



SANDRO MIGUEL FERREIRA COSTA

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

PLATAFORMA DE APOIO À DECISÃO NA GESTÃO DE CARGAS NO SETOR RESI- DENCIAL

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa
Setembro, 2022

PLATAFORMA DE APOIO À DECISÃO NA GESTÃO DE CARGAS NO SETOR RESIDENCIAL

SANDRO MIGUEL FERREIRA COSTA

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Compu-
tadores

Orientador: Pedro Miguel Ribeiro Pereira,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Júri:

Presidente: José António Barata de Oliveira,
Professor Associado, Universidade NOVA de Lisboa

Arguente: Nuno Manuel Ortega Amaro,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Orientador: Pedro Miguel Ribeiro Pereira,
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

Plataforma de apoio à decisão na gestão de cargas no setor residencial

Copyright © Sandro Miguel Ferreira Costa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

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

A todos que estiveram comigo durante esta fase da minha vida,
um grande obrigado.

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer a todos que fizeram parte da minha vida nestes anos da minha jornada académica, realmente não mentiram quando me disseram que tinha de aproveitar ao máximo porque ia passar num instante. Durante este tempo conheci pessoas excelentes que marcaram não só o meu percurso, mas também a minha vida. Foi na FCT que descobri um grande grupo de amigos espetaculares, genuínos e honestos, que querem realmente que eu seja feliz e bem sucedido na minha vida pessoal. Se pudesse voltar atrás no tempo tomaria as mesmas decisões e a viver as noites de festa, as noites sem dormir para entregar projetos ou estudar para exames, as brincadeiras e conversas na cantina acompanhadas da iguaria chamada de almoço, a sombra no relvado da biblioteca que permitia um bom descanso e desligar-me por momentos dos stress, as matérias que adorei e detestei, os professores simpáticos e os mais casmurros, os testes no grande auditório naquelas cadeiras sem jeito nenhum para canhotos como eu, as napolitanas na mini nova, o cafézinho da solução e até mesmo os pavimento do nosso departamento que faz um barulho ensurdecedor logo pela manhã. Vivi bons momentos, mas também decepções, não foi um percurso fácil e tive alguns contratemplos durante a realização desta dissertação. Apesar disso tudo, eu gosto de olhar para essas decepções como momentos de crescimento pessoal e aprendizagem, mantendo por perto de mim aqueles que realmente importam e que têm um impacto positivo na minha vida. Esta dissertação para mim é um exemplo de superação pessoal, prova que com o esforço tudo é possível e que se acreditarmos em nós próprios mais tarde ou mais cedo algo de positivo irá acontecer.

O meu primeiro agradecimento personalizado vai para o meu orientador, Professor Pedro Pereira, ao qual agradeço pela sugestão do tema, por todo o apoio prestado no decorrer da dissertação e pelo espírito de amizade que vamos mantendo. Agradecer também à minha colega Alexandra por partilharmos os dois as dores e frustrações de passar por este processo de conclusão do mestrado.

Um especial agradecimento a todos os docentes e funcionários do departamento de Engenharia Eletrotécnica pela forma direta e indireta que influenciaram a aprendizagem do meu percurso académico com conhecimento que levarei para a minha vida profissional.

Um agradecimento a toda a equipa do projeto de avaliação de candidatura do Fundo Ambiental, liderada pelo Professor João Gouveia, pela oportunidade de poder participar num projeto produtivo no ramo da eficiência energética.

Nem tudo se resume à faculdade e agora quero dar espaço a alguns agradecimentos particulares de pessoas que na minha opinião merecem todo o destaque e atenção do mundo por quem são. A todos os que não foram mencionados, peço desde já desculpa, mas se fizeram parte da minha vida nestes anos têm sempre um lugar no meu coração.

Ao Diogo Dias, por ser o melhor camarada algarvio que existe, um amigo humilde e sempre pronto a ajudar quem precisa. Serviu como inspiração ao longo do curso por ser um aluno interessado, dedicado e uma completa máquina a eletrónica. Não existe melhor pessoa para beber um copo de whiskey do que ele.

Ao Gil Luz, por desde cedo ser um grande amigo, o rei da Assafora e por ser a mascote da Expo 98.

Ao Pedro Albuquerque, por ter sido meu professor, colega e mais importante que tudo um grande amigo. Ainda tenho o objetivo de trabalharmos juntos e acredito que todas as equipas deviam ter uma pessoa como ele.

À Shazia Sulemane, por ser uma completa deusa de programação e partilhar o grande gosto dos livros comigo.

Ao Miguel Marcelo, por durante os tempos de pandemia ter conseguido manter a malta junta no servidor do MIEEC Quarentena, por ser uma pessoa sincera cujos conselhos são quase sempre os mais acertados e por ser o mais fofinho do grupo.

