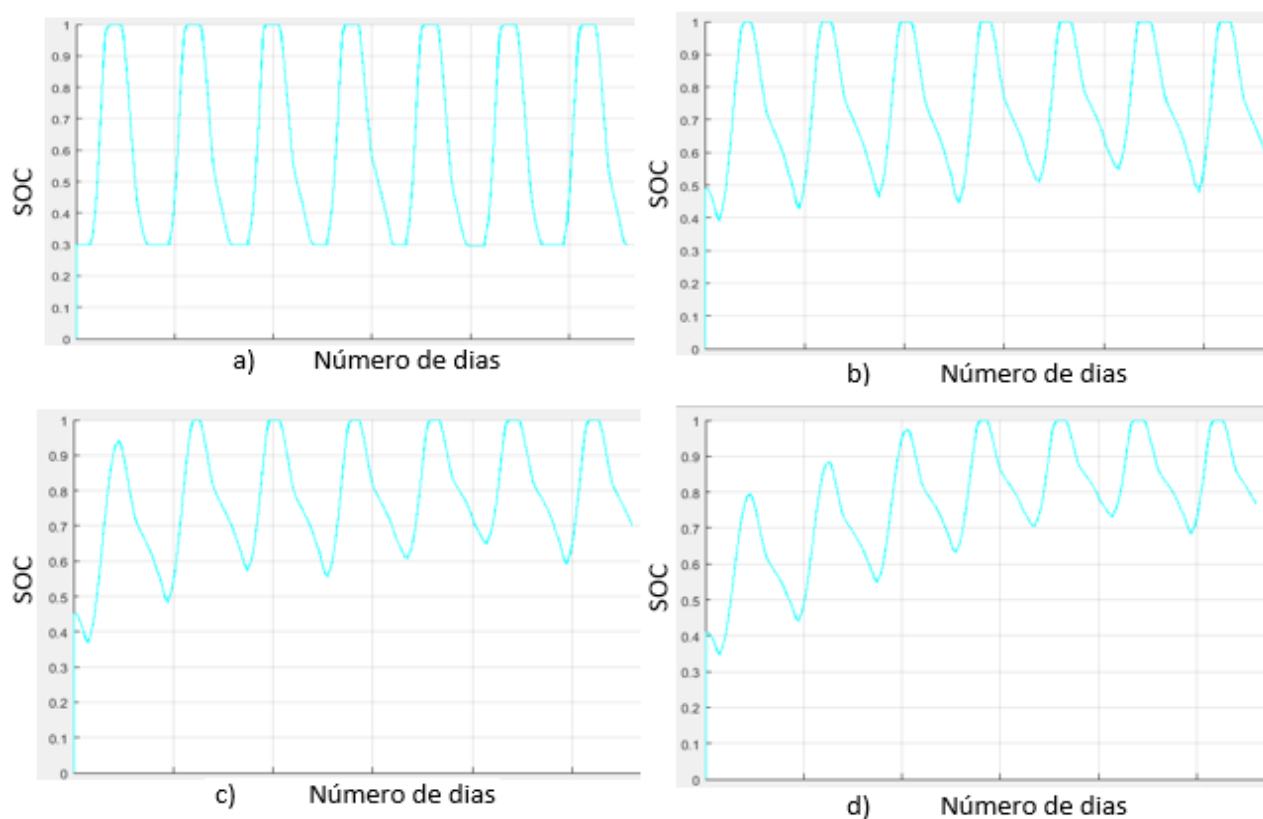


Figura 15 - Variação do SOC no mês de Abril; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

6.2 – Análise das trocas de energia com a rede

Com a adoção destes sistemas de armazenamento de energia em habitações é possível armazenar o excesso de produção dos painéis fotovoltaicos gerado nas horas de maior radiação, podendo essa mesma energia ser posteriormente utilizada nas horas de maior consumo, e minimizando assim as trocas de energia entre a habitação e a rede.

Nas **Figura 16, 17 e 18**, são apresentados os valores das trocas de energia com a rede de uma habitação média portuguesa para um mês de maior radiação solar (julho), menor radiação solar (janeiro) e um mês intermédio (abril), para os 4 cenários de estudo.

É possível verificar que para o caso do mês de janeiro, representado na **Figura 16**, não existe o carregamento total das baterias, situação já referida na secção anterior, sendo que para os diferentes cenários, as trocas de energia entre a rede e a habitação são bastante semelhantes, havendo apenas ligeiras diferenças no que toca à importação de energia vinda da rede.

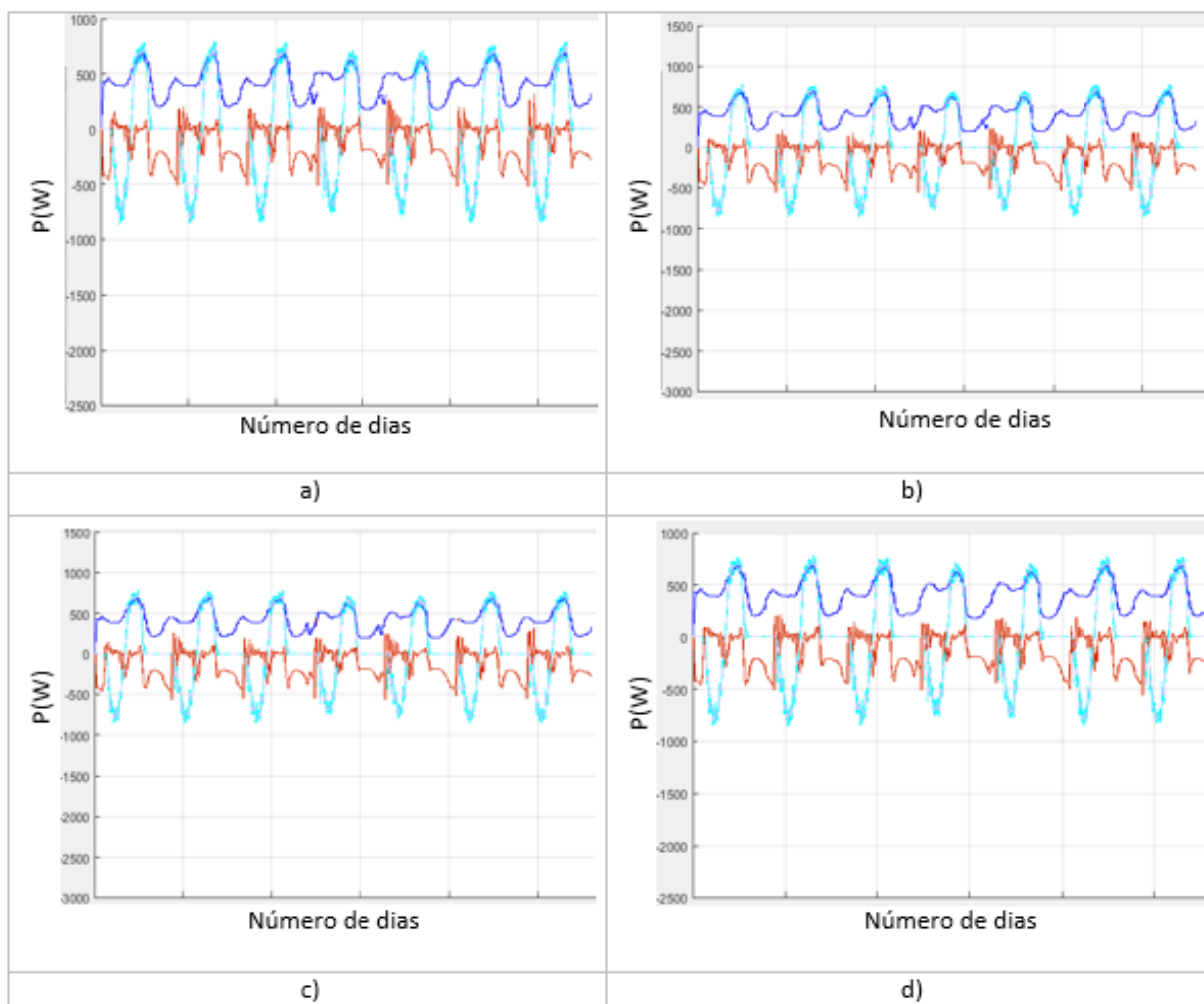


Figura 16 - Trocas de energia com a rede no mês de janeiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

Para o caso intermédio foi escolhido o mês de abril, o qual se encontra representado na **Figura 17**. Nesta imagem, é visível que devido à menor capacidade da bateria de 5,12 kWh, 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. As restantes baterias têm um comportamento bastante semelhante ao anterior, sendo que quanto maior capacidade das mesmas, menor energia será enviada para a rede, conseguindo armazenar-se maiores quantidades de energia, evitando-se assim um maior volume de trocas de energia.

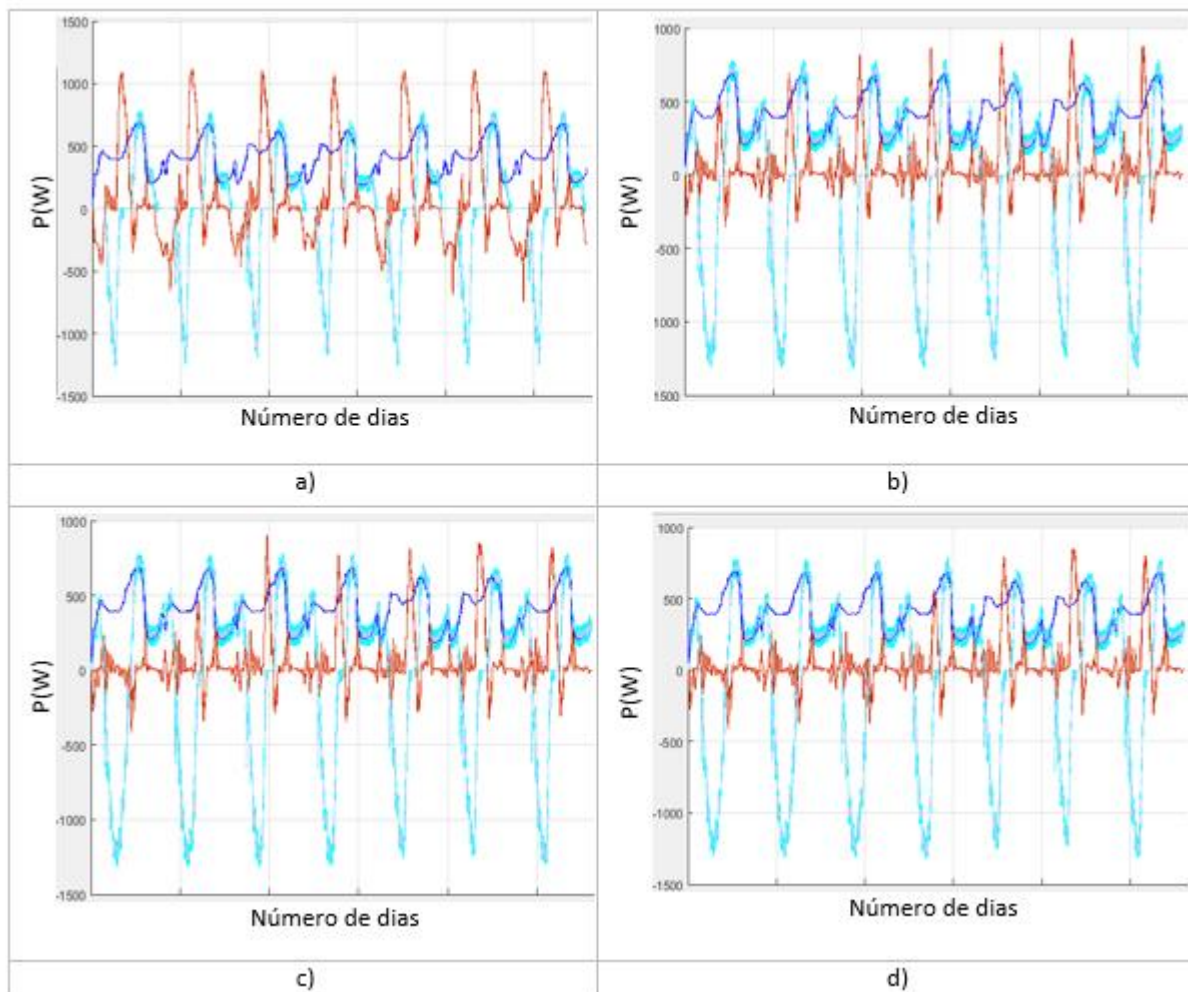


Figura 17 - Trocas de energia com a rede no mês de abril; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

Finalmente, no cenário de maior radiação solar (julho), apresentado na **Figura 18**, existe uma maior geração de energia elétrica por parte dos painéis fotovoltaicos, refletindo-se isso num rápido carregamento por parte das baterias. Para o mês de julho é também facilmente observável que existe uma menor potência da rede no cenário da bateria de 16,64 kWh, e um maior envio de energia para o caso de estudo da bateria de 5,12 kWh, pois esta atinge o seu SOC máximo muito rapidamente, tendo a necessidade de enviar o excesso da produção dos painéis fotovoltaicos para a rede.

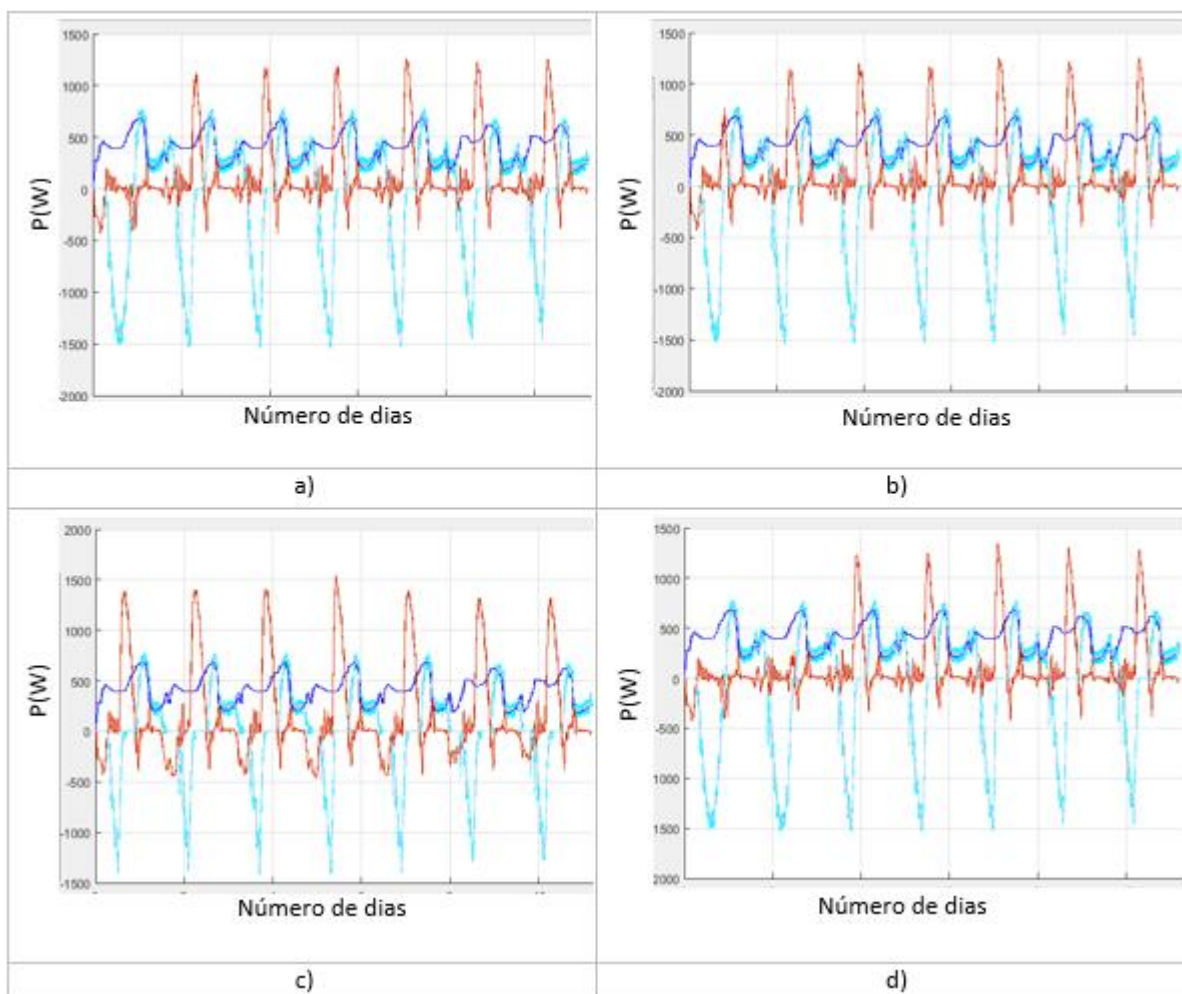


Figura 18 - Trocas de energia com a rede no mês de julho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

Na **Tabela 10** são apresentadas, com maior detalhe, as trocas de energia com a rede para 5 cenários diferentes, 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, sendo os dados de cada mês apresentados em Wh/dia, ao passo que os valores da geração anual são dados em kWh/ano. No que diz respeito aos valores das trocas de energia realizadas durante um ano, analisando a **Tabela 10**, verifica-se que existe um envio de energia para a rede nos meses de maior radiação, sendo que quanto menor a capacidade das baterias, mais energia é enviada para a rede, devido à incapacidade para armazenar o excedente de energia produzido pelo sistema fotovoltaico nestes meses. É também importante destacar que em alguns meses, como por exemplo para o mês de setembro, onde era expectável que o valor de energia enviada da habitação para a rede diminuísse com a diminuição das capacidades, essa tendência não se verifica na totalidade, pois

para o caso da bateria de 10,2 kWh enviou-se 1648,81 Wh/dia, para a bateria de 12,8 kWh enviou-se 1590,58 Wh/dia e para o caso de uma bateria de 16,64 kWh enviou-se 1628,38 Wh/dia para a rede. Tal fenómeno pode ser explicado analisando os gráficos dos SOC's neste mês onde se vê que as 3 baterias têm comportamentos bastante semelhantes ao longo dos diferentes dias, contudo pequenas variações nos SOC's iniciais das simulações (devido a evoluções diferentes nos meses anteriores) podem explicar esta diferença nos valores e assim contrariar o expectável.