À Carolina Luís, por ser a rainha do networking e uma verdadeira amiga com quem posso sempre contar caso preciso de algo mesmo que seja apenas uma simples conversa.

Ao Afonso Oliveira, por esgotar constantemente o stock de pão de alho na mini nova e alimentar o grupo inteiro com snacks.

À Ana Godinho, Joana Gil e Ana Abreu, por mostrarem que as mulheres de eletro são verdadeiras engenheiras com ambição, qualidade e beleza.

Ao Pedro Pereira, Francisco André, André Duarte e Nuno Leal, por serem os betinhos de Lisboa, grandes amigos e colegas de controlo, mas mais importante, por saberem como aproveitar bem uma festa.

Ao Tomás Gonçalves, por ser a pessoa com o riso mais contagiante à fase da terra. Que a vida nos reserve mais concertos e experiências como a que vivemos os dois no concerto dos IDLES.

Ao Luís Pereira, por ser o maior embaixador da Glória, ter um excelente gosto musical e ser um autêntico animal nos concertos dos Linda Martini.

Ao Ricardo Nunes, por partilhar comigo as belas conversas políticas e o gosto pelo grande Frank Zappa.

Ao António Cunha, pela ajuda nos trabalhos iniciais de programação, pelas conversas psicológicas e ser o catalisador da minha expansão de conhecimento musical.

Ao Francisco Gomes, por ser o meu amigo e colega de eleição nas cadeiras de digitais e o melhor jogador de smash que conheço.

Ao Tiago Castelo, Diogo Ferreira, e Diogo Banha, pelas belas tardes passadas no convívio a jogar bilhar e à sueca.

Ao Rafael Santos, pelo entretenimento com os seus belos desenhos durante as aulas de programação e as sessões de estudo na biblioteca.

Ao Francisco Duarte, pelo seu humor incrível e por oferecer-me a melhor fita possível ao lembrar-me que todos os dias são bons para beber uma fresquinha.

Ao André Félix, por ajudar-me a mim e a um curso inteiro com as suas dádivas de conhecimento sobre telecomunicações.

À Laura Somsen, pela inspiração e ajuda para superar as minhas dificuldades e acabar o curso da melhor maneira possível.

Ao Gonçalo Santos, por ser o paizinho de toda a gente e um excelente amigo que posso sempre contar para a galhofa.

Ao Ricardo Walker, pelas boleias para casa ao som dos Metallica, por ser o deus do eletromagnetismo e por me introduzir a uma comunidade espetacular.

Ao Francisco Almeida, Pedro Costa, Luísa Guedes e Hugo Resende, por ao longo deste ano terem entrado na minha vida e se tornarem rapidamente dos meus melhores amigos. Adoro cada momento que estou convosco e mal posso esperar para voltar a dar-vos um abraço. Temos ainda muitas francesinhas em Gaia para comer.

Ao Daniel Martins e Benjamin Heider, pelas nossas sessões de FIFA e parvoíces que permitiram manter a minha sanidade mental enquanto fazia a tese.

E agora por fim, após um testamento inteiro de agradecimentos, quero dedicar o fim à parte mais importante da minha vida, a minha família.

Aos meus avós, Fernanda Ferreira e António Morgadinho, um eterno agradecimento pelo apoio que têm dado ao longo da minha vida, sem vocês não teria acesso a uma vida estável e com espaço para progredir e tornar-me um homem formado e com conhecimentos para vencer na vida. Obrigado avós pela vossa sabedoria e educação, prometo aproveitar todos os dias da minha vida com vocês e guardar para sempre as vossas memórias comigo.

À minha irmã, Renata, por seres a melhor irmã que podia ter e estares sempre pronta a ajudar-me quando preciso. Espero que consigas acabar o teu curso da melhor maneira e conta comigo para tudo o que precisares na vida. Os irmãos são inseparáveis.

Por fim, quero agradecer à pessoa mais importante da minha vida, a pessoa que me permitiu estar a escrever este documento, a pessoa que me formou como homem, a pessoa que está sempre ao meu lado nas maiores decisões da minha a apoiar-me incondicionalmente, a minha linda Mãe. Não há palavras suficientes para descrever a minha gratidão por tudo o que fizeste e fazes por mim e pela Renata. És a mulher mais corajosa que eu conheço e mereces o melhor que a vida tem para te oferecer. Nunca deixarei de estar ao teu lado e conto contigo para seres o meu apoio até ao último momento. Amo-te muito Mãe.

"Without music to decorate it, time is just a bunch of boring production deadlines or dates by which bills must be paid" - Frank Zappa.

"You can't change the feeling but you can change your feelings about the feeling in a second or two" - David Berman.

"My family is my life, and everything else comes second as far as what's important to me" - Michael Imperioli.

RESUMO

Nos últimos anos existiu um aumento significativo no preço da eletricidade em Portugal. Para além disso, atualmente uma habitação portuguesa consome cada vez mais energia elétrica fruto da maior quantidade de equipamentos instalados. As energias renováveis apresentam-se como sendo cada vez a solução para o combate do aumento dos custos de produção e comercialização de eletricidade, e é com esse objetivo que Portugal tem apostado significativamente na produção de energia por meios renováveis.

O conceito de *Home Energy Management System* surge neste contexto por fazer a gestão das cargas residenciais com produção de energia renovável por painéis fotovoltaicos e armazenamento com um sistema de baterias. Sendo assim, o sistema proposto nesta dissertação permite alocar as cargas principais de um consumo residencial (máquinas lavar e secar roupa e lavar loiça) para horários onde a produção fotovoltaica satisfaz na totalidade o consumo numa determinada hora. Caso isto não se verifique, o funcionamento da carga será alocado para o período de menor tarifa em tempo real da eletricidade. Após a alocação das cargas, é executado o algoritmo de otimização que permite uma gestão do sistema onde o objetivo final é minimizar a quantidade energia proveniente da rede elétrica.

Palavras-chave: *Home Energy Management System*, Gestão de Energia, Tarifas Tempo Real, Algoritmo de Otimização, Alocação de Cargas, Produção Fotovoltaica, Armazenamento por Baterias.

ABSTRACT

In the last years there has been a significant increase in the price of electricity in Portugal. In addition, currently, a Portuguese home consumes more and more electricity because of the greater amount of equipment installed. Renewable energies present themselves as are the solution to combat the increase in electricity production and commercialization costs, and it is with this objective that Portugal has invested significantly in the production of energy by renewable means.

The concept of Home Energy Management System arises in this context for managing residential loads, with the production of renewable energy by photovoltaic panels and storage with a battery system. Therefore, the system proposed in this dissertation allows allocating the main loads of a residential consumption (washing, drying and dishwashing machines) to a time interval where photovoltaic production fully satisfies consumption in a certain hour. If this is not the case, the load will be allocated to the period with the lowest real-time electricity tariff. After allocating the loads, the optimization algorithm that allows the system management is executed, where the final goal is to minimize the amount of energy provided by the electricity grid.

Keywords: Home Energy Management System, Energy Management, Real-Time Electricity Tariff, Optimization Algorithm, Load Allocation, Photovoltaic Production, Battery Storage System.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	2
2	ESTADO DE ARTE	3
2.1	Energia Elétrica em Portugal.....	3
2.2	Mercado de Eletricidade.....	6
2.2.1	Estrutura do Sistema Elétrico.....	7
2.2.2	Tarifas Dinâmicas	8
2.3	Rede Elétrica Inteligente e os seus mecanismos de Gestão de Energia	9
2.3.1	Rede Elétrica Inteligente (Smart Grid).....	10
2.3.2	Resposta por parte do consumidor à procura de energia elétrica	13
2.3.3	Sistemas de Gestão de Energia a nível habitacional	14
2.4	Redes Neurais Artificiais.....	21
2.4.1	Definição	21
2.4.2	Tipos de redes.....	22
2.4.3	Funções de ativação.....	26
2.4.4	Algoritmos de treino.....	29
2.5	Conclusão.....	30
3	METODOLOGIA E IMPLEMENTAÇÃO	31
3.1	Obtenção dos dados.....	32
3.1.1	Preço da eletricidade no OMIE	32