Tabela 10 - Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2016, para os diferentes cenários de capacidade face ao consumo médio diário, 30% (5,12kWh), 60% (10,24kWh), 80% (12,8kWh), 100%(16,64kWh) e para um cenário sem armazenamento (H2G – Home to Grid; G2H – Grid to Home)

Mês	Geração (Wh/dia)		S/Armazenagem	Trocas com a rede (Wh/dia)				
				15%	30%	60%	80%	100%
Janeiro	6765.65	H2G	3540,09	1911,44	96,365	-	-	-
		G2H	7028,97	4872,63	3233,6	3204,56	3201,47	3219,1
Fevereiro	7090.37	H2G	3546,95	1894,07	85,73	-	-	-
		G2H	6670,98	4595,55	2924,93	2942,26	2920,6	2900,05
Março	10087.1	H2G	6192,46	4507,70	2690,66	-	-	-
		G2H	6060,78	3962,91	2160,55	92,3	102,22	100,47
Abril	11715.1	H2G	7330,69	5597,09	3757,38	1883,10	1508,68	1013,37
		G2H	5483,33	3442,04	1720,93	-	-	-
Maio	11727.1	H2G	7034,04	5322,52	3406,61	2031,33	2078,69	2066,15
		G2H	5169,74	3105,95	1376,49	-	-	-
Junho	13034.2	H2G	8147,99	6378,57	4541,93	3301,39	3293,10	3292,8
		G2H	4895,39	2941,42	1261,81	-	-	-
Julho	13619.9	H2G	8808,18	7021,86	5236,94	3521,65	3171,96	2836,37
		G2H	4965,62	3014,64	1306,15	146,79	146,79	146,79
Agosto	13531.5	H2G	9036,58	7215,95	5463,36	3973,39	4024,74	3988,58
		G2H	5297,01	3255,66	1451,85	-	-	-
Setembro	11254.5	H2G	7145,54	5478,32	3544,36	1648,81	1590,58	1628,38
		G2H	5939,14	3838,09	2016,33	-	-	-
Outubro	8934.04	H2G	5220,29	3555,76	1682,23	1,408	103,19	107,95
		G2H	6422,48	4261,44	2502,76	774,13	468,42	60,30
Novembro	5779.18	H2G	2682,55	1060,46	-	-	-	-
		G2H	7183,54	5070,04	4151,95	4081,15	4062,91	4087,12
Dezembro	5253.88	H2G	2249,24	642,23	-	-	-	-
		G2H	7309,72	5130,02	4610,07	4623,98	4618,82	4636,12
Geração Anual (kWh/ano)	3619,51	H2G	2163,05	1543,97	933,572	500,36	482,51	457,01
		G2H	2201,71	1443,12	872,31	484,80	468,33	456,86
Total de trocas de energia (kWh/ano)			4364,76	2987,09	1805,89	985,16	950,84	913,87

É importante ressaltar, no que diz respeito à energia importada da rede para a casa, que esta ocorre nos meses de menor radiação solar, em que o valor máximo do SOC não é atingido, ao contrário do SOC mínimo, no qual as baterias se apresentam por largos períodos de tempo. Para alguns

meses de inverno, como se pode ver por exemplo para o mês de janeiro, para as baterias de menor capacidade, o SOC máximo ainda é atingido e envia-se alguma energia para a rede, contudo durante grande parte do tempo, há uma necessidade de consumir energia da rede de forma a preservar o SOC mínimo das baterias que é 30% do SOC máximo.

Para meses intermédios, como por exemplo março, como é possível verificar na **Tabela 10**, as baterias de menor capacidade atingem o SOC máximo pelo que há necessidade de enviar energia para a rede. Contudo, verifica-se que para as baterias de 10,2 kWh, 12,8 kWh e 16,64 kWh o SOC máximo nunca será atingido, não originando injeção de energia na rede, e o SOC mínimo será atingido por um curto período de tempo que irá originar uma pequena importação de energia da rede para fazer face ao consumo da carga. Essas pequenas importações da rede não respeitam a tendência esperada que com o decréscimo da capacidade das baterias se importasse menos energia da rede. Contudo, também aqui, essas variações entre os 3 casos são muito pequenas, pelo que facilmente se justificam pelo facto de as simulações, de cada mês em específico, terem sido iniciadas com SOC's diferentes, originando ligeiras diferenças nos períodos em que as baterias atingem o SOC mínimo.

No que diz respeito aos totais da energia importada pela habitação para fazer face às suas necessidades de consumo pode-se verificar que esta vai descer consoante o aumento da capacidade das baterias, sendo que para a bateria de menor capacidade (2,4 kWh) irá ser necessário importar 1443,12 kWh/ano, enquanto que a bateria de 16,64 kWh já só importa 456,86 kWh/ano.

Já para o caso da energia enviada da habitação para a rede, nas horas de excesso de produção fotovoltaica, como seria de esperar, esse valor irá decrescer com a diminuição da capacidade das baterias sendo de 1543,97 kWh/ano para a bateria de 15% (2,4 kWh), diminuindo até 457,01 kWh/ano para o caso da bateria de 100% (16,64 kWh). Estes valores traduzem-se num total de trocas de energia, que vai desde aproximadamente 2987,09 kWh/ano (cenário da bateria de menor capacidade) até 913,87 kWh/ano (bateria de maior capacidade).

A **Tabela 11** permite observar que com a utilização dos sistemas de armazenamento propostos, conseguiu-se obter uma redução anual nas trocas de energia que varia desde 31,57% até aproximadamente 79,06%, quando comparado com o caso sem armazenamento. Além disso, permite verificar que com o aumento da capacidade das baterias, a quantidade de energia gerada que será enviada para a rede (H2G) irá diminuir, enviando-se para a rede cerca 59,76% para um caso sem armazenamento, diminuindo esse valor para 42,66% para o caso de uma bateria de 2,4 kWh e 12,63% para a bateria de 16,64 kWh.

Por fim, a percentagem de energia que é necessário importar da rede para satisfazer os consumos da habitação dá-se principalmente nos meses de menor radiação, quando o SOC da bateria se encontra no valor mínimo considerado, sendo que este valor irá diminuir desde 59,94% para o caso sem armazenamento, para apenas 12,44% no caso da bateria de 16,64 kWh de capacidade.

Tabela 11 - Redução anual das trocas de energia com sistemas de armazenamento; Percentagem das trocas da energia H2G e G2H face à geração e consumo, respetivamente

	0%	15%	30%	60%	80%	100%
Redução das trocas de energia face ao cenário sem armazenamento	-	31,57%	58,63%	77,43%	78,22%	79,06%
Percentagem da energia enviada para a rede em relação à geração	59,76%	42,66%	25,79%	13,82%	13,33%	12,63%
Percentagem da energia pedida à rede em relação ao consumo	59,94%	39,29%	23,74%	13,20%	12,75%	12,44%

Posteriormente, como já foi referido, adicionou-se um caso de estudo com o dobro do consumo da habitação, assim como o dobro da geração, sendo que os resultados para estes cenários se encontram disponíveis mais detalhadamente no Apêndice D. Para este caso obteve-se uma geração anual de 7253,85 kWh/ano, assim como um total de trocas de energia com a rede de 5757,05 kWh/ano para o caso de 15% (bateria de 5,12 kWh) e de 3581,21 kWh/ano para o caso de 30% (bateria de 10,24 kWh). Para este caso verificou-se que face ao cenário sem armazenamento, conseguiu-se obter uma maior redução nas trocas de energia, sendo estas de 34% para o cenário da bateria de 15%, enquanto que para o caso de 30% a redução foi de 59%.

Como conclusão prévia, é possível afirmar que do ponto de vista técnico, a utilização deste tipo de sistemas nas habitações que utilizam o fotovoltaico como forma de obtenção de energia é vantajosa, devido às reduções de troca de energia com a rede obtidas, sendo que no próximo capítulo irá ser realizada a análise económica para este tipo de soluções.

Capítulo 7

Avaliação Económica

As vantagens inerentes a um regime de autoconsumo face à compra da energia à rede elétrica e da injeção da energia gerada na rede, traduz-se numa redução dos fluxos de energia entre a rede e a habitação, assim como uma diminuição das perdas do sistema, com possível impacto na geração, transporte e distribuição de energia.

Na realização desta secção foi considerada a tarifa atual de autoconsumo, a qual é uma tarifa de *net-biling* [39].

Na **Tabela 12**, é possível analisar os consumos e a quantidade de energia injetada na rede, sendo que estes valores serviram de base para analisar economicamente todos os cenários estudados no capítulo 6. É importante notar que o simulador utilizado, tem implementado uma estratégia de controlo que assegura que toda a energia proveniente da rede é comprada em horas de vazio, sendo o consumo nas horas fora de vazio nulo.

Tabela 12 - Custo anual da energia com aplicação dos sistemas de armazenamento apresentados no capítulo 6 e do sistema fotovoltaico base

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	0,1259	0,2437	2162,3	-0,03546	352,19
Bateria (2,4 kWh) 15%	1443,12	0	0,1259	0,2437	1543,97	-0,03546	126,94
Bateria (5,12kWh) 30%	872,31	0	0,1259	0,2437	933,57	-0,03546	76,72
Bateria (10,24kWh) 60%	484,80	0	0,1259	0,2437	500,36	-0,03546	43,29
Bateria (12,8kWh) 80%	468,33	0	0,1259	0,2437	482,51	-0,03546	41,85
Bateria (16,64kWh) 100%	456,86	0	0,1259	0,2437	457,01	-0,03546	41,31

O custo anual é obtido através da equação (2).

$\text{Custo Anual}(\text{€}) = CV * PHV + CFC * PFV - IR * PI$	(2)
-----------------------------------------------------------------	-----

Em que:

- *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 durante 2016;

A **Tabela 12**, apresenta o custo total para os diferentes casos de estudo abordados no capítulo 6. É possível verificar que a bateria de 16,64 kWh, é a que apresenta um custo anual mais baixo (41,31€), pois esta é a bateria que menos energia importa da rede, traduzindo-se desta forma em menores despesas. No que toca às restantes baterias de 12,8 kWh, 10,24 kWh, 5,12 kWh e 2,4 kWh estas apresentam custos anuais de 41,85€, 43,29€, 76,72€ e 126,94€, respetivamente.

Desse modo, recorrendo a previsões de custos de armazenamento [7][40], estimou-se um custo de bateria em 300 €/kWh, (ao qual se acrescentou um custo adicional de 15% para o sistema BMS (*Battery Management System*)) o qual irá controlar os ciclos de carga e descarga da bateria, fundamental para o sucesso do sistema de armazenamento. Por fim, considerou-se que os sistemas fotovoltaicos, assim como o respetivo inversor, já estavam instalados, sendo a sua substituição desnecessária.

Estes custos foram obtidos considerando um custo anual de operação e manutenção de 1% do custo inicial dos mesmos, pois após todo o sistema se encontrar a funcionar, as baterias não requerem grandes cuidados de operação e manutenção.

Na **Tabela 13** é apresentado o benefício obtido através da diferença entre o custo anual da energia para cada caso de estudo e o custo anual para o caso base de uma habitação média portuguesa com uma instalação fotovoltaica, sem armazenamento. A taxa de juro aplicada foi definida como 5% [41].

Tabela 13 - Custos e benefícios totais de cada um dos casos de estudo (2017).

Cenário	Custo do sistema (€)	Custo de operação e manutenção (€)	Benefício (€)	Juro
Bateria (2,4kWh) 15%	828	8,28	225,30	5%
Bateria (5,12kWh) 30%	1766,4	17,66	275,52	5%
Bateria (10,24kWh) 60%	3532,8	35,33	308,94	5%
Bateria (12,8kWh) 80%	4416	44,16	310,38	5%
Bateria (16,64kWh) 100%	5740,8	57,41	310,92	5%

7.1 – VAL e Payback

Após a determinação dos montantes anuais de poupança obtidos para cada uma das baterias, o passo seguinte deste estudo passa por analisar a viabilidade económica da instalação. O cálculo do VAL (Valor Atual Líquido) pode ser obtido pela equação (3), e este tem por objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus *cash-flows*. Como qualquer investimento, este apenas gera *cash-flows* no futuro e é necessário atualizar o valor de cada um desses *cash-flows* e compará-los com o valor do investimento. Com a atualização desses *cash-flows* é utilizada uma taxa de juro. Por fim, se o valor do investimento for inferior ao valor atualizado dos *cash-flows*, o VAL é positivo o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva.

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (3)$$

Em que:

- CF_i - *Cash-flow* no ano i ;
- t - Taxa de juro;
- 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*, sendo este dado pela equação (4):

$$\text{payback} = p + \frac{CF_p}{CF_p - CF_{p+1}} \quad (4)$$

Em que:

- 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 $p+1$.

Tendo em conta que todas as baterias são novas e apresentam a mesma tecnologia, foi considerado um sistema de armazenamento com 4200 ciclos e assumiu-se que estas baterias realizam um ciclo diário. Dividindo o número de ciclos por 365 dias que um ano tem, conclui-se que a vida útil destas baterias é de aproximadamente 11,51 anos.

Na **Tabela 14** encontram-se representados os valores do VAL e do *payback* para os diferentes casos de estudo conforme os preços praticados em 2017.

Tabela 14 - VAL e payback para os diferentes cenários (2017).

Cenário	VAL (€)	Payback (anos)
Bateria (2,4kWh) 15%	1161,5	4,18
Bateria (5,12kWh) 30%	659,9	7,98
Bateria (10,24kWh) 60%	-825,9	17,71
Bateria (12,8kWh) 80%	-1704,1	26,22
Bateria (16,64kWh) 100%	-3035,9	45,6

Analisando os resultados obtidos na **Tabela 14**, é possível verificar que apenas para o caso das baterias de 2,4 kWh e de 5,12 kWh, o investimento é rentável, pois estes sistemas apresentam um VAL de 1161,5€ e 659,94€, e um *payback* de 4,18 anos e 6,57 anos, respetivamente. Para os outros três casos de estudo, estes apresentam um valor negativo de VAL pois as receitas originadas por estes sistemas não chegam para recuperar o investimento feito antes do fim da vida útil, sendo também apresentado um hipotético *payback* para o caso de não se ter em conta a vida útil destas

baterias, onde se vê que os sistemas de 10,24 kWh, 12,8 kWh e 16,64 kWh levariam 17,71, 26,22 e 45,6 anos a pagar, respetivamente.

Contudo, as previsões dos custos de armazenamento apontam no sentido de uma rápida diminuição dos mesmos, devido ao crescente mercado associado aos veículos elétricos, sendo o custo previsto para baterias de iões de lítio em 2020 cerca de 175 €/kWh. Considerando os custos adicionais do sistema de gestão de bateria de 15%, o custo anual de operação e manutenção de 1% do custo inicial dos mesmos e a taxa de juro de 5%, o custo total projetado para 2020 é de cerca de 210 €/kWh. [7][39][42]

Na **Tabela 15** é apresentado novamente o VAL e o *payback* para os diferentes cenários em estudo, mas desta vez utilizando os valores das previsões para o custo destes sistemas de armazenamento para o ano de 2020. Analisando os resultados, verifica-se que para as projeções de 2020, os casos das baterias de 2,4 kWh, 5,12 kWh e 10,24 kWh apresentam-se como soluções rentáveis pois o valor dos seus *paybacks* (2,44 anos, 4,47 anos e 8,85 anos) é inferior ao valor estimado para a vida útil dessas baterias, sendo que para os casos da bateria de 12,8 kWh e 16,64 kWh apesar de ainda não ser rentável, já se obteve um decréscimo bastante grande no valor do *payback*, comparando com os valores de 2017 apresentados na **Tabela 14**.

Tabela 15 - VAL e *payback* para os diferentes cenários (2020).

Cenário	VAL (€)	Payback (anos)
Bateria (2,4kWh) 15%	1488,4	2,44
Bateria (5,12kWh) 30%	1357,3	4,47
Bateria (10,24kWh) 60%	568,8	8,85
Bateria (12,8kWh) 80%	-39,2	11,77
Bateria (16,64kWh) 100%	-769,6	17,22

Para o caso de estudo em que se duplicou o consumo da habitação, assim como a geração, o qual se encontra em maior detalhe no Apêndice D, verificou-se que face ao cenário sem armazenamento, a percentagem de energia trocada entre a rede e a habitação é menor. Comparando os valores destas trocas para o cenário de 15% (5,12 kWh) e para o cenário de 30% (10,24 kWh), com um hipotético cenário sem armazenamento, verificou-se que para o ano de 2017 se obtém VAL's positivos de 2225,7€ e 1314,7€, respetivamente, assim como *paybacks* de 4,48 anos e 7,99 anos.

Portanto, é possível concluir que o cenário mais favorável continua a ser o dos 15%, sendo que, contudo, quando comparados os cenários obtidos nesta simulação para os casos dos 15% e 30% com os respetivos cenários onde havia menor geração e consumo, os resultados obtidos são bastante semelhantes, não havendo alterações muito significativas.

7.2 – Análise de sensibilidade

Para se ter uma visão mais ampla do potencial económico, foi feita uma análise de sensibilidade para avaliar os benefícios económicos com diferentes taxas de juros e custos do sistema de armazenamento. A **Figura 19, 20, 21, 22 e 23** apresentam a análise de sensibilidade VAL com taxas de juros de 3%, 5% e 7%, considerando uma gama de preços do sistema de armazenamento que pode ir dos 100 aos 1000 €/kWh.

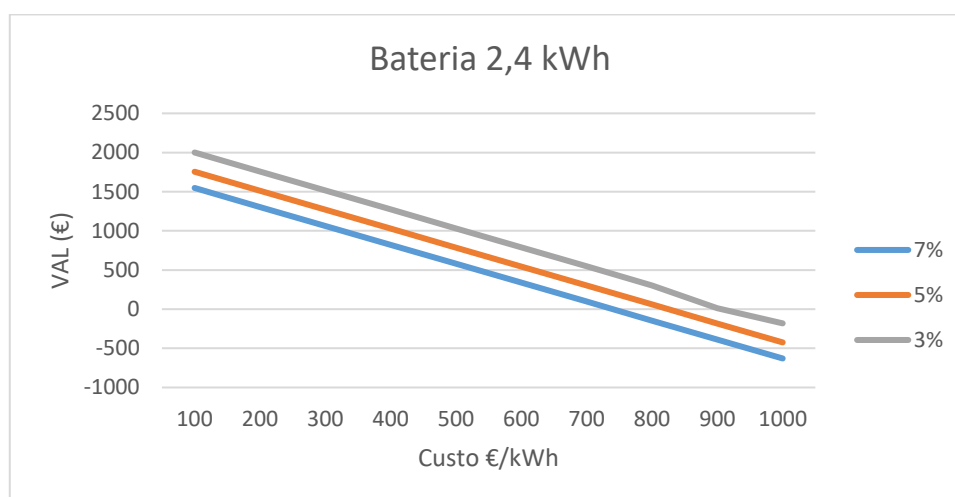


Figura 19 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.

Como pode ser observado **Figura 19**, para a bateria de menor capacidade (2,4 kWh), com uma taxa de juro de 3% ou 7%, é possível obter benefício económico com um custo para o sistema de armazenamento abaixo de 900 €/kWh e 725 €/kWh, respetivamente.

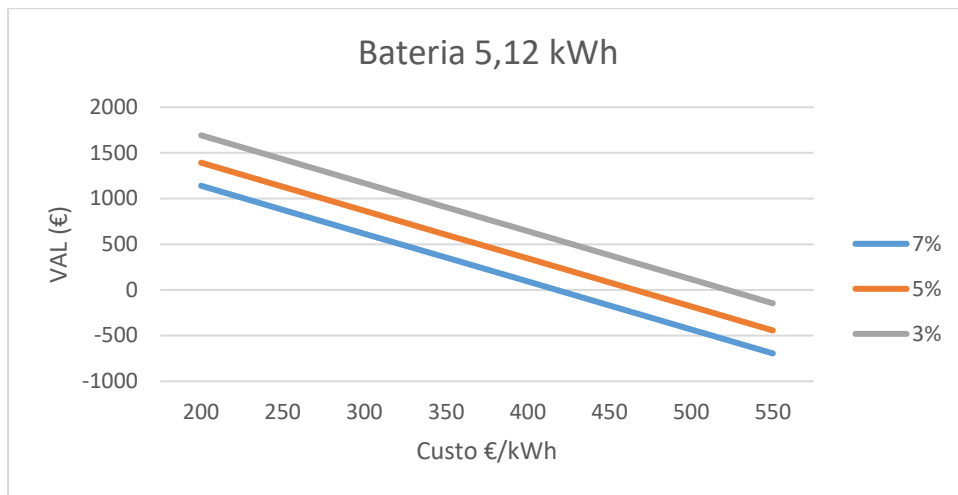


Figura 20 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.