3.1.2	Produção Fotovoltaica	34
3.1.3	Diagrama de consumo diário de uma habitação	36
3.2	Alocação de cargas.....	37
3.3	Algoritmo de otimização do sistema de armazenamento	38
3.4	Interface Gráfica.....	40
3.4.1	Simulação de um mês e de um dia.....	40
3.4.2	Janela de resultados.....	43
3.4.3	Diagramas de carga das máquinas	45
3.4.4	Produção fotovoltaica	46
3.4.5	Preço da eletricidade ao longo do dia.....	46
4	RESULTADOS.....	49
4.1	Simulação com sistema de armazenamento	49
4.1.1	Simulação anual.....	49
4.1.2	Simulação diária	58
4.2	Simulação sem sistema de armazenamento.....	63
5	CONCLUSÕES	68
5.1	Apreciações finais	68
5.2	Trabalhos futuros.....	70
A	ANEXOS.....	77
A.1	Diagrama de carga da MLR.....	77
A.2	Diagrama de carga da MSR.....	79
A.3	Diagrama de carga da MLL	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Consumo de energia elétrica em Portugal por setor.....	2
Figura 2.1 - Fontes de Produção de Eletricidade em Portugal (janeiro 2022).....	4
Figura 2.2 - Evolução da Produção de Eletricidade e o seu Consumo em Portugal.....	5
Figura 2.3 - Fontes de Produção de Energia Elétrica na UE em 2019	5
Figura 2.4 - Consumo de Eletricidade numa Habitação em Megawatt-hora (MWh) por Habitante.....	6
Figura 2.5 - Evolução da rede elétrica para a Smart Grid.....	10
Figura 2.6 - Tecnologias ao longo da Smart Grid	12
Figura 2.7 - Categorização dos programas de DR	14
Figura 2.8 - Técnicas utilizadas para gestão de perfis de carga	15
Figura 2.9 - Sistema de Gestão de Energia proposto por Lee e Choi	18
Figura 2.10 - Esquema representativo do Algoritmo Q.....	18
Figura 2.11 - Arquitetura da RNA utilizada por Lee e Choi.....	19
Figura 2.12 - Sistema de Gestão de Energia proposto por Lu et al	20
Figura 2.13 - Estrutura do Neurónio Artificial.....	21
Figura 2.14 - Classificação das RNA	22
Figura 2.15 - RNA <i>feed forward</i>	22
Figura 2.16 - RNA feed backward	23
Figura 2.17 - Exemplo de uma Rede Neuronal Recorrente.....	23
Figura 2.18 - Estrutura de uma célula LSTM em 1997.....	24
Figura 2.19 - Estrutura de uma célula LSTM em 2000.....	25
Figura 2.20 - Função Sigmoide e a sua derivada.....	26
Figura 2.21 - Função Tangente Hiperbólica e a sua derivada	27
Figura 2.22 - Função ReLU e a sua derivada	28

Figura 3.1 - Arquitetura do modelo proposto.....	31
Figura 3.2 - Website do OMIE com as informações sobre os preços da eletricidade em tempo real.....	33
Figura 3.3 - Tipos de ficheiro que contém os dados sobre o preço da eletricidade no ano 2021.....	33
Figura 3.4 - API request que permite a ligação entre o MATLAB e o PVGIS	34
Figura 3.5 - Evolução da irradiância ao longo de um dia de Julho em Lisboa.....	34
Figura 3.6 - Potência produzida ao longo de um dia de Outubro	36
Figura 3.7 - Folha de cálculo desenvolvida por Richardson e Thomson	37
Figura 3.8 - Algoritmo de alocação de carga, inspirado em.....	38
Figura 3.9 - Modelos da bateria utilizados na literatura.....	39
Figura 3.10 - Aspecto inicial da interface com a simulação de um mês.....	41
Figura 3.11 - Fluxograma que exemplifica a simulação de um mês.....	42
Figura 3.12 - Separador da simulação diária	43
Figura 3.13 - Vista geral do separador de resultados.....	43
Figura 3.14 - Diagramas de cargas das máquinas.	45
Figura 3.15 - Potência produzida num dia de Agosto	46
Figura 3.16 - Preço da eletricidade no dia 2 de Agosto	47
Figura 4.1 - Vista da interface com os parâmetros de simulação definidos.....	50
Figura 4.2 - Média mensal dos consumos após alocação das cargas no mês de Janeiro.....	51
Figura 4.3 - Média mensal dos consumos sem alocação das cargas no mês de Janeiro.	51
Figura 4.4 - Evolução da média das potências ao longo de Janeiro com o sistema de gestão de energia.....	52
Figura 4.5 - Evolução em 24 horas da média da energia armazenada ao longo dos dias de Janeiro.....	52
Figura 4.6 - Média do preço da eletricidade ao longo de Janeiro.	53
Figura 4.7 - Poupanças registadas ao longo de Janeiro.....	53
Figura 4.8 - Média mensal dos consumos após alocação das cargas no mês de Outubro.	54
Figura 4.9 - Média mensal dos consumos sem alocação das cargas no mês de Outubro.	54
Figura 4.10 - Evolução da média das potências ao longo de Outubro com o sistema de gestão de energia.....	55
Figura 4.11 - Evolução em 24 horas da média da energia armazenada ao longo dos dias de Outubro.....	55
Figura 4.12 - Média do preço da eletricidade ao longo de Outubro.	56

Figura 4.13 - Poupanças registadas ao longo de Outubro.....	56
Figura 4.14 - Evolução do preço da fatura de eletricidade ao longo do ano com e sem sistema de gestão de energia elétrica.	57
Figura 4.15 - Vista da interface com os parâmetros de simulação diária definidos.	58
Figura 4.16 - Consumo diário no dia 11 de Fevereiro após a alocação das cargas.	59
Figura 4.17 - Consumo diário no dia 11 de Fevereiro sem a alocação das cargas.	59
Figura 4.18 - Preço da eletricidade no dia 11 de Fevereiro.....	60
Figura 4.19 - Evolução em 24 horas da energia armazenada no dia 11 de Fevereiro.	60
Figura 4.20 - Evolução das potências ao longo do dia 11 de Fevereiro com o sistema de gestão de energia.....	61
Figura 4.21 - Vista da interface com os parâmetros da segunda simulação diária definidos..	62
Figura 4.22 - Consumo diário no dia 21 de Julho após a alocação das cargas.	62
Figura 4.23 - Evolução das potências ao longo do dia 21 de Julho com o sistema de gestão de energia.....	63
Figura 4.24 - Consumo diário no dia 21 de Julho sem a alocação das cargas.	63
Figura 4.25 - Média mensal dos consumos após alocação das cargas no mês de Janeiro para a simulação sem bateria.....	64
Figura 4.26 - Média mensal dos consumos sem alocação das cargas no mês de Janeiro para a simulação sem bateria.....	65
Figura 4.27 - Evolução em 24 horas da energia armazenada.....	65
Figura 4.28 - Evolução da média das potências ao longo de Janeiro com o sistema de gestão de energia mas sem bateria.	66
Figura 4.29 - Poupanças registadas ao longo de Janeiro sem sistema de armazenamento.....	66
Figura 4.30 - Evolução do preço da fatura de eletricidade ao longo do ano com e sem sistema de gestão de energia elétrica, considerando apenas a produção fotovoltaica.....	67

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Comparação entre a Rede elétrica tradicional e a Smart Grid.	11
Tabela 3.1 - Especificações técnicas do módulo JAM60S10-350/MR.	35
Tabela 4.1 - Tabela com parâmetros da simulação mensal.	49
Tabela 4.2 - Valores de uma instalação fotovoltaica e bateria.	57
Tabela 4.3 - Valores de uma instalação fotovoltaica	67
Tabela A.1 - Diagrama de carga da máquina LG WM 2016 CW.....	77
Tabela A.2 - Diagrama de carga da máquina WSM 2420D3WW.....	79
Tabela A.3 - Diagrama de carga da máquina 665.1324K90.....	81

SIGLAS

AMI	Infraestrutura avançada de medição (em inglês <i>Advance Metering Infrastructure</i>).
AT	Alta Tensão.
BA	Baterias de armazenamento.
BT	Baixa Tensão.
CPP	Tarifas Critical Peak Pricing.
CSS	<i>Customer Side Systems</i> .
DCT	<i>Demand Charge Tariff</i> .
DMS	<i>Distributed Grid Management System</i> .
DR	<i>Demand Response</i> .
EDP	Energias de Portugal.
IBP	Programas baseados nos incentivos (do inglês <i>Incentive-Based Programs</i>).
ICT	Integração de tecnologias de informação e comunicação (do inglês <i>Information and Communication Technology Integration</i>).
LTSM	<i>Long Short Term Memory</i>
MAT	Muita Alta Tensão.
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MLL	Máquina lavar loiça

MLR	Máquina lavar roupa
MSR	Máquina secar roupa
MT	Média Tensão.
OMIE	Operador de mercado ibérico
PBP	Programas baseados nos preços (do inglês <i>Price-Based Programs</i>).
PRE	Produção em Regime Especial.
PRO	Produção em Regime Ordinário.
PV	Painéis fotovoltaicos
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
ReLU	<i>Rectified Linear Unit.</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais.
RNA	Rede Neural Artificial.
RND	Rede Nacional de Distribuição.
RNT	Rede Nacional de Transporte.
RRN	Redes Neurais Recorrentes
RTP	Tarifas Real Time Pricing.
ToU	Tarifas Time-of-Use.
UE	União Europeia.
WAMS	Sistemas de monitorização e controlo (do inglês <i>Wide Area Monitoring and Control</i>).

INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica aumentou drasticamente ao longo dos últimos 20 anos em todos os setores de Portugal. Só em 2020 foram consumidos mais de 47000 Gigawatt-hora (GWh) em Portugal segundo os dados estatísticos da Pordata¹, sendo um aumento de 70% face aos valores registados em 1994.

Pela figura 1.1 é possível verificar que a maior parte do consumo de eletricidade é feito pelo setor industrial, seguido do setor doméstico que representa cerca de 29% do consumo total.

Com as mudanças no mercado energético e na rede de distribuição, o consumidor doméstico pode aproveitar a vantagem do aumento das ofertas por parte de comercializadores de energia elétrica e ainda participar ativamente no sistema elétrico por exemplo pela venda à rede elétrica do excesso de produção fotovoltaica.