Como pode ser visto na **Figura 20**, para a bateria com capacidade de 5,12 kWh, com uma taxa de juro de 3% ou 7%, é possível obter benefício económico com um custo para o sistema de armazenamento abaixo de 530 €/kWh e 400 €/kWh, respetivamente.

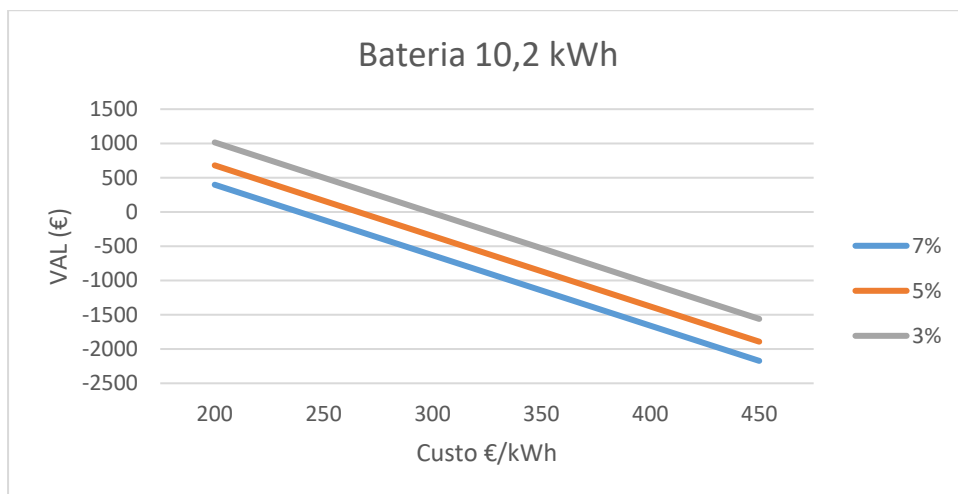


Figura 21 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.

Fazendo uma análise semelhante à anterior, na **Figura 21**, para a bateria de 10,2 kWh, consegue-se obter a rentabilidade do sistema até um custo de 250 €/kWh para uma taxa de juro de 7% e aproximadamente 300€/kWh para uma taxa de juro de 3%.

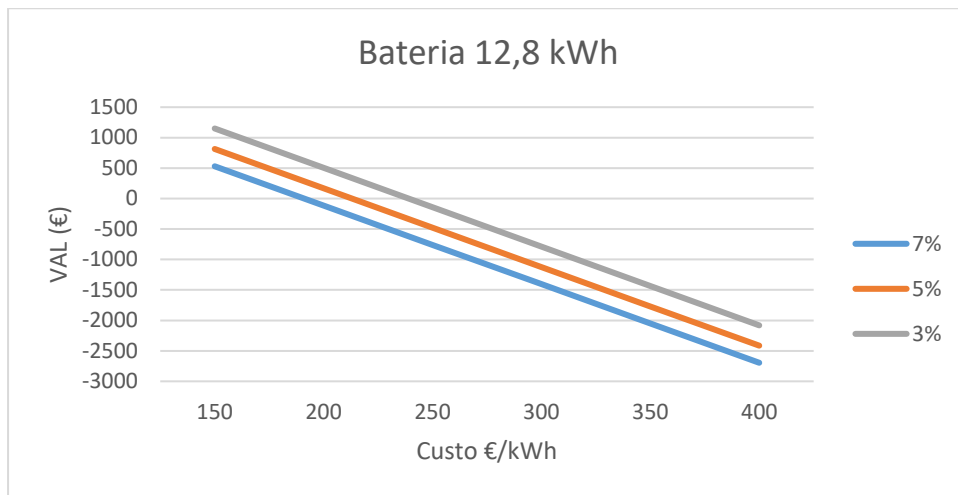


Figura 22 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.

Para o caso da **Figura 22**, neste caso, a rentabilidade do sistema só é obtida caso o custo do sistema seja inferior a aproximadamente 190 €/kWh e 235 €/kWh para uma taxa de juro de 7% e 3%, respetivamente.

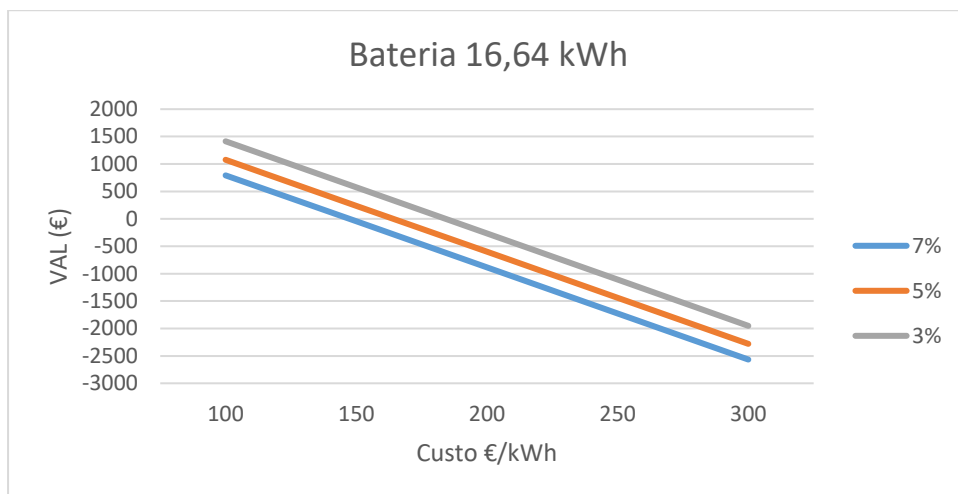


Figura 23 - Variação do VAL para diferentes custos do sistema de armazenamento e diferentes taxas de juros.

Por fim, para o caso da **Figura 23**, para a bateria de 16,64 kWh, com uma taxa de juro de 3% ou 7%, é possível obter benefício económico com um custo para o sistema de armazenamento inferior a 175 €/kWh e 150 €/kWh, respetivamente.

Capítulo 8

Conclusões e Trabalho Futuro

8.1 – Conclusões

Na presente dissertação foram analisadas as trocas de energia entre a rede elétrica e uma habitação portuguesa, com um consumo médio de aproximadamente 10 kWh/dia, que inclui um sistema de produção fotovoltaica de 2,4 kWp (suficiente para assegurar o consumo médio anual), e um sistema de armazenamento de energia composto por baterias de íões de lítio com diferentes capacidades.

Inicialmente, começou por se abordar a crescente expansão da utilização de energias renováveis, mais concretamente a energia fotovoltaica, tanto a nível nacional como mundial, apresentando as razões que levam à necessidade de aliar estes sistemas de armazenamento à geração fotovoltaica. Foram também abordadas algumas das tecnologias de armazenamento existentes, comparando as suas características técnicas e económicas.

Foi feita uma análise da legislação portuguesa atualmente em vigor, a qual fomenta o autoconsumo por parte do utilizador, explicando, com diversos casos de estudos nacionais e internacionais as vantagens técnicas e económicas de associar esse autoconsumo a sistemas de armazenamento de energia de modo a consumir a energia produzida e evitar as trocas de energia com a rede, conseguindo desta forma uma poupança na fatura elétrica.

Para esta dissertação foram considerados um consumo e potência dos painéis fotovoltaicos fixos, tendo sido considerados diferentes cenários de armazenamento, os quais fossem capazes de assegurar 15%, 30%, 60%, 80% e 100% da capacidade efetiva para um consumo médio de eletricidade por agregado familiar de 3673 kWh/ano. Dessa forma, e recorrendo a valores standard das baterias disponíveis no mercado, as capacidades das baterias para estes cenários de estudo seriam de 2,4 kWh, 5,12 kWh, 10,24 kWh, 12,8 kWh e 16,64 kWh, respetivamente.

Posteriormente, e recorrendo ao simulador desenvolvido no projeto EMSURE em Matlab-Simulink®, analisaram-se as trocas de energia com a rede elétrica para um cenário sem armazenamento de energia e para os outros cinco cenários, onde se implementam as baterias anteriormente mencionadas. Conclui-se que para os cinco cenários de estudo, que incluíam armazenamento, as trocas de energia com a rede reduziram drasticamente, sendo esta redução de

31,57% para o caso da bateria de 2,4 kWh, 58,63% para a bateria de 5,12 kWh, 77,43% para 10,24 kWh, 78,22% para 12,8 kWh e 79,06% para 16,64 kWh.

Verificou-se também uma diminuição da energia enviada para a rede em relação à geração, com o aumento da capacidade das baterias. Sem armazenamento 59,76% da energia gerada era enviada para a rede, reduzindo esse valor para 42,66% para o caso da bateria de 2,4 kWh, sendo de 25,79% para a bateria de 5,12 kWh, reduzindo para 13,82% para o caso da bateria de 10,24 kWh, 13,33% para o caso de 12,8 kWh e por fim 12,63% para o caso da bateria com capacidade de 16,64 kWh.

No que toca à energia enviada da rede para a habitação, verifica-se que para o cenário sem armazenagem 59,94% da energia consumida era proveniente da rede, sendo que este valor irá descer acentuadamente através da adoção destes sistemas, sendo solicitados à rede apenas 39,29% da energia para a situação de 2,4 kWh, 23,74% para o caso dos 5,12 kWh, 13,20% para os 10,24 kWh, 12,75% para o caso dos 12,8 kWh e por fim 12,44% para o cenário de 16,64 kWh.

Foi feita a análise económica para as baterias de íões de lítio consideradas, que apresentavam uma vida útil de aproximadamente 11,5 anos, considerando os preços em vigor para o ano de 2017, tanto da energia consumida como injetada na rede, assim como os preços estimados destes sistemas de armazenamento, em €/kWh. Concluiu-se, que apenas os cenários com uma bateria de 2,4 kWh e 5,12 kWh seriam rentáveis, tendo sido obtido para os mesmos um *payback* de 4,18 anos e 7,98 anos, respetivamente.

Contudo, os preços destes sistemas apresentam uma rápida diminuição, pelo que se tornou relevante fazer uma análise económica para os mesmos sistemas, mas considerando uma projeção do preço em €/kWh para 2020 de aproximadamente 210 €/kWh. Neste cenário, para a bateria de 2,4 kWh o *payback* obtido foi bem inferior, de 2,44 anos, ao passo que para a bateria de 5,12 kWh este foi de 4,47 anos. Para esta projeção, a bateria de 10,24 kWh também apresentou um VAL positivo, e conseqüentemente um *payback* de 8,85 anos.

Por fim foi feita uma análise de sensibilidade para ver o impacto que a taxa de juro tinha nestes sistemas, tendo-se conseguido para a bateria de menor capacidade, com uma taxa de juro de 3% ou 7%, obter benefício económico com um custo para o sistema de armazenamento abaixo de 900 €/kWh e 725 €/kWh, respetivamente e para o caso da bateria de 16,64 kWh, com uma taxa de juro de 3% ou 7%, é possível obter benefício económico com um custo para o sistema de armazenamento inferior a 175 €/kWh e 150 €/kWh, respetivamente.

Após esta análise achou-se relevante verificar o comportamento destes sistemas para o caso de a habitação consumir o dobro, ou seja 7346 kWh/ano e ter o dobro da geração fotovoltaica, 4,8 kWp.

Para esta situação considerou-se 15% e 30% da capacidade efetiva do sistema de armazenamento face ao consumo, pois estes tinham sido os dois cenários mais rentáveis anteriormente. Verificou-se que as trocas totais da rede para o cenário de 15% passaram de 2987,09 kWh/ano para 5757,05 kWh/ano, ao passo que para o caso de 30% passaram de 1805,89 kWh/ano para 3581,21 kWh/ano.

Verificou-se também que para o cenário de 15% de capacidade efetiva, o payback quando comparado com o cenário inicial do consumo médio da habitação portuguesa e geração 2,4 kWp, aumentou aproximadamente 7%, o que não é muito significativo, ao passo que para o cenário dos 30% da capacidade efetiva este é em tudo semelhante ao mesmo cenário para consumo e geração inferiores, sendo o payback de 7,99 anos (2017) e 4,48 anos (2020).

Tendo em conta os resultados obtidos, estes vêm confirmar as vantagens da implementação de sistemas de armazenamento aliados à produção fotovoltaica em residências, sendo que a escolha de entre as baterias cairá sobre o consumo real da habitação para a qual se pretende fazer a instalação. Contudo, é bastante importante ressaltar que os resultados obtidos dependem de diversos fatores económicos, que vão desde os custos dos sistemas de armazenamento, custos de operação e manutenção, a taxa de juro aplicada, o valor da energia paga por cada kWh injetado na rede, bem como o preço da energia adquirida à rede elétrica que pode sofrer alterações ano após ano, assim como a variação dos perfis de consumo.

8.2 – Trabalho Futuro

Um ponto interessante para trabalho futuro passaria por incluir novas funcionalidades no simulador, por exemplo uma função para ter como input os resultados dos 12 meses e com estes fazer automaticamente a análise anual das trocas da energia com a rede e posteriormente com a introdução dos parâmetros de custos fazer o cálculo do VAL e payback. Utilizando estes dados e fazendo simulações consecutivas com diferentes capacidades de armazenamento, seria interessante conseguir calcular automaticamente a dimensão ótima do armazenamento em função dos parâmetros de entrada (geração, consumo e custos).

Seria também importante estudar o conceito emergente de *community storage* e fazer-se um estudo a um conjunto de residências de uma urbanização que partilhassem um sistema de armazenamento de energia com baterias com uma capacidade bastante superior instaladas, e analisar do ponto de vista técnico se era viável, e do ponto de vista económico se era rentável.

Referencias

- [1] DGEG, “Renováveis – Estatísticas Rápidas”, nº145, novembro de 2016.
- [2] Cleantechnica. <https://cleantechnica.com/2015/01/13/distributed-energy-storage-revenue-exceed-16-5-billion-2024/> Acesso a 12/10/2016
- [3] Cleantechnica. <http://cleantechnica.com/2015/10/15/revenue-for-global-solar-pv-energy-storage-nanogrid-expected-to-reach-23-1-billion/> Acesso a 12/10/2016
- [4] 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.
- [5] Silva, Bruno “Estudo de soluções alternativas de armazenamento de energia para diferentes horizontes temporais”, Dissertação de mestrado, FEUP 2008.
- [6] Correia, Tiago “Sistemas de armazenamento de energia integrados em centrais fotovoltaicas”, Dissertação de mestrado, FEUP Janeiro 2016.
- [7] Cruz, Vitor “Autoconsumo e abandono da rede em Portugal”, Dissertação de Mestrado, FCUL 2015.
- [8] Docplayer. <http://docplayer.com.br/6747532-Projeto-de-um-sistema-de-geracao-fotovoltaica-para-a-ufrrj.html>. Acesso a 12/10/2016.
- [9] Portal-energia. <http://www.portal-energia.com/dimensionamento-do-controlador-de-carga-para-um-sistema-solar/> Acesso a 12/10/2016.
- [10] Guimarães, Bruno “Análise da viabilidade económica da instalação de um sistema de autoconsumo fotovoltaico numa habitação”, Dissertação de mestrado, Feup, Fevereiro 2016.
- [11] Adarapower. <http://www.adarapower.com/home/adara-power-8-6-kwh-energy-storage-system-overview/> acesso a 25/10/2016
- [12] Adarapower. <http://www.adarapower.com/home/wp-content/uploads/2016/04/Adara-Power-Storage-System-DataSheet.pdf> acesso a 25/10/2016
- [13] Sharp. http://www.sharp.es/sharp/assets/internet/assets/images/RES_3.6_AIO_User_Manual_ENG.pdf acesso a 25/10/2016

- [14] Trilhos energéticos. <http://trilhosenergeticos.pt/novidade-sumsung-ess/> acesso a 25/10/2016
- [15] Samsungsdi.
http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/Samsung%20SDI%20brochure_EN.pdf
acesso a 25/10/2016
- [16] LG-CHEM. [http://www.lgchem.com/upload/file/product/ESS_LGChem_ENG\[0\].pdf](http://www.lgchem.com/upload/file/product/ESS_LGChem_ENG[0].pdf) acesso a 25/10/2016
- [17] TeslaPowerwall2. https://www.tesla.com/en_EU/powerwall?redirect=no acesso a 25/10/2016
- [18] Alexandre, João Pedro Neves, “Impacto da Nova Legislação Sobre o Regime de Autoconsumo de Energia”, Dissertação de Mestrado, FCTUC , Setembro de 2015.
- [19] Assunção, André Rafael Santos, “Viabilidade Técnica e Económica da Reutilização de Baterias de Veículos Elétricos Integradas com Sistemas Fotovoltaicos no Sector Residencial” Dissertação de Mestrado, FCTUC, Fevereiro 2016.
- [20] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, Decreto-Lei n.º153/2014 de 20 de Outubro.
- [21] Ramalho, Inês, “Análise do Regime de Produção Distribuída Fotovoltaica para Autoconsumo”, Dissertação de Mestrado, FCUL 2016.
- [22] OMIE. <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> acesso a 28/10/2016.
- [23] INE, DGEG (2011), Inquérito ao Consumo de Energia no Sector Doméstico, Instituto Nacional de Estatística e Direcção-Geral de Energia e Geologia.
- [24] Aichhorn, A., Greenleaf, M., Li, H., Zheng, J. (2012). A cost effective battery sizing strategy based on a detailed battery lifetime model and an economic energy management strategy. *IEEE Power And Energy Society General Meeting*, doi:10.1109/PESGM.2012.6345103
- [25] Song, I., Jung, D., Ji, Y., Choi, S., Won, C., Lee, S. (2011). A residential 10 kWh lithium-polymer battery energy storage system. *Proceedings - 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia: "Green World with Power Electronics"*, ICPE 2011-ECCE Asia, 2625-2630. doi:10.1109/ICPE.2011.5944747
- [26] Wang, Y., Lin, X., Pedram, M., Park, S., Chang, N. (2013). Optimal control of a grid-connected hybrid electrical energy storage system for homes. *Proceedings -Design, Automation and Test in Europe*, 2013, 881-886.

- [27] Wang, Y., Lin, X., & Pedram, M. (2014). Adaptive Control for Energy Storage Systems in Households with Photovoltaic Modules. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2), 992-1001. doi: 10.1109/TSG.2013.2292518
- [28] Wang, Z., Gu, C., Li, F., Bale, P., Sun, H. (2013). Active demand response using shared energy storage for household energy management. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4), 1888-1897. doi:10.1109/TSG.2013.2258046
- [29] Ratnam, E. L., Weller, S. R., Kellett, C. M. (2015). An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit. *Renewable Energy*, 75123-33 134. doi:10.1016/j.renene.2014.09.008
- [30] Santos, J., Moura, P., de Almeida, A. (2014). Technical and economic impact of residential electricity storage at local and grid level for Portugal. *Applied Energy*, 128, 254-264. doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.054
- [31] Santos, J., Moura, P., de Almeida, A. (2014). Analysis of the distributed residential energy storage impact on the grid operation. *Proceedings - Industrial And Commercial Power Systems Technical Conference*, doi:10.1109/ICPS.2014.6839174
- [32] Filomeno M. Vieira, Pedro S. Moura, Aníbal T. de Almeida, Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings, *Renewable Energy*, Volume 103, April 2017, Pages 308-320, ISSN 0960-1481, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.048>.
- [33] PVSyst, PVSyst 5.74, www.pvsyst.com, Acesso a 02/11/2016.
- [34] Vieira, Filomeno, Moura, Pedro, de Almeida, Aníbal T., “EMSURE_Real_time_analysis”, EMSURE – Energy and Mobility for Sustainable Regions, Julho 2015.
- [35] Vieira, Filomeno, Moura, Pedro, de Almeida, Aníbal T., “EMSURE_Results_analysis”, EMSURE – Energy and Mobility for Sustainable Regions, Julho 2015.
- [36] de Almeida A, Fonseca P, Schlomann B, Feilberg N, “Characterization of the Household Electricity Consumption in the EU, Potential Energy Savings and Specific Policy Recommendations”, *Energy & Buildings*, Vol. 43, Issue 8, pag. 1884-1894, August 2011.
- [37] Moura, Pedro, Vieira, Filomeno, López, Gregorio, Moreno, José, de Almeida, Aníbal, “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.

- [38] Assunção, André, Moura, Pedro, de Almeida, Aníbal T., “Technical and economic assessment of the secondary use of repurposed electric vehicle batteries in the residential sector to support solar energy”, *Applied energy*, 181, 120-13. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.056>
- [39] EDP, “Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7\text{kVA}$)”, <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20.7kVA.aspx>. Acesso em Janeiro de 2016.
- [40] AECOM, *Energy Storage Study – a Storage Market Review and Recommendations for Funding and Knowledge Sharing Priorities*, AECOM Australia, Australian Renewable Energy Agency, 2015.
- [41] Pordata, “Base de Dados Portugal Contemporâneo”, <http://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+opera>. Acesso em Janeiro de 2017.
- [42] B. Diouf and R. Pode, “Potential of lithium-ion batteries in renewable energy,” *Renew. Energy*, vol. 76, pp. 375–380, 2015.

Apêndice A: Sistemas de armazenamento existentes no mercado

Sistema de Armazenamento de Energia Adara Power

O sistema de armazenamento de energia Adara Power storage [11] [12], apresentado na **Figura 24**, foi desenvolvido pela empresa Adara Power. Este equipamento permite fornecer 5,5kW de potência, e armazenar 8,6kWh de energia, o que deverá proporcionar cerca de uma hora e meia de fornecimento de energia elétrica à potência nominal em caso de falha de energia da rede.



Figura 24 - sistema de armazenamento de energia da Adara Power[11]

Este sistema destina-se ao setor residencial e ao setor comercial, mas para este, em menor escala. Tem integrado um inversor/carregador, que em caso de necessidade, pode ser implantado em paralelo, para fazer frente a maiores necessidades de energia.

O sistema é projetado para suportar congestionamentos da rede garantindo a sua alimentação mesmo na presença de distúrbios naturais, falhas de rede ou outras interrupções. Na **Tabela 16** pode-se constatar algumas características deste sistema.

Tabela 16 - Características principais do sistema de armazenamento de energia Adara Power[12]

Potência ativa	5,5kW
Energia	8.6kWh
Duração	4000 ciclos de vida
Bateria	Iões de lítio
Rendimento	98%
Dimensões	109 x 56 x 43 cm
Peso	127kg

Sistema de Armazenamento de Energia Samsung SDI

A Samsung possui diversos sistemas de armazenamento, começando pelo sistema denominado “All-in-One” [13], que se encontra representado na **Figura 25**. Este sistema compacto, incorpora o inversor e as baterias de lítio que se liga aos painéis solares fotovoltaicos.

As baterias incorporáveis, possuem um tempo de vida estimada (cerca de 6000 ciclos de vida) tendo a possibilidade de descargas muito superior às baterias convencionais sendo que consegue fazer um melhor aproveitamento da energia armazenada.

Este sistema tem ainda disponível um sistema de monitorização online da carga das baterias, consumos e da produção fotovoltaica, através do computador ou do smartphone (Android e iOS).



Figura 25 - Samsung Residential Energy Storage System [14]

As características dos modelos da Samsung SDI All-in-One estão representadas na **Tabela 17**. Estes primam por um aumento da eficiência energética através de um sistema DC simples, que apenas tem de converter e armazenar a eletricidade produzida pelos painéis fotovoltaico, para depois alimentar toda a habitação. Este apresenta também um design bastante compacto e de fácil instalação, sendo que o preço do modelo de 3,6 kWh ronda os 6500 €.

Tabela 17 - Características do sistema Samsung SDI All-in-One [14]

Dados	Monofásico		Trifásico
Modelo	AIO series 3	AIO series 5	AIO series 8
Capacidade (Kwh)	3,6	5,5	8,0
Potência (Kva)	4,6	4,6	8,0
Dimensões (mm)	1,000x267x680	1,000x267x680	1,000x260x880
Peso (Kg)	95	100	154

Na **Figura 26** encontram-se os novos sistemas de energia que a Samsung lançou em 2016, que visam o mercado de armazenamento de energia em edifícios comerciais. Existem vários modelos, com disposição horizontal e ou vertical para uma otimização do espaço [15].

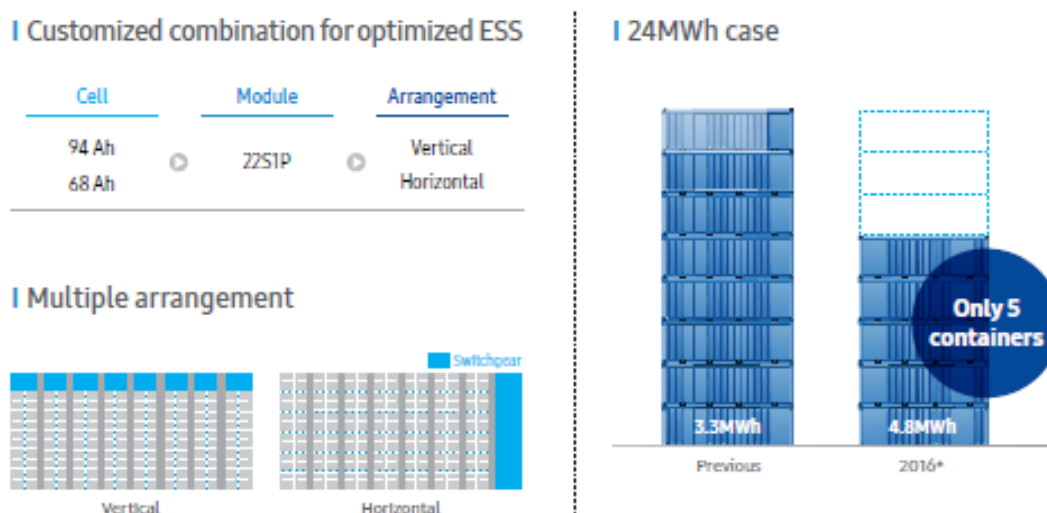


Figura 26 - Sistema de armazenamento Samsung para Utility-Scale e comercial [15]

Na **Tabela 18** [15], podemos ver as especificações desses mesmos produtos, sendo que estes primam pelas elevadas potências disponibilizadas, estando todo o conjunto do sistema numa única unidade e ocupando menor espaço.

Tabela 18 - Características das baterias usadas em edifícios comerciais e de utility-scale [15]

Item	Energy		Medium		Power	
Modulo	M8194 E2		M8194 M2		M8068 P2	
Configuração do modelo	24251P	26451P	24251P	26451P	24251P	26451P
Capacidade (Ah)	94	94	94	94	68	68
Energia (kwh)	83,7	91,3	83,7	91,3	60,0	65,5
Tensão de operação (V)	744~1,004	845~1,096	744~1,004	845~1,096	750~992	818~1,082
Dimensões (CxLxA) (mm)	442x640x2 ,124	442x640x2 ,290	442x640x2 ,124	442x640x 2,290	442x70x 2,124	442x702x 2,290
Peso (kg)	659	718	665	724	618	673

Sistema de Armazenamento de Energia LG-CHEM

Este sistema de energia da LG-CHEM [16], que se encontra representado na **Figura 27**, apresenta diversas características que o fazem distinguir-se no mercado do sistema de armazenamento de energia. Apresenta um tamanho compacto e de fácil instalação, sendo possível instalar tanto numa parede ou no chão, no interior ou exterior da habitação. Apesar de o inversor não estar incluído, a adaptação do mesmo a estes sistemas têm vindo a evoluir bastante, reduzindo o tempo de instalação assim como o custo do produto, que ronda os 6000 dólares para o modelo de 6,5kWh. A nível do seu desempenho, este consegue fornecer uma potência continua de 4,2kW para o modulo RESU6.5, apresentando uma eficiência na ordem dos 95%.

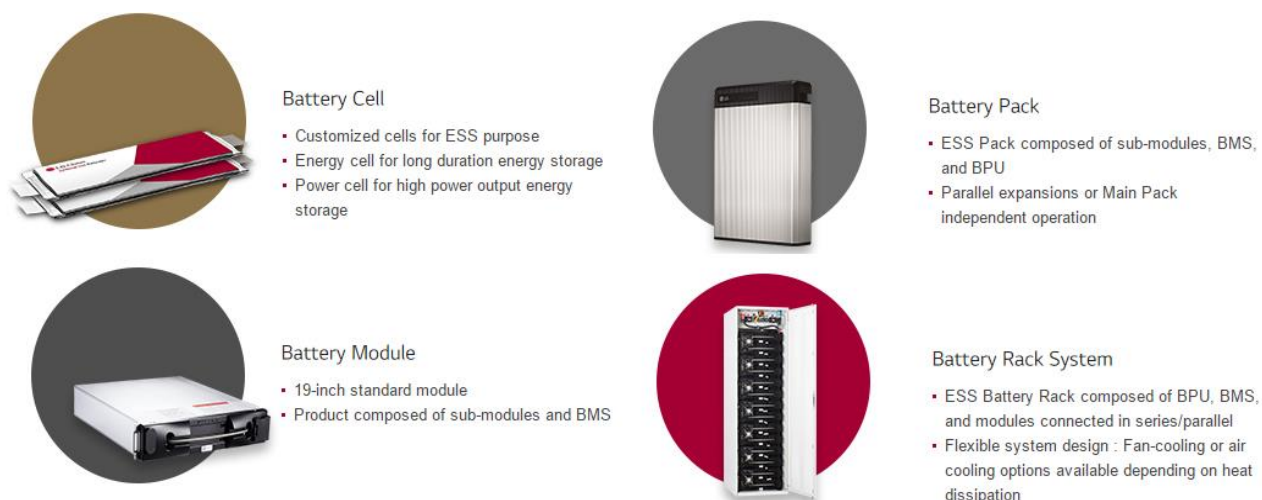





Figura 27 - Composição do Sistema de armazenamento de energia da LG-CHEM [16]

A LG disponibiliza um total de cinco modelos diferentes, para conseguir responder às necessidades de diferentes clientes, em relação à tensão e capacidade. Estes modelos encontram-se representados na **Tabela 19**.

Com a RESU Plus, todos os modelos 48V podem ser ligados com outra unidade de 48 V de qualquer capacidade. Isso permite à RESU oferecer uma gama de capacidades de armazenamento de energia a partir de 3.3 kWh até 9,8 kWh.

Tabela 19 - Sistema de armazenamento de energia LG, edifícios residenciais [16]

Modelos (48v)	RESU3.3 	RESU6.5 	RESU10 
Energia total (kWh)	3,3	6,5	9,8
Energia útil (kWh)	2,9	5,9	8,8
Capacidade (Ah)	63	126	189
Tensão nominal (V)	51,8	51,8	51,8
Tensão de operação (V)	42,0~58,8	42,0~58,8	42,0~58,8
Dimensões(CxLxA) (mm)	452x401x120	452x654x120	452x483x227
Peso (kg)	31	52	75
Classificação da proteção da caixa	IPSS		
Comunicação	CAN 2.08		
Certificados	Cell	UL1642	
	Product	CE/RCM/TUV (ICE 62619)/UL1973	

Sistema de Armazenamento de Energia Tesla Powerwall 2

A Tesla pretende lançar no verão de 2017 um novo sistema de armazenamento de energia apelidado de Tesla Powerwall 2, o qual se encontra representado na **Figura 28**. [17]



Figura 28 - Sistema de armazenamento de energia Tesla Powerwall 2

Esta nova bateria apresenta o dobro da capacidade (14kWh) em comparação com a primeira versão, que a empresa lançou, a Tesla Powerwall, sendo que a mesma se destina ao sector residencial e comercial.

De seguidas serão enunciadas algumas das vantagens que este sistema de armazenamento de energia apresenta:

- Armazenamento de energia para usar em horários mais convenientes;
- Permite combinar até 9 Powerwalls, permitindo assim a independência da rede;
- Em caso de interrupção da energia na casa, faz um backup da casa permitindo que a luz, Wi-Fi e frigorífico continuem em funcionamento;
- Seguro, sem fios à mostra ou ventiladores volumosos;
- Caixa resistente à água e à prova de poeira para instalação no interior ou exterior;
- Monitora o uso da energia solar em tempo real e recebe alertas para tempo nublado ou chuva;
- O sistema de controle térmico líquido regula a temperatura interna do Powerwall para maximizar o desempenho da bateria em qualquer clima.

- A Powerwall usa um inversor interno para converter energia DC para a energia AC necessária para sua casa, reduzindo custos e complexidade;

Por fim na **Tabela 20**, são apresentadas algumas das características técnicas deste sistema:

Tabela 20 - Características do sistema Tesla Powerwall 2

Tesla Powerwall 2	
Capacidade (kWh)	13,5
Profundidade de descarga (%)	100%
Eficiência (%)	90
Potência (kW)	Pico-7 Contínuo-5
Garantia (anos)	10
Temperatura de Operação (°C)	-20 a 50
Dimensões (mm)	1150x755x155
Peso (kg)	120
Preço (Dólar)	5,500\$-7,000\$
Certificação	UL e ICE
Local de Instalação	Chão/fixo na parede Interior/exterior

Apêndice B: Trocas de Energia com a Rede

As tabelas e figuras seguintes ilustram os resultados da simulação no que diz respeito à troca de energia entre a habitação e a rede, e o SOC durante a primeira semana para cada um dos meses desde julho de 2015 a junho de 2016. Como já foi referido anteriormente, a simulação foi iniciada no mês de julho considerando que o estado da carga inicial da bateria é de 30% e que o mês seguinte se inicia com o estado da carga correspondente ao último dia do mês anterior.

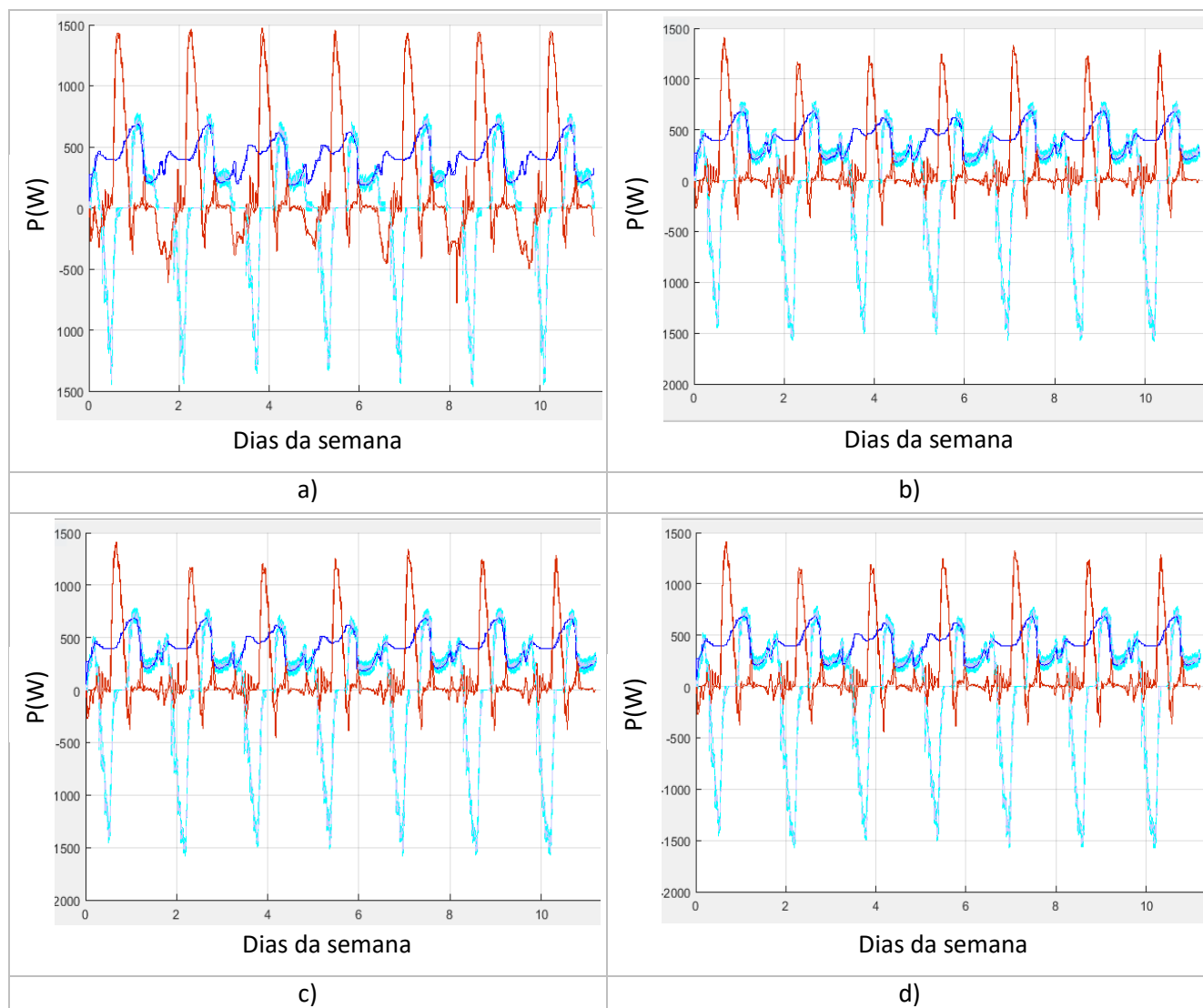


Figura 29 - Trocas de energia com a rede no mês de agosto; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