Nos últimos anos na Europa surgiu o conceito de tarifas dinâmicas que revolucionou a maneira como a eletricidade é cobrada aos clientes. Combinando este conceito com medidores inteligentes capazes de apresentar os consumos a tempo real e sistemas de gestão de energia elétrica capazes de autonomamente mudar o uso dos aparelhos domésticos, é possível para o consumidor usufruir de grandes poupanças nos custos de energia.

Graças a esta necessidade económica de reduzir os consumos de eletricidade e à necessidade ambiental de cada vez mais apostar em energias renováveis, surgiu a motivação de criar uma plataforma de apoio à decisão na gestão de cargas no setor residencial que permite alocar o uso de certos equipamentos domésticos para horas fora de ponta e

¹ <https://www.pordata.pt>

implementa uma instalação fotovoltaica com armazenamento de forma melhorar o aproveitamento energético do consumidor.

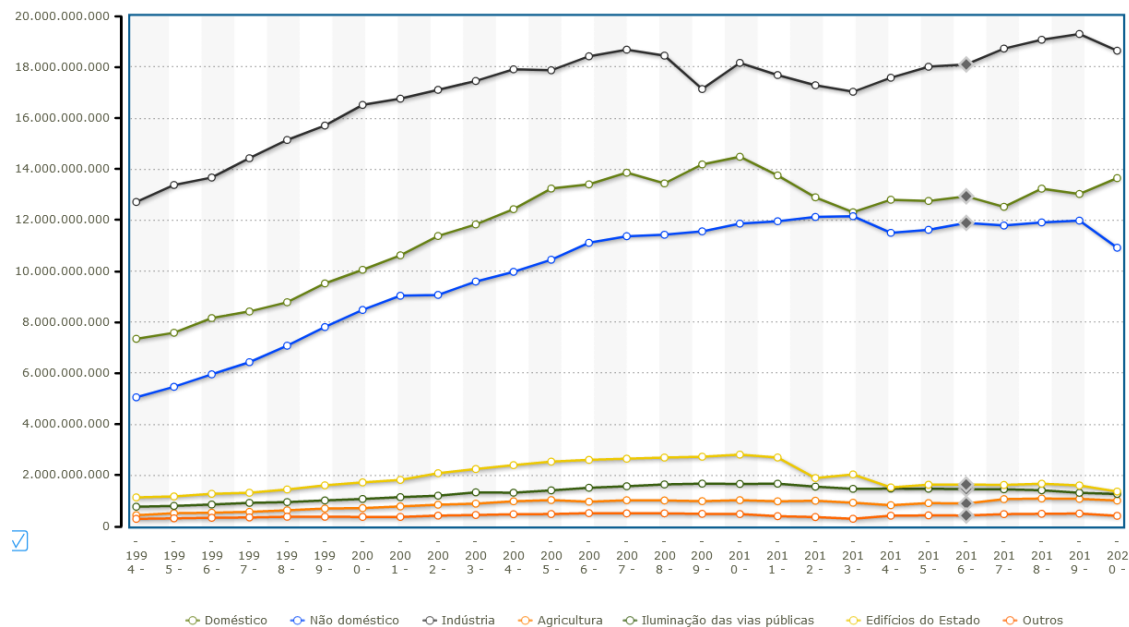


Figura 1.1 - Consumo de energia elétrica em Portugal por setor.

1.1 Objetivos

Com este projeto pretende-se desenvolver uma plataforma de gestão inteligente de equipamentos domésticos de forma a reduzir os custos energéticos através de um sistema de gestão de energia elétrica recorrendo a algoritmos computacionais.

O sistema terá as seguintes capacidades:

- Privilegiar a utilização dos equipamentos nas horas de menor procura energética.
- Reduzir os custos no acesso à rede elétrica.
- Utilização de um sistema fotovoltaico para diminuir o número de requisições de energia à rede.
- Sistema de baterias de armazenamento do excedente da produção fotovoltaica. Caso o armazenamento esteja maximizado, o excedente será vendido à rede a uma tarifa fixa de 10 cêntimos por kWh.

ESTADO DE ARTE

Neste capítulo do Estado da Arte serão apresentados quatro subcapítulos teóricos e um subcapítulo de conclusão. Primeiro é apresentado o cenário de energia elétrica em Portugal, de seguido um subcapítulo sobre a estrutura do sistema elétrico onde é desenvolvido o conceito de tarifas dinâmicas, depois um subcapítulo sobre o conceito de rede inteligente e os mecanismos para a gestão de energia elétrica, e por fim um subcapítulo dedicado à apresentação teórica do conceito de Redes Neurais Artificiais e o algoritmo de previsão de séries temporais utilizado para a previsão de preços.