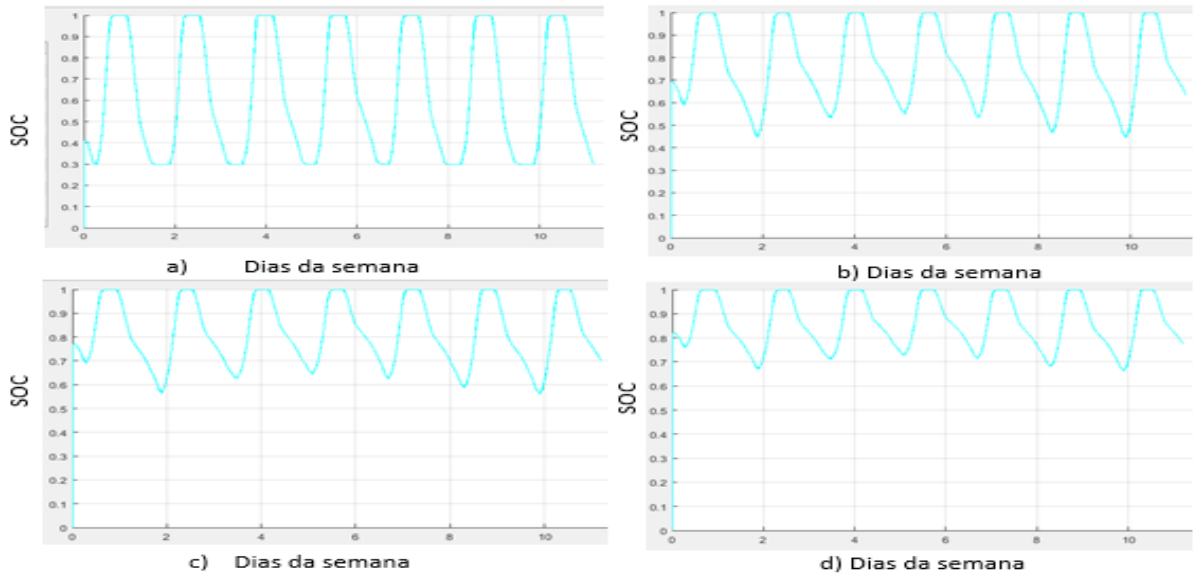


Figura 30 - Variação do SOC no mês de agosto; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

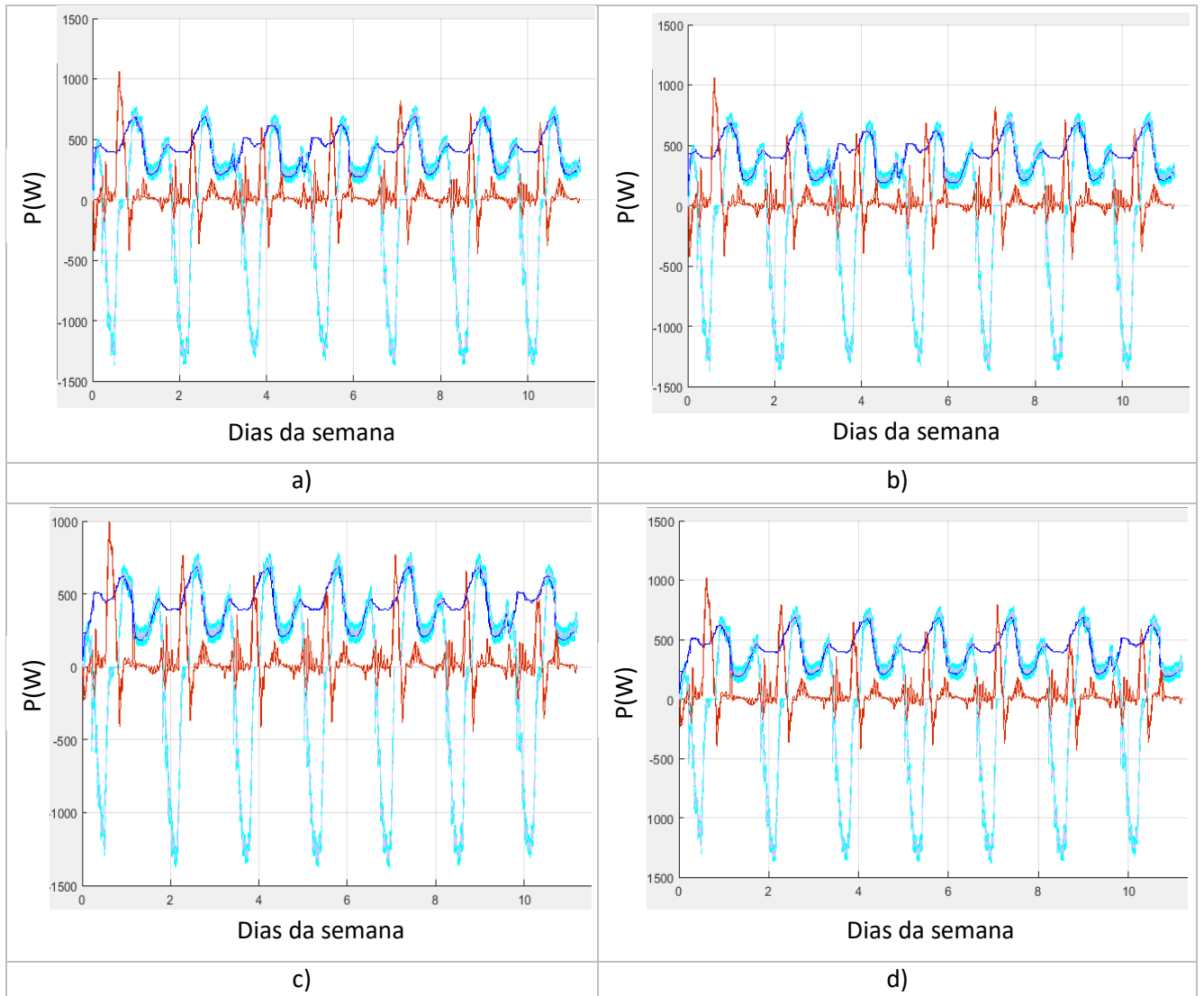


Figura 31 - Trocas de energia com a rede no mês de Setembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

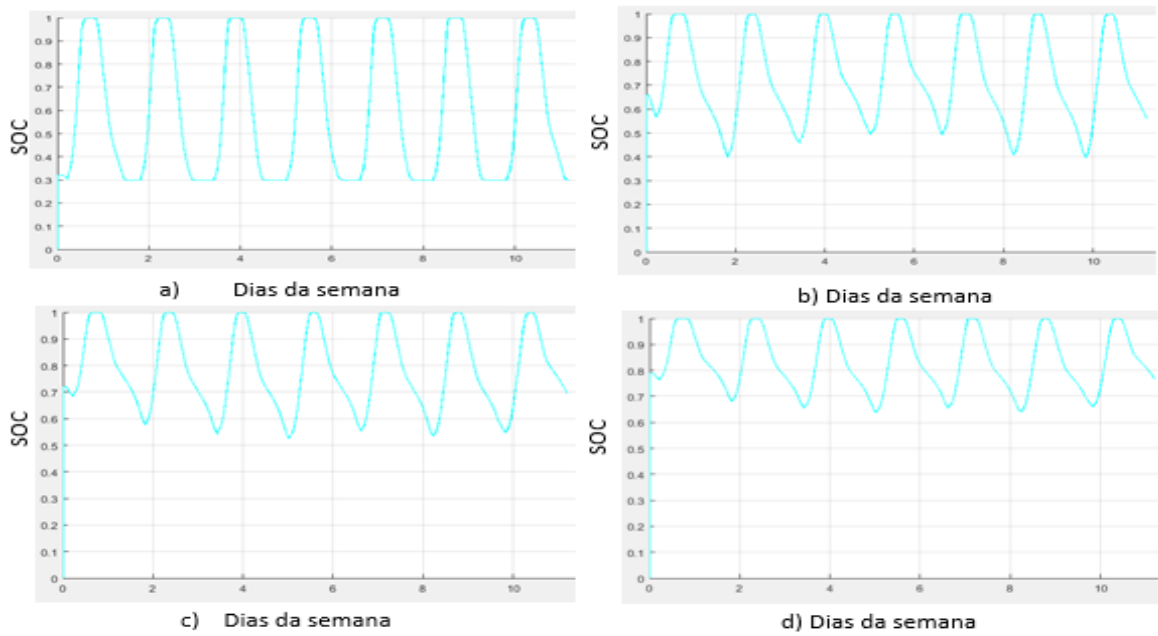


Figura 32 - Variação do SOC no mês de Setembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

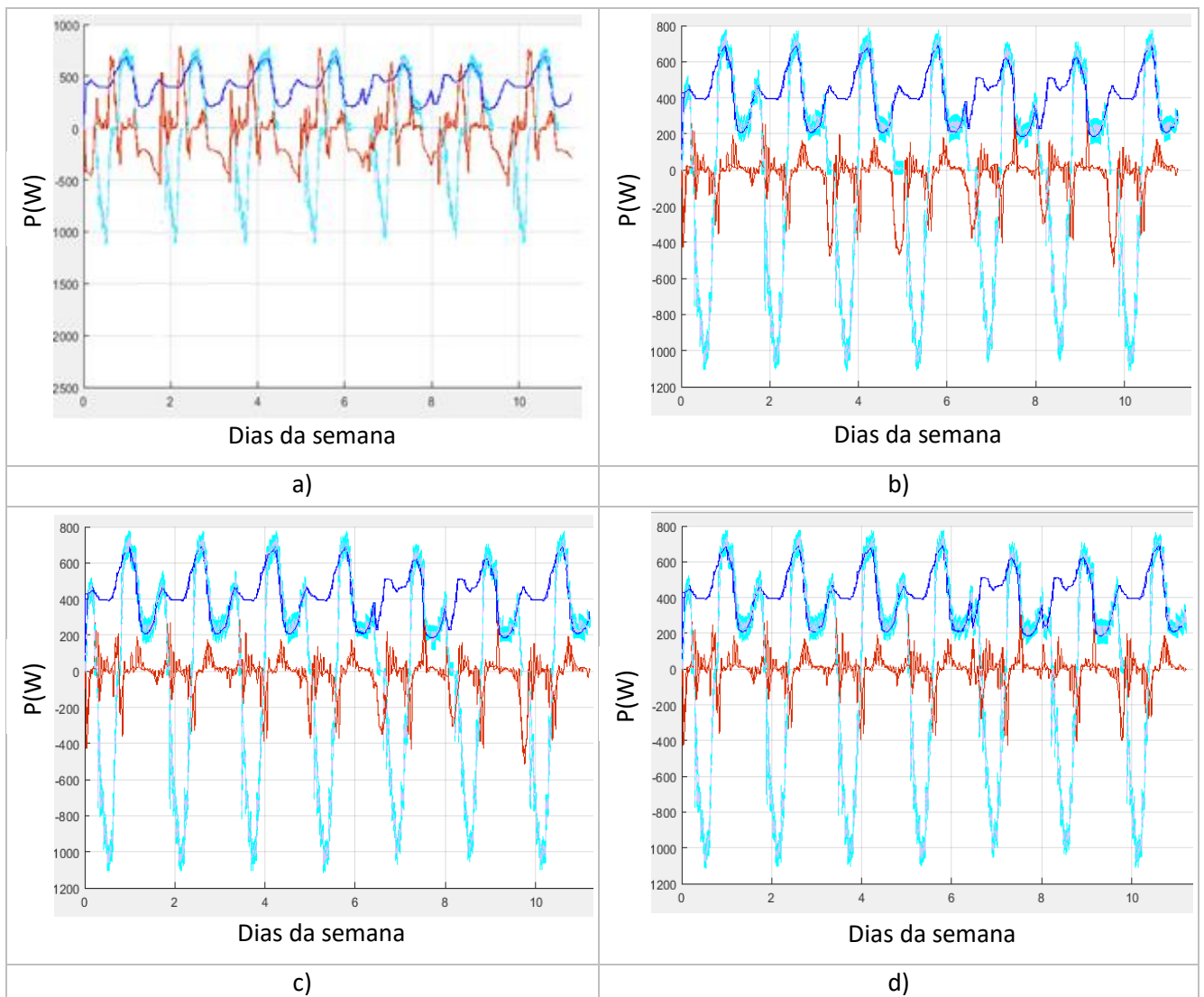


Figura 33 - Trocas de energia com a rede no mês de Outubro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

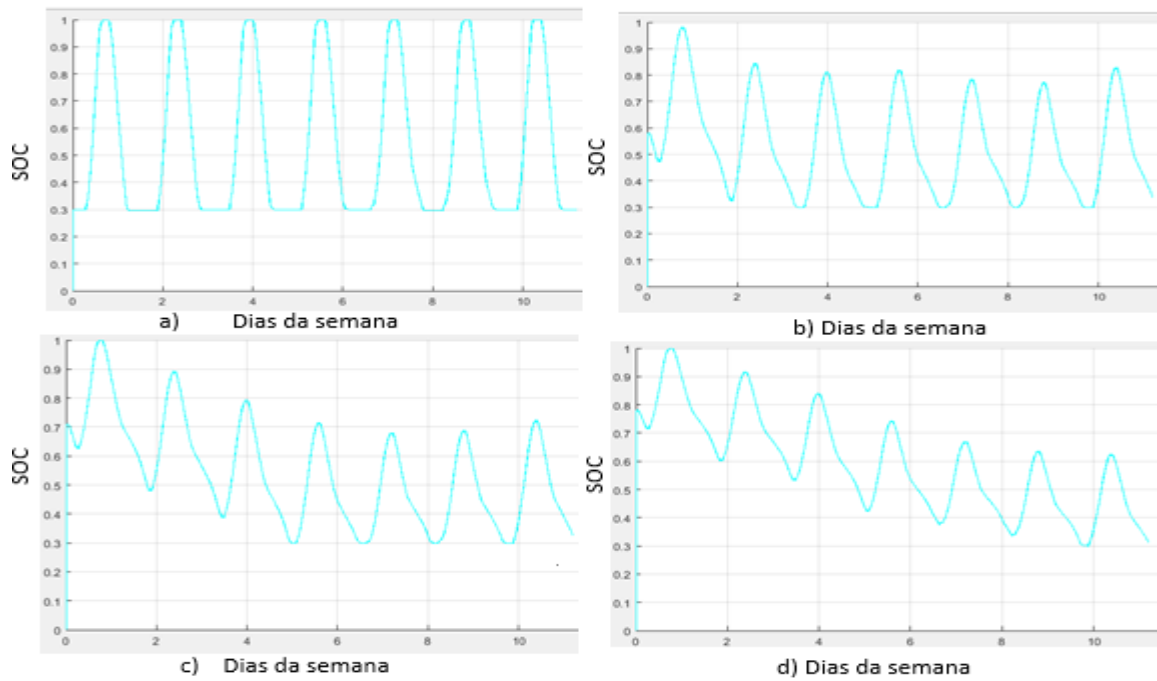


Figura 34 - Variação do SOC no mês de Outubro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

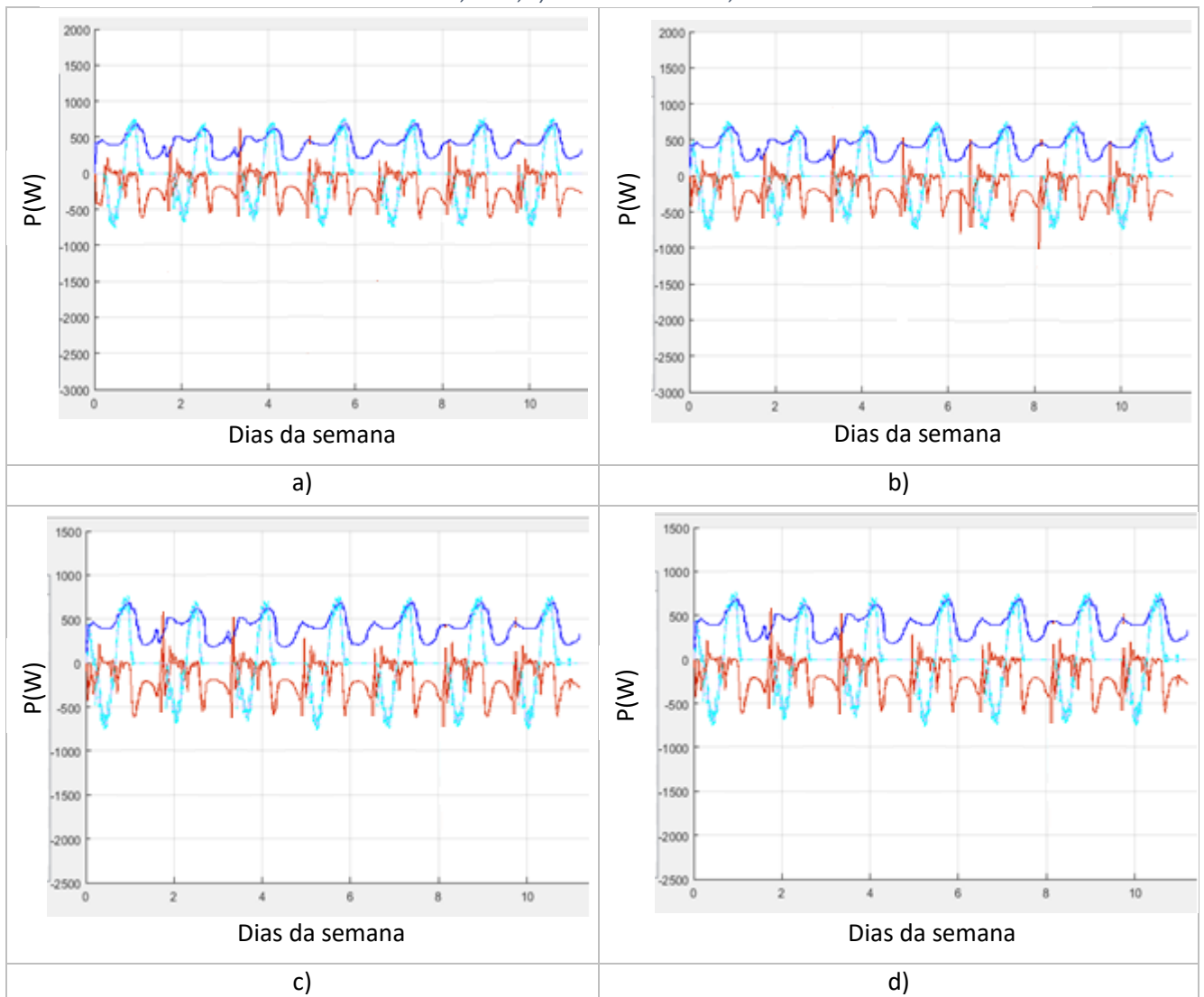


Figura 35 - Trocas de energia com a rede no mês de Novembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

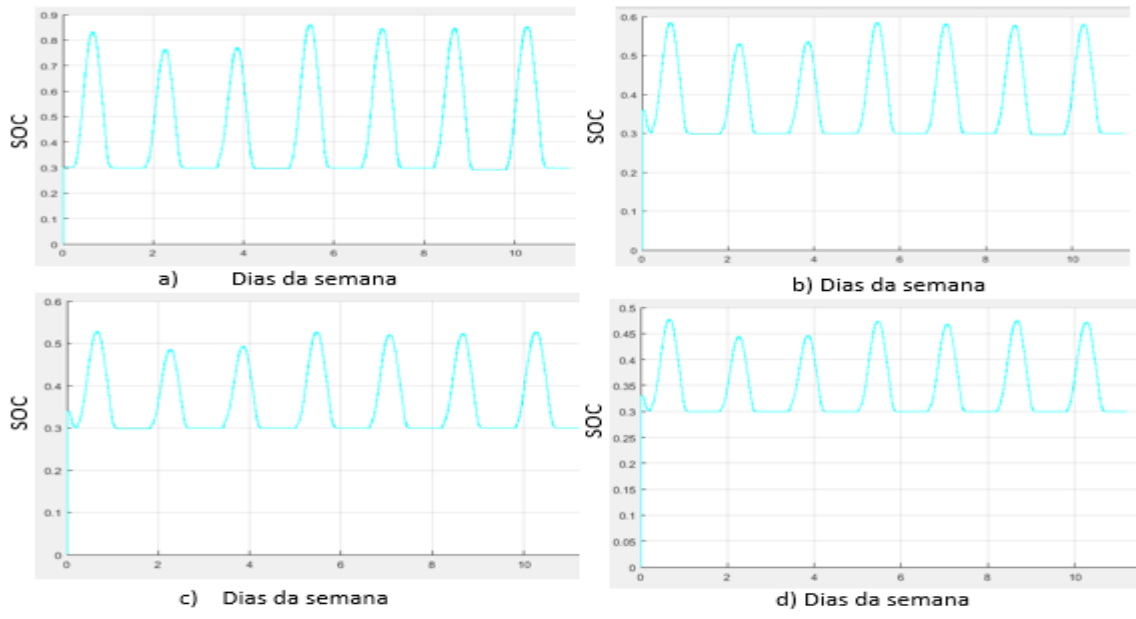


Figura 36 - Variação do SOC no mês de novembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

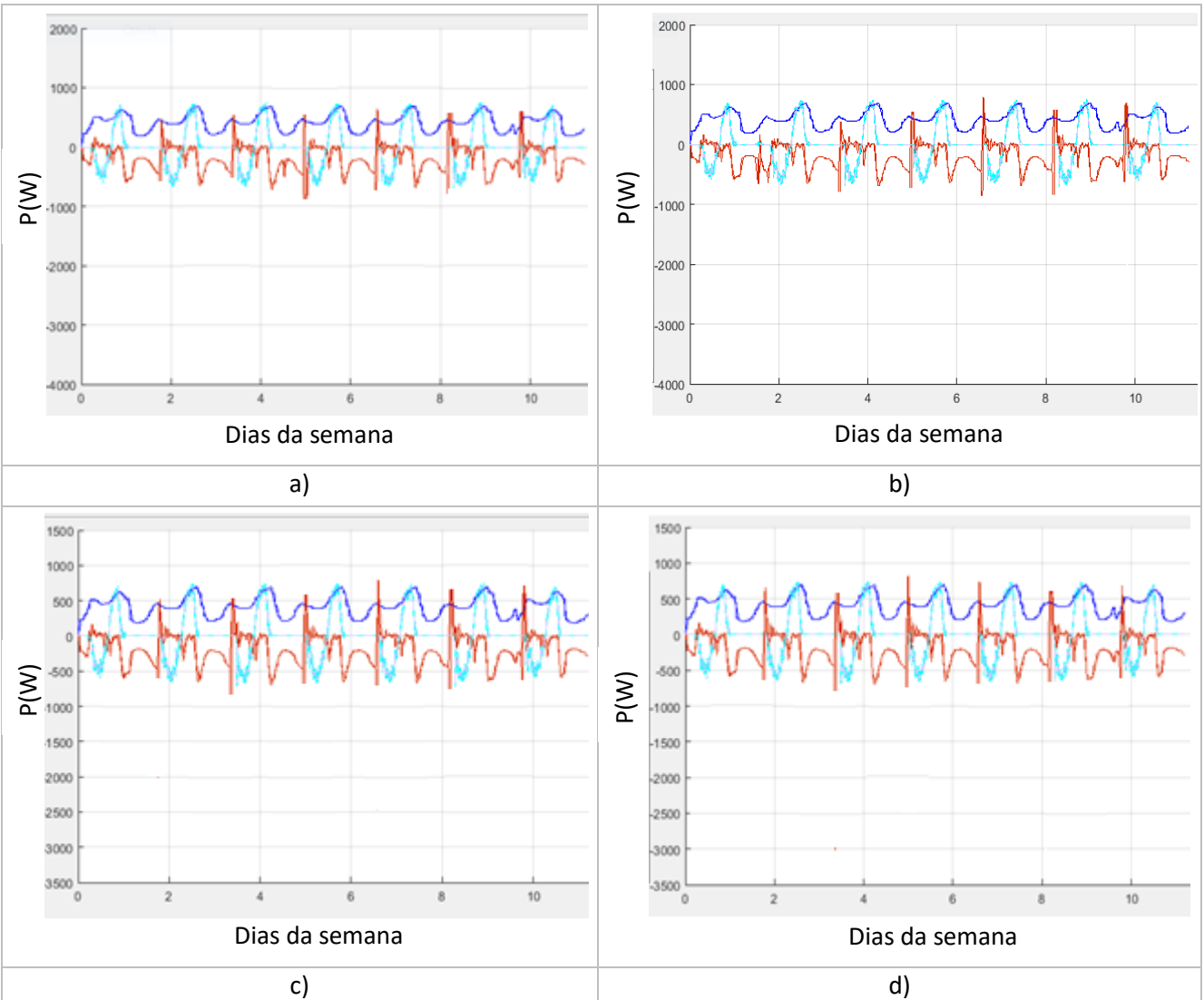


Figura 36 - Trocas de energia com a rede no mês de Dezembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

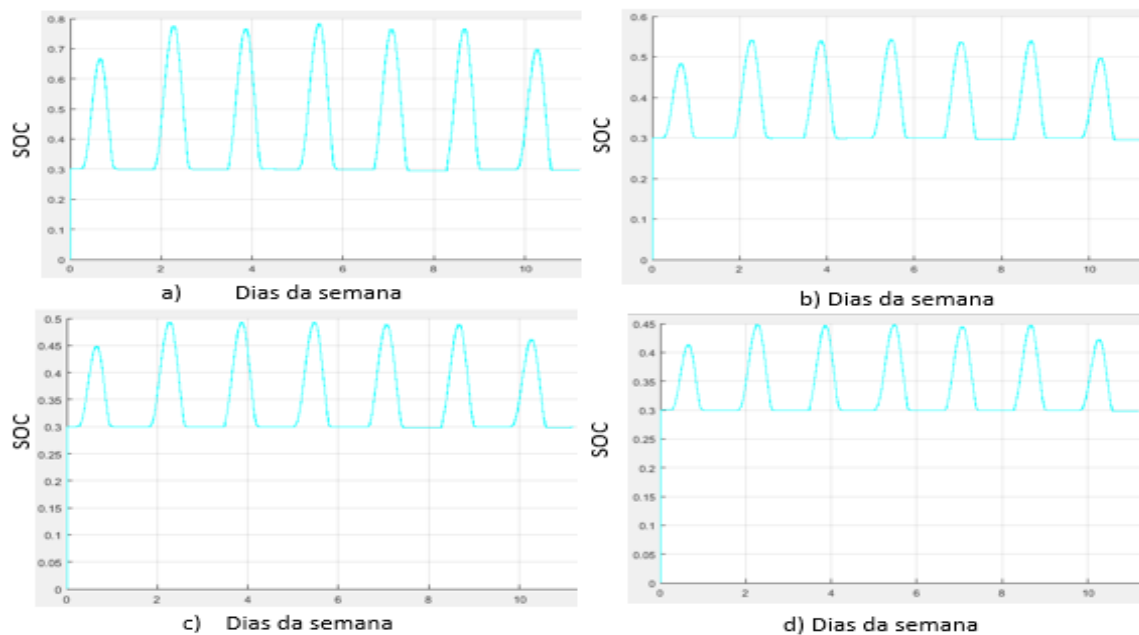


Figura 38 - Variação do SOC no mês de Dezembro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

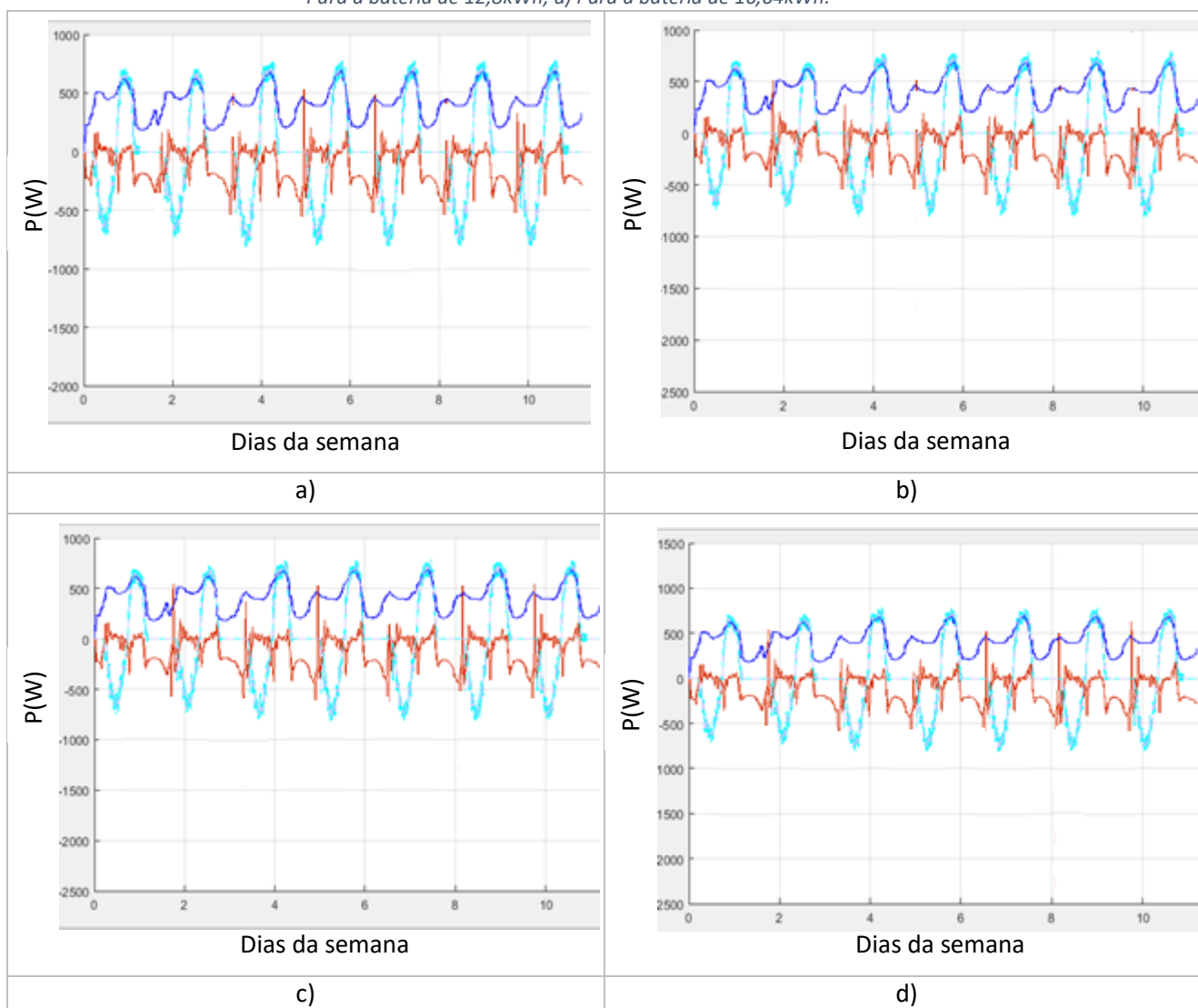


Figura 39 - Trocas de energia com a rede no mês de Fevereiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

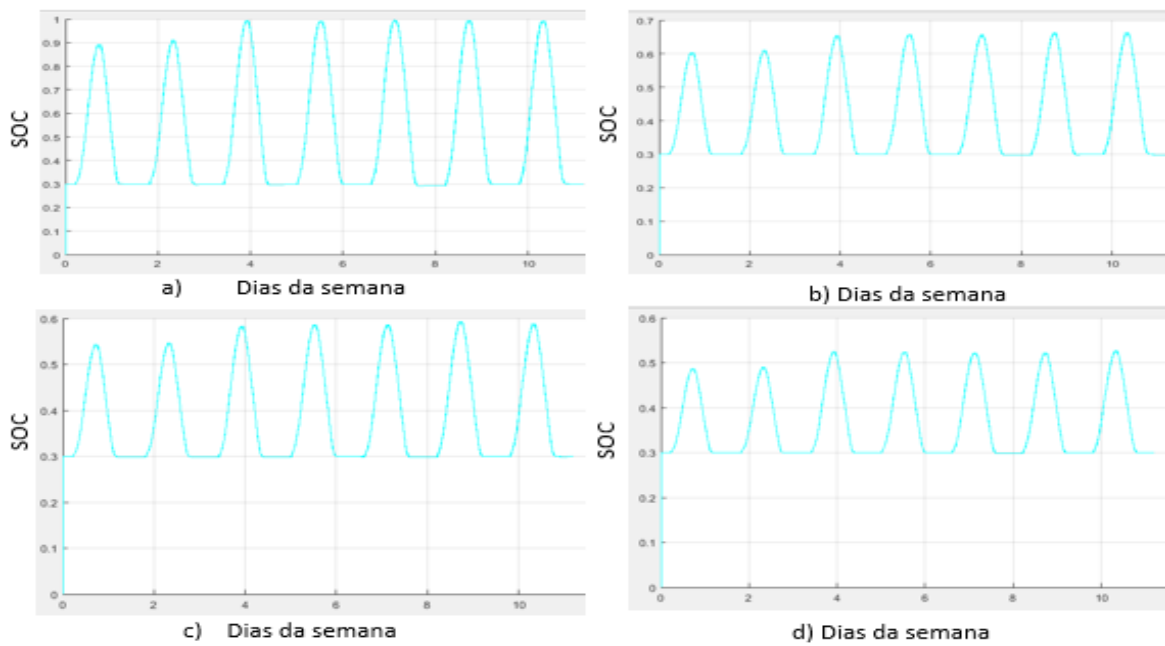


Figura 40 - Variação do SOC no mês de Fevereiro; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

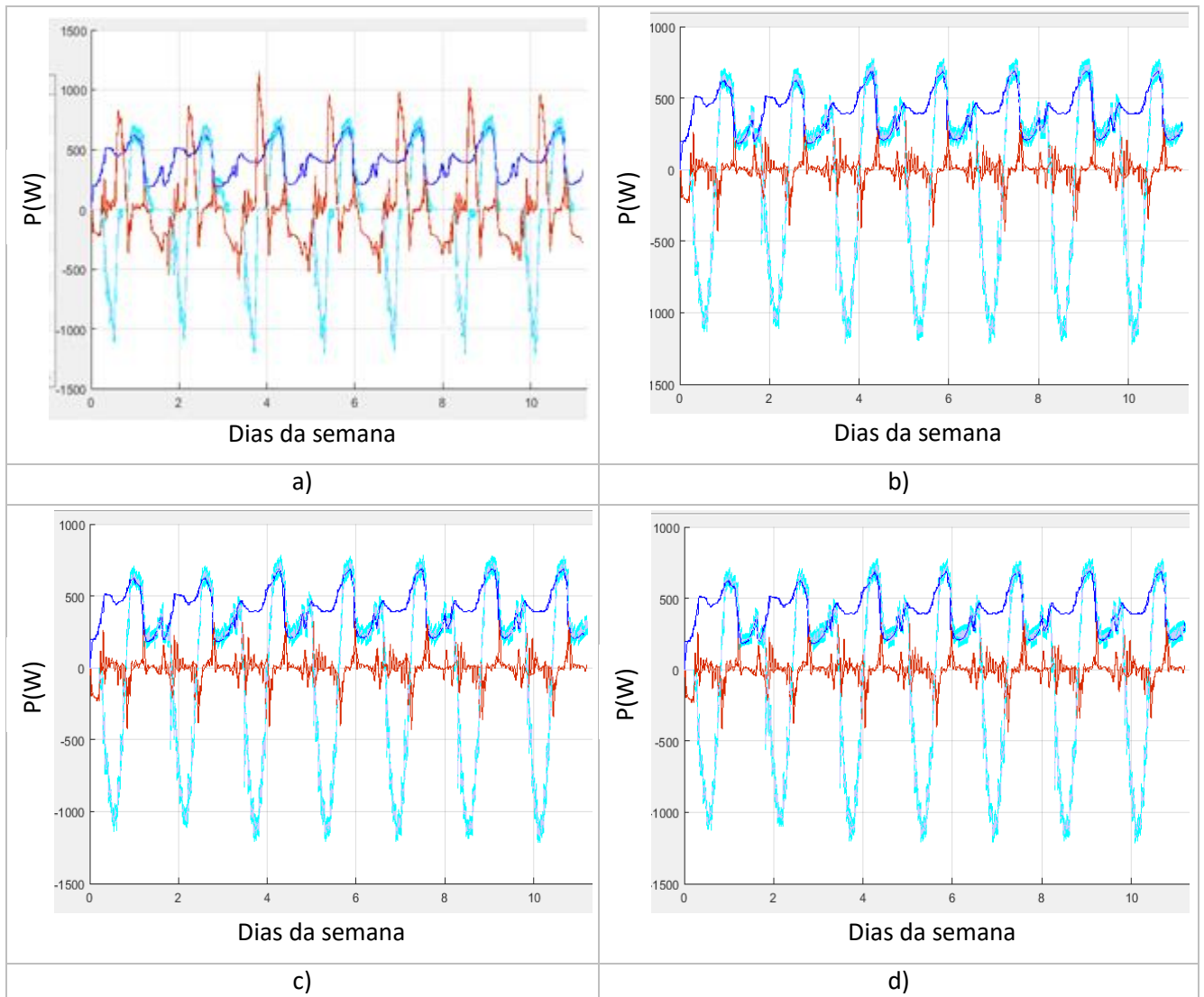


Figura 41 - Trocas de energia com a rede no mês de Março; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

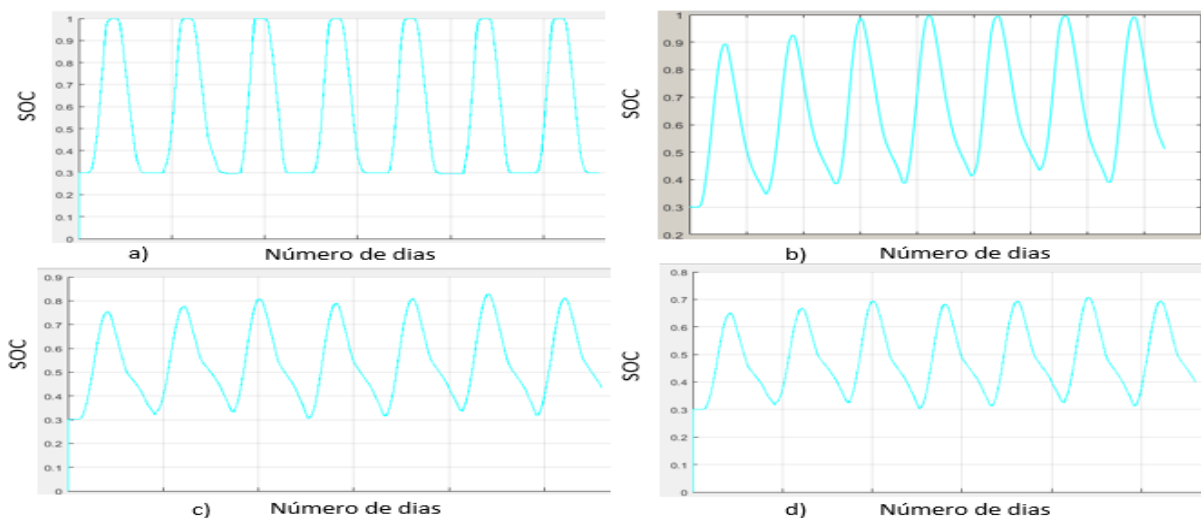


Figura 42 - Variação do SOC no mês de Março; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