2.1 Energia Elétrica em Portugal

Os riscos ambientais do uso de combustíveis fósseis, através da emissão de gases com efeito de estufa, são bem conhecidos pela população. As Nações Unidas têm como objetivo atingir a neutralidade carbónica em 2050 como foi estabelecido no Acordo de Paris. Em Portugal para ser atingida a neutralidade carbónica em 2050 será necessário reduzir as emissões de gases poluentes entre 85% a 90% [1].

Face a esta necessidade ambiental, Portugal tem apostado forte nas fontes de energia renovável, sobretudo nas eólicas como é possível ver na Figura 2.1. O Projecto WindFloat Atlantic² da Energias de Portugal (EDP) é um exemplo da constante aposta na produção de energia elétrica por energia eólica, com a instalação de 3 turbinas flutuantes no oceano Atlântico, permitindo assim explorar a vasta área marinha portuguesa.

² <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/windfloat>

A partir da Figura 2.1 é possível concluir que cerca de 63,64% da energia produzida no mês de janeiro de 2022 provém de fontes renováveis. Destaque para os 0% de produção por carvão visto que encerraram em 2021 as últimas duas centrais termoelétricas (a carvão) em Portugal, as centrais de Sines e do Pego.

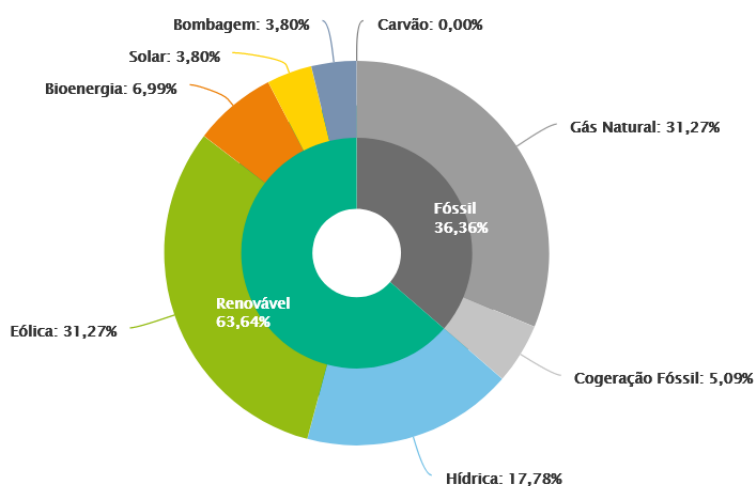


Figura 2.1 - Fontes de Produção de Eletricidade em Portugal (janeiro 2022)³

Na figura 2.2 é possível observar a evolução, ao longo das últimas duas décadas, da Produção de Eletricidade em Portugal através das várias fontes energéticas. Pelo gráfico é notório a aposta na energia eólica pelo seu elevado crescimento nos últimos 15 anos, e a elevada redução de combustíveis fósseis.

A produção através de fontes solares tem vindo a aumentar nos últimos 5 anos porque são cada vez mais acessíveis as instalações fotovoltaicas e cada vez mais surgem programas de incentivo à utilização de energias renováveis.

³ <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>

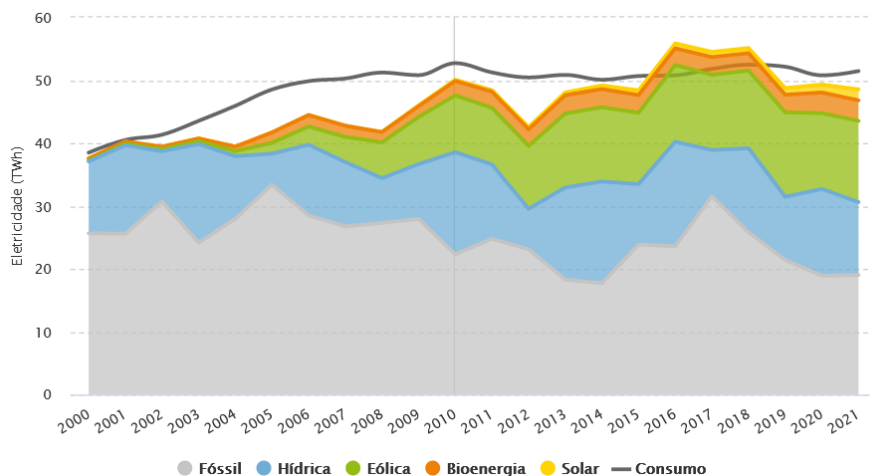


Figura 2.2 - Evolução da Produção de Eletricidade e o seu Consumo em Portugal²

Estabelecendo agora um termo de comparação com os restantes países da União Europeia (UE), a produção de energia elétrica em Portugal a partir de fonte renovável foi superior à média da UE. Isto é comprovado através da figura 2.3 que mostra que em 2019 a produção de energia elétrica na UE por fontes renováveis foi de 37%.