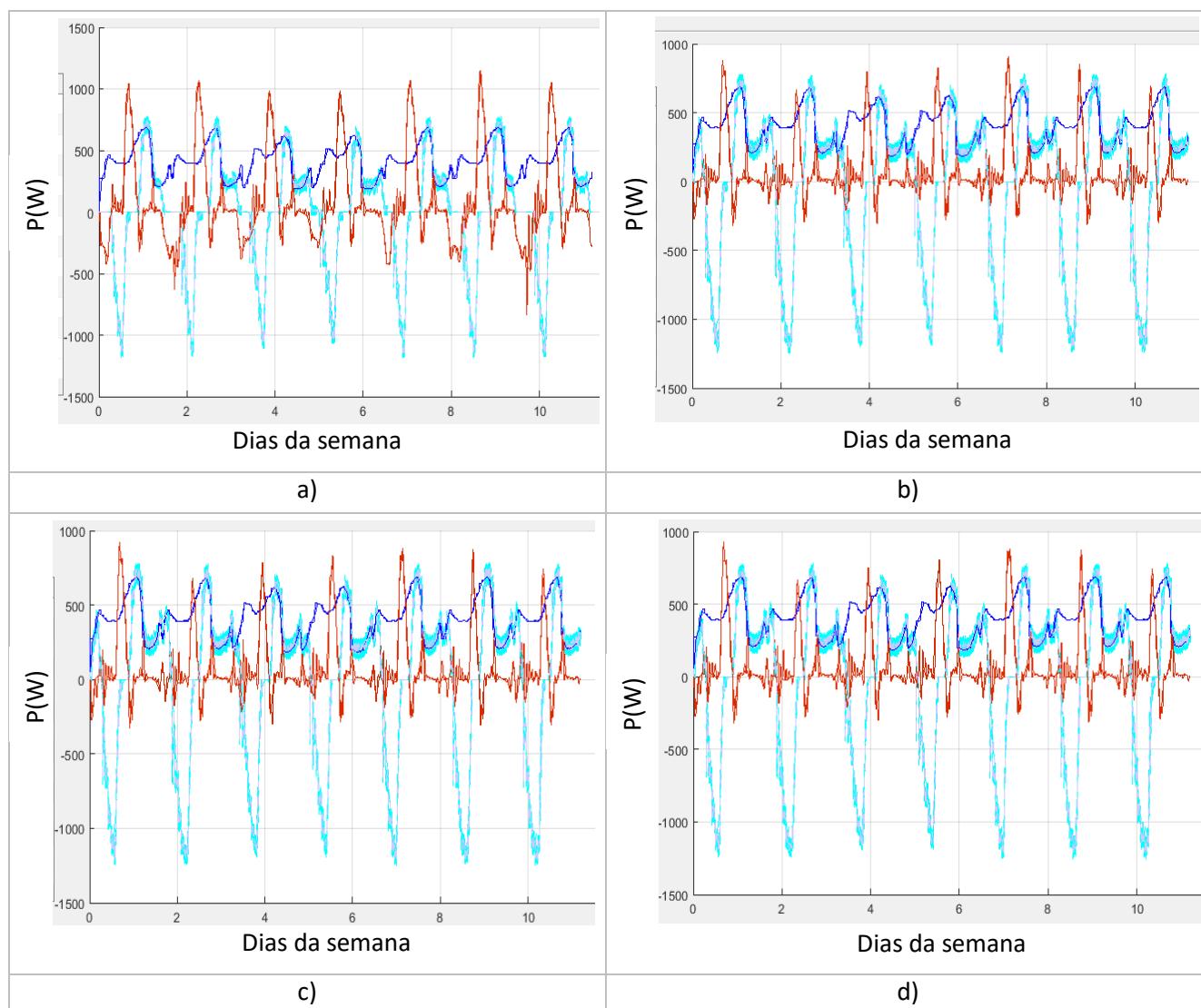


Figura 43 - Trocas de energia com a rede no mês de Maio; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

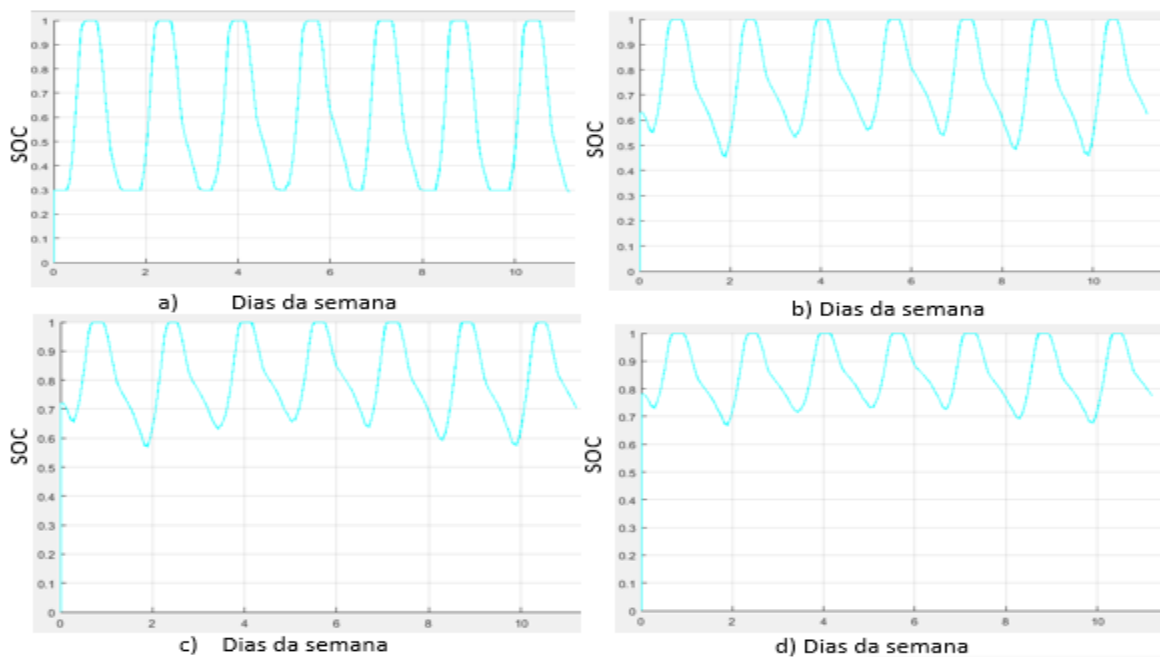


Figura 44 - Variação do SOC no mês de Maio; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

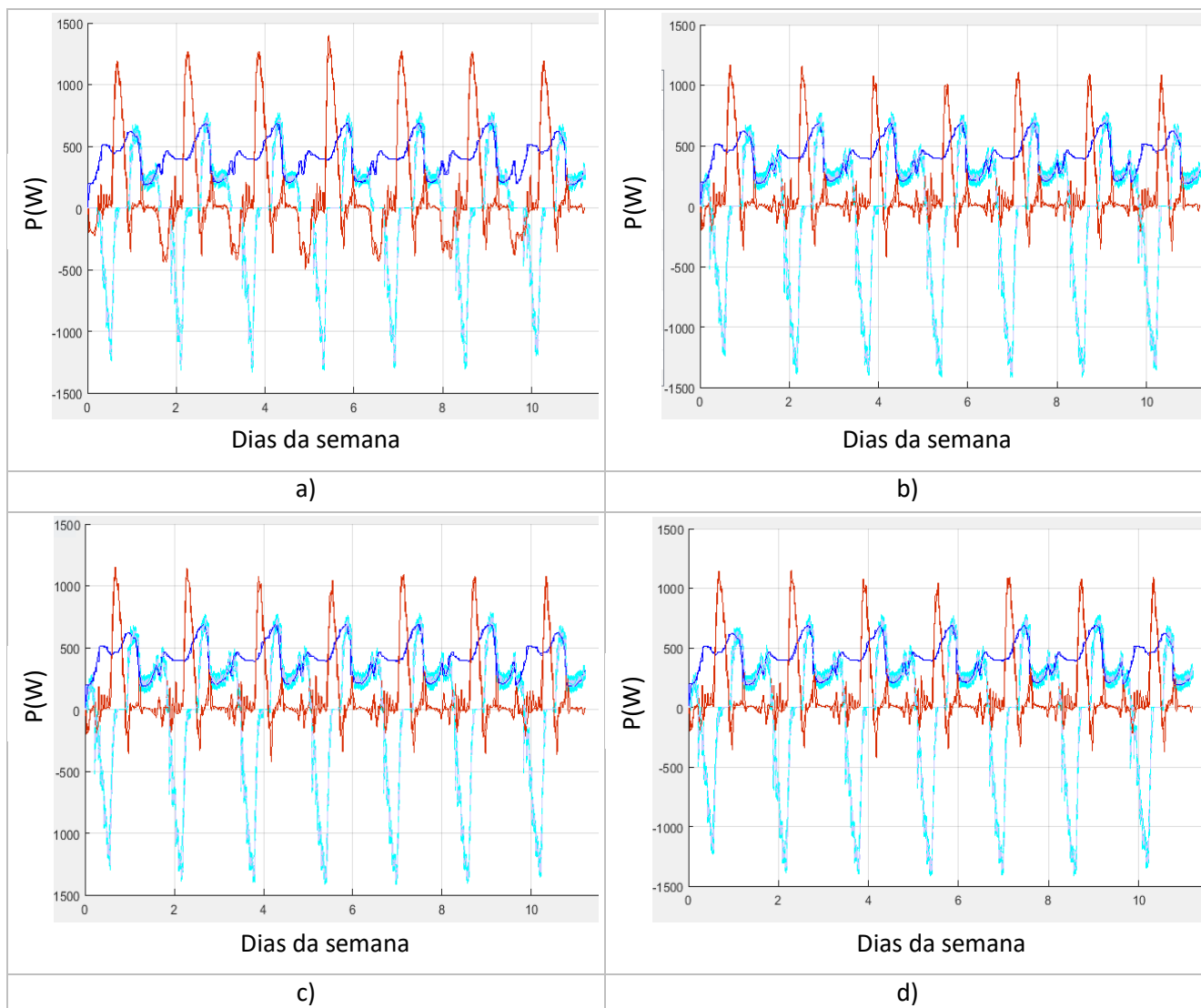


Figura 45 - Trocas de energia com a rede no mês de Junho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

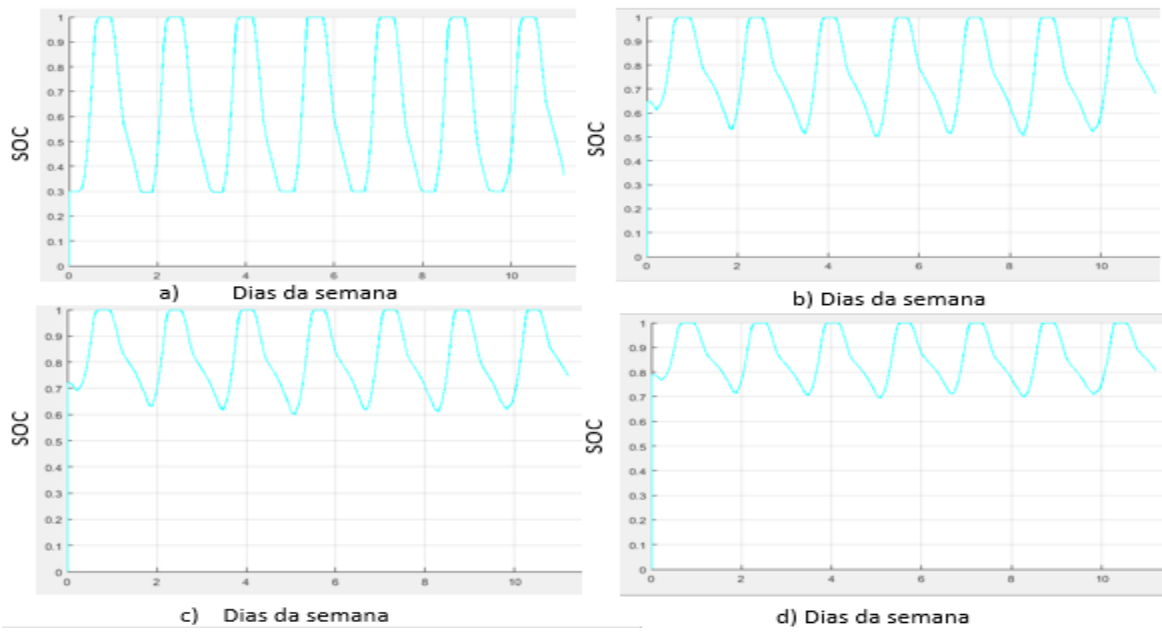


Figura 46 - Variação do SOC no mês de Junho; a) Para a bateria de 5,12kWh; b) Para a bateria de 10,24kWh; c) Para a bateria de 12,8kWh; d) Para a bateria de 16,64kWh.

Apêndice C: SOC e Trocas de Energia com a Rede para o cenário de 15% (2,4 kWh)

As seguintes figuras ilustram os resultados da simulação, para a bateria de 2,4 kWh, no que diz respeito à troca de energia entre a habitação e a rede, e o SOC durante a primeira semana de cada um dos meses desde julho de 2015 a junho de 2016. Como já foi referido atrás, a simulação foi iniciada no mês de julho considerando que o estado da carga inicial da bateria é de 30% e que o mês seguinte se inicia com o estado de carga correspondente ao último dia do mês anterior.

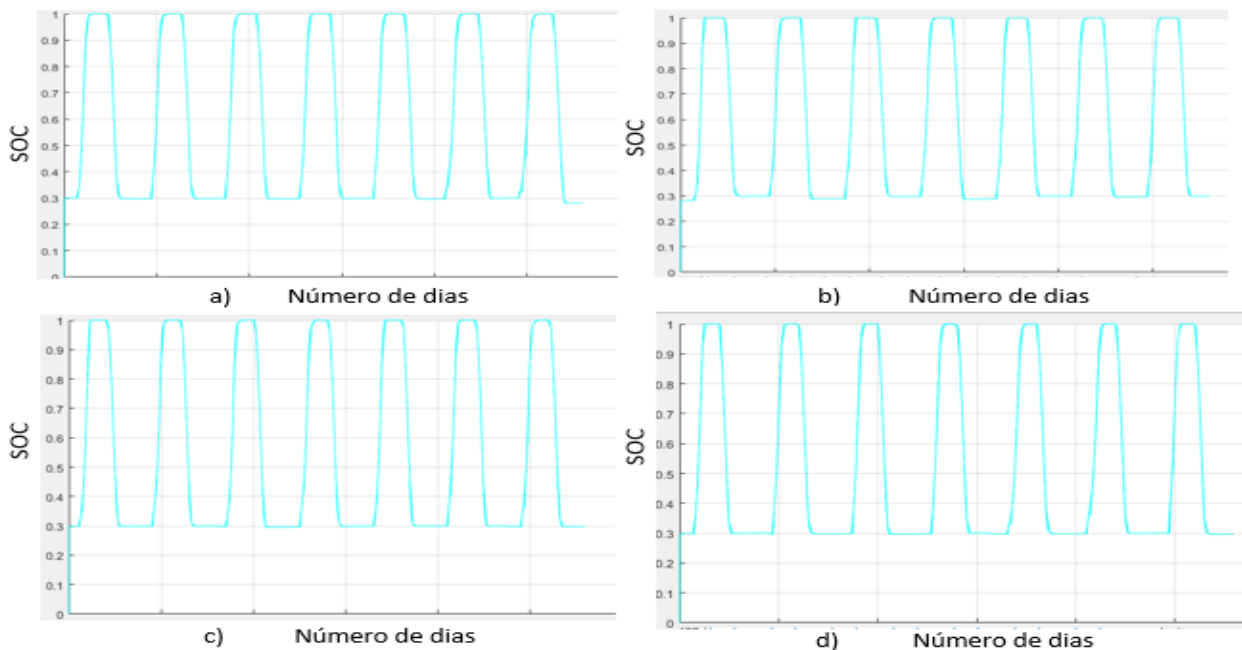


Figura 387 - Variação do SOC para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de julho; b) Para o mês de agosto; c) Para o mês de Setembro; d) Para o mês de outubro

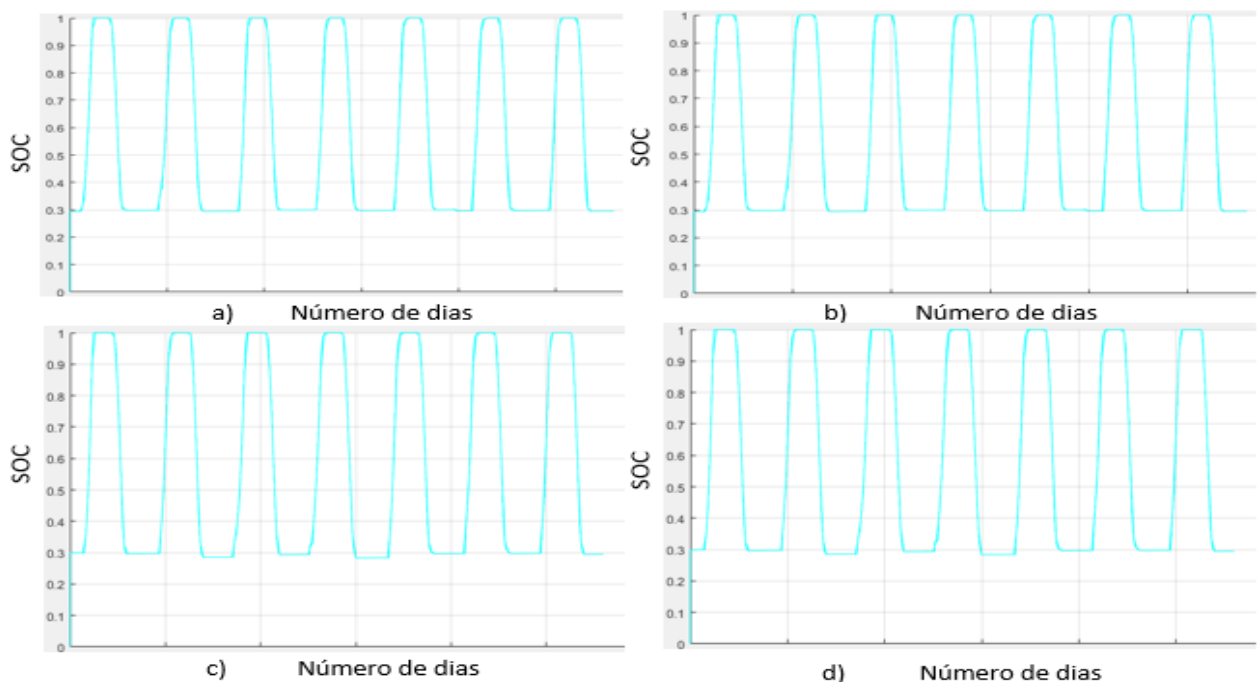


Figura 378 - Variação do SOC para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de novembro; b) Para o mês de dezembro; c) Para o mês de janeiro; d) Para o mês de fevereiro

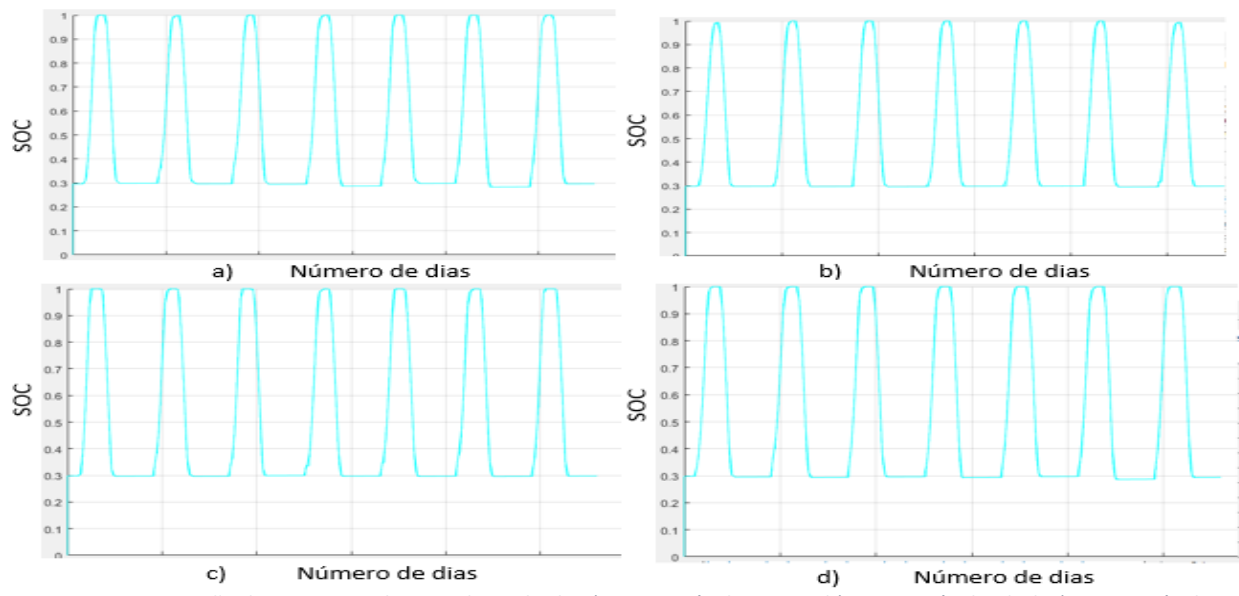


Figura 399 - Variação do SOC para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Março; b) Para o mês de Abril; c) Para o mês de Maio; d) Para o mês de Junho

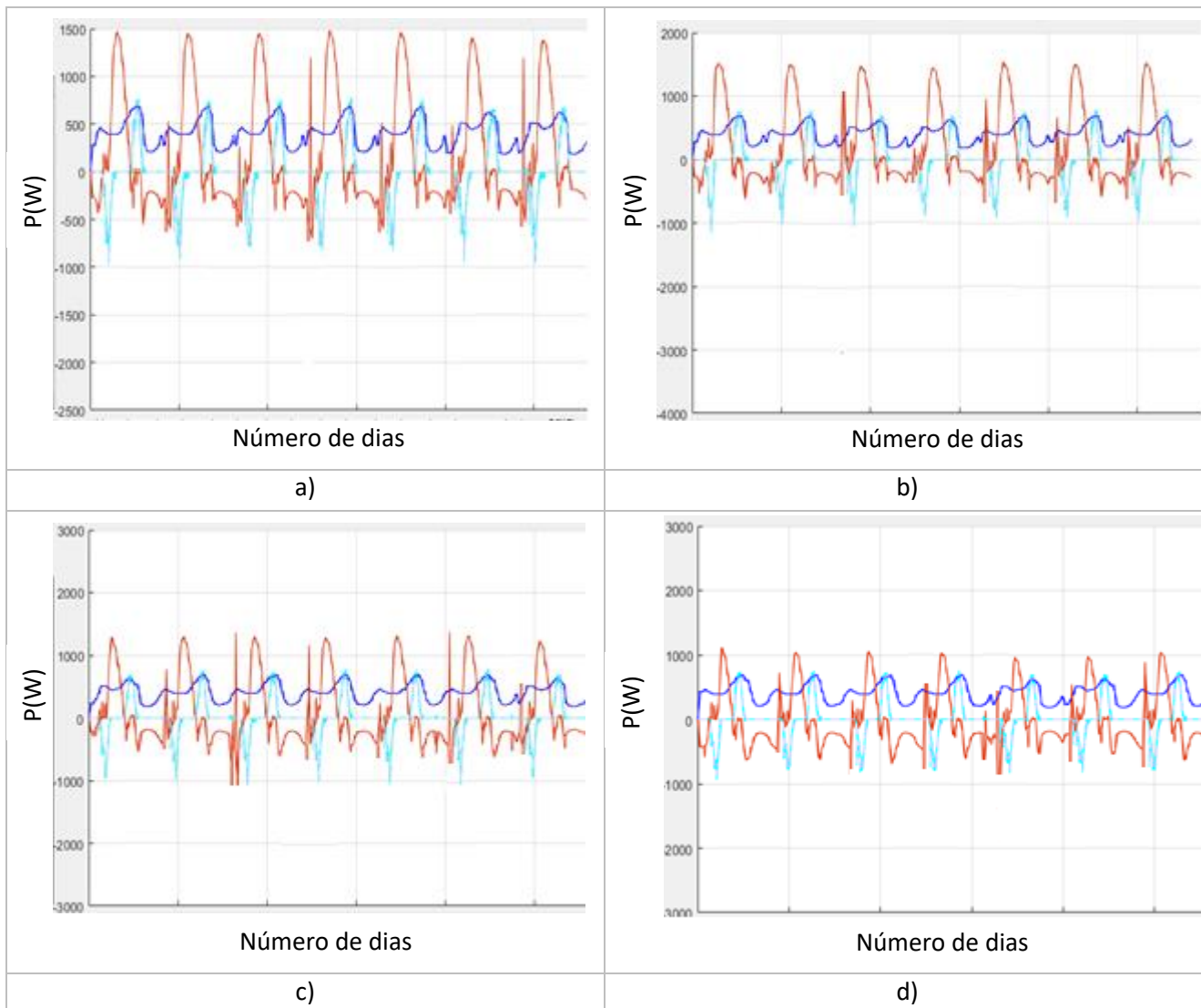


Figura 400 - Trocas de energia com a rede para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Julho; b) Para o mês de Agosto; c) Para o mês de Setembro; d) Para o mês de Outubro; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

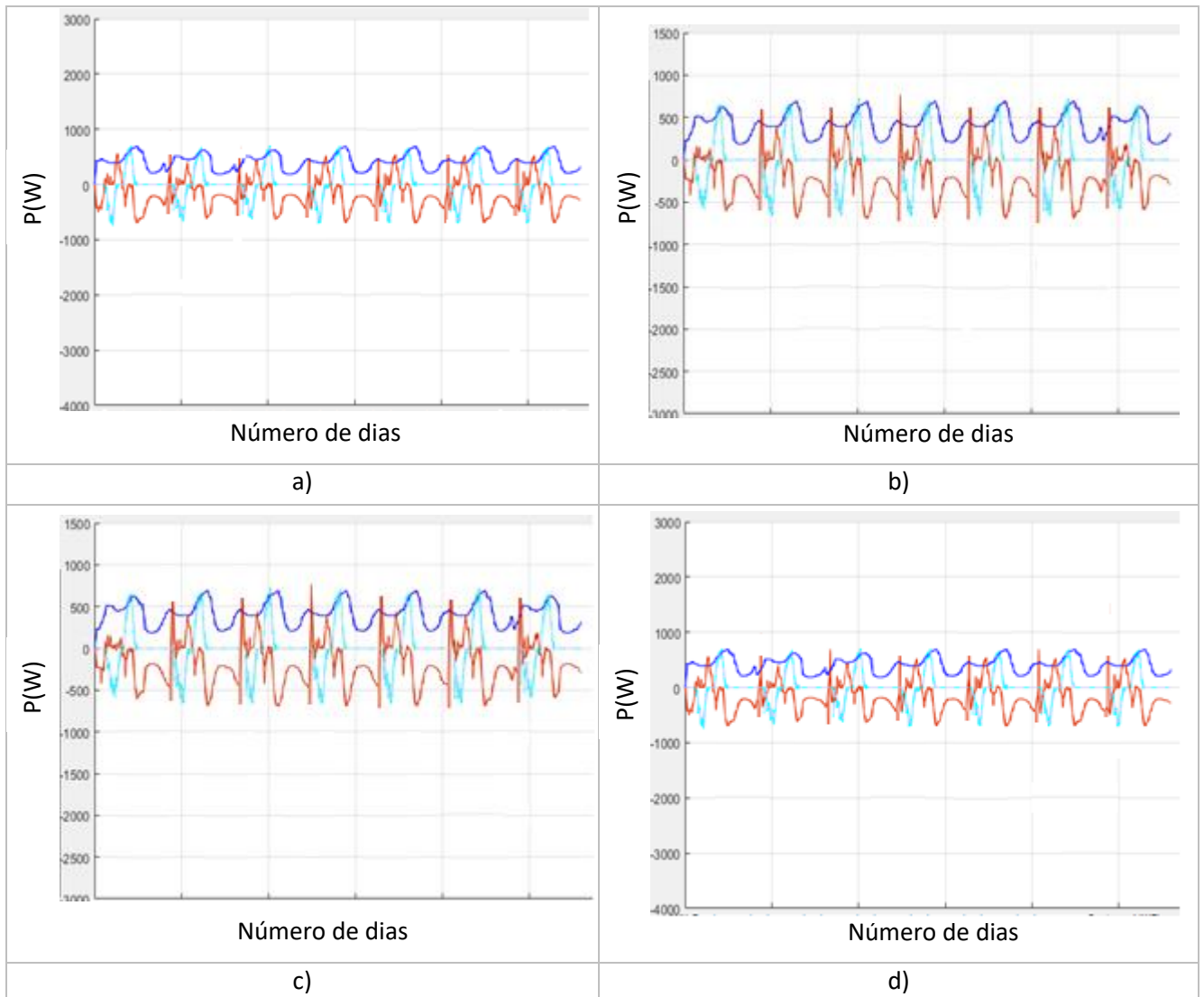


Figura 41 - Trocas de energia com a rede para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Novembro; b) Para o mês de Dezembro; c) Para o mês de Janeiro; d) Para o mês de Fevereiro; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

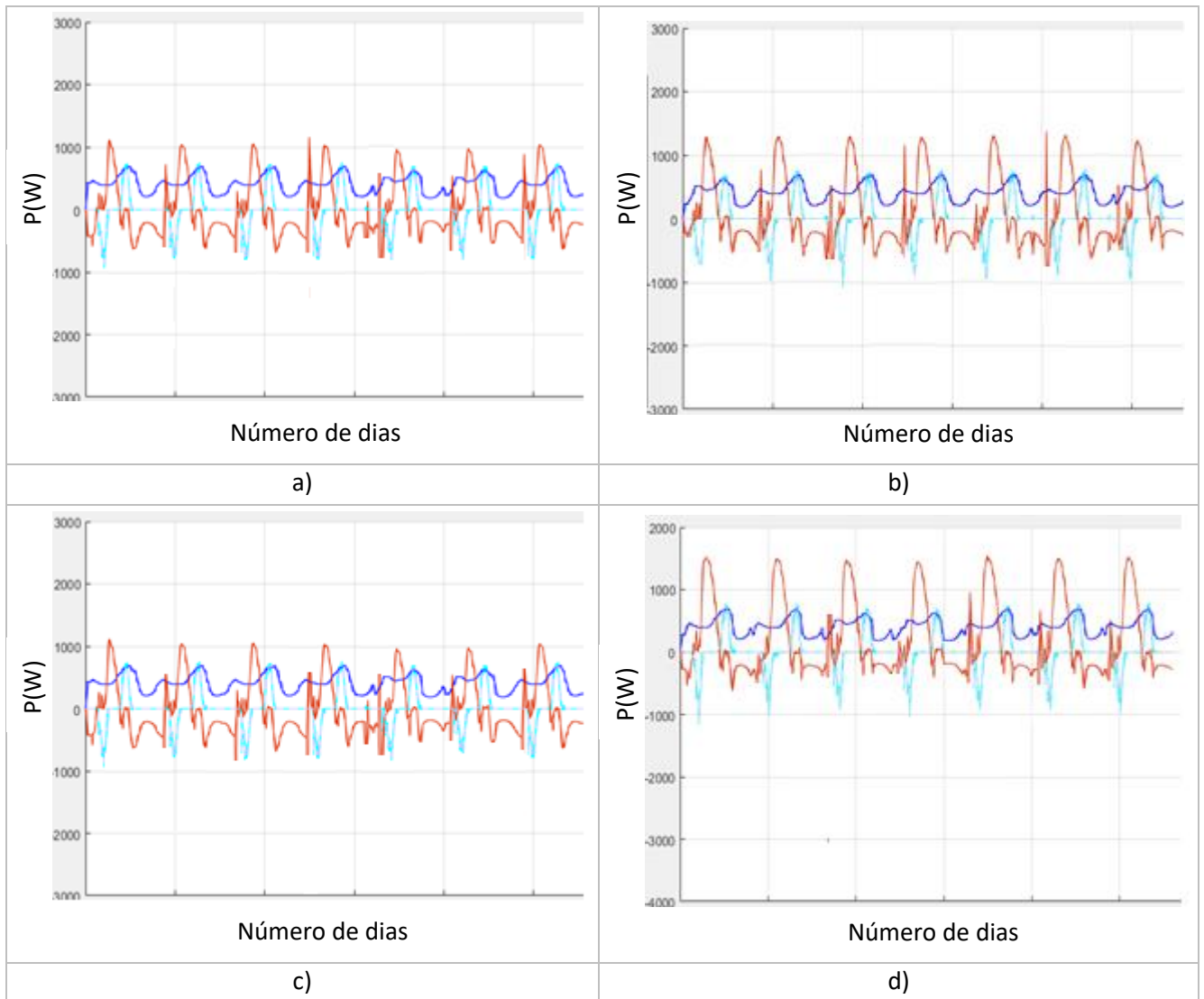


Figura 42 - Trocas de energia com a rede para a bateria de 2,4 kWh; a) Para o mês de Março; b) Para o mês de Abril; c) Para o mês de Maio; d) Para o mês de Junho; A vermelho a potência da rede; A azul escuro a potência pedida pela carga; A azul claro a potência da bateria

Apêndice D: Trocas da rede, VAL e Payback para os cenários com o dobro da geração e consumo

A **Tabela 21**, diz respeito aos resultados da simulação, para o cenário de estudo em que foi considerado o dobro da geração e consumo na habitação. A capacidade das baterias foi calculada para o caso dos 15% e 30% de capacidade efetiva face ao consumo, tendo obtido sistemas de armazenamento de 5,12 kWh e 10,24 kWh, respetivamente. A simulação foi iniciada no mês de julho considerando que o estado da carga inicial da bateria é de 30% e que o mês seguinte se inicia com o estado de carga correspondente ao último dia do mês anterior.

Tabela 21 - Trocas de energia com a rede, em Wh, para todos os meses do ano de 2016, para os diferentes cenários de capacidade face ao consumo médio diário, 15% (5,12kWh), 30% (10,24kWh), (H2G – Home to Grid; G2H – Grid to Home)

Mês	Geração (Wh/dia)		15% (Wh/dia)	30% (Wh/dia)
Janeiro	13639.7	H2G	3580,93	329,72
		G2H	9642,56	6525,78
Fevereiro	14286.5	H2G	3563,90	209,50
		G2H	9023,43	5834,93
Março	20315.1	H2G	8726,96	5451,55
		G2H	7755,2	4374,35
Abril	23672.7	H2G	11007,19	7448,57
		G2H	6601,8	3310,32
Maio	23590.2	H2G	10483,44	6881,34
		G2H	6065,14	2752,02
Junho	26173.8	H2G	12299,23	9079,01
		G2H	5784,4	2492,83
Julho	26853.7	H2G	12830,96	9971,34
		G2H	5901,44	2604,73
Agosto	26651.8	H2G	12962,55	10246,19
		G2H	6304,28	2752,5
Setembro	22592.1	H2G	10665,7	7087,22
		G2H	7534,46	4101,88
Outubro	18013.9	H2G	6837,68	3421,64
		G2H	8414,81	4995,45
Novembro	11651.2	H2G	1951,92	-
		G2H	9969,81	8348,38
Dezembro	10646.8	H2G	1055,01	-
		G2H	10089,8	9239,06
Geração Anual (kWh/ano)	7253,85	H2G	2928,31	1839,67
		G2H	2828,74	1741,54
Total de trocas de energia (kWh/ano)			5757,05	3581,21

Na **Tabela 21** pode-se observar que como o consumo da habitação duplicou, assim como a potência dos painéis fotovoltaicos, verifica-se um grande aumento nos totais das trocas de energia.

Na **Tabela 22** encontra-se representado a redução anual em percentagem das trocas de energia entre a habitação e a rede, face a um cenário sem armazenamento.

Tabela 22 - Redução anual das trocas de energia com sistemas de armazenamento

	0%	15%	30%
Redução das trocas de energia face ao cenário sem armazenamento	-	34%	59%

Na **Tabela 23**, pode-se verificar o custo total destes novos sistemas, sendo esse valor de 252,3€ para o caso dos 15% e de 154,03 para o caso dos 30%.

Tabela 23 - Custo anual da energia com aplicação dos sistemas de armazenamento apresentados no capítulo 6 e do sistema fotovoltaico base

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	1831,38	2573,88	0,1259	0,2437	4324,6	-0,03546	704,475
Bateria (5,12kWh) 15%	2828,74	0	0,1259	0,2437	2928,31	-0,03546	252,3
Bateria (10,24kWh) 30%	1741,54	0	0,1259	0,2437	1839,67	-0,03546	154,03

Na **Tabela 24**, pode-se verificar o custo total destes sistemas, assim como o custo de operação e manutenção e obter o benefício que estes sistemas apresentam.

Tabela 24 – Custos e benefícios totais para caso de estudo (2017)

Cenário	Custo do sistema (€)	Custo de operação e manutenção (€)	Benefício (€)	Juro
Bateria (5,12kWh) 15%	1766,4	17,66	452,17	5%
Bateria (10,24kWh) 30%	3532,8	35,33	550,45	5%

Por fim, observando a **Tabela 25 e 26**, pode-se observar o VAL e o payback destes sistemas com os preços em vigor para o ano 2017, assim como as projeções dos preços para o ano de 2020.

Tabela 25 - VAL e payback para os diferentes cenários (2017).

Cenário	VAL (€)	Payback (anos)
Bateria (5,12kWh) 15%	2225,7	4,48
Bateria (10,24kWh) 30%	1314,7	7,99

Tabela 26 - VAL e payback para os diferentes cenários (2020).

Cenário	VAL (€)	Payback (anos)
Bateria (5,12kWh) 15%	2923	2,61
Bateria (10,24kWh) 30%	2709,3	4,48