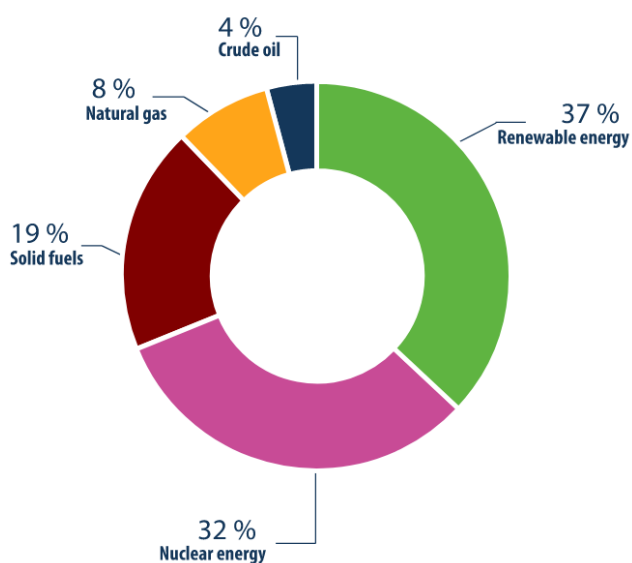


Figura 2.3 - Fontes de Produção de Energia Elétrica na UE em 2019⁴

Ainda recorrendo à figura 2.2, é de notar que o consumo tem vindo cada vez mais a aumentar, ou seja, a procura energética continuará a aumentar sendo necessário a continuação

⁴ <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2b.html?lang=en>

do investimento em tecnologias sustentáveis para conseguir dar resposta e satisfazer as necessidades dos consumidores.

A figura 2.4 representa graficamente o consumo de energia elétrica nas habitações domésticas dos países europeus, no ano de 2019, sendo que os países da Escandinávia apresentam um maior consumo per capita. Segundo o gráfico, Portugal apresenta um consumo energético ligeiramente abaixo da média dos países da UE.

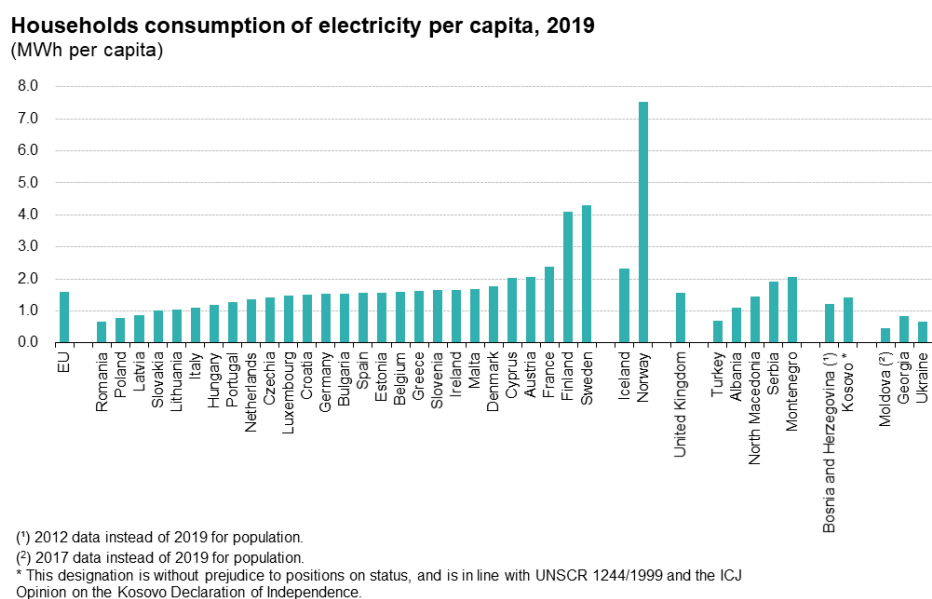


Figura 2.4 - Consumo de Eletricidade numa Habitação em Megawatt-hora (MWh) por Habitante.⁵

Portugal encontra-se num bom caminho por apresentar uma produção de energia elétrica maioritariamente através de fontes renováveis e estar cada vez mais a reduzir a utilização de fontes não renováveis, sendo que já aboliu a produção de energia por fonte do carvão.

A aposta em fontes renováveis é escolha acertada face aos graves problemas ambientais, visto que permite a redução de emissões de gases de efeito estufa e possibilita a redução nos custos de produção.

2.2 Mercado de Eletricidade

Neste subcapítulo é abordada a estrutura do sistema elétrico em Portugal (desde a produção de energia até ao consumo) e os vários exemplos de tarifas dinâmicas.

⁵ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_and_heat_statistics#Production_of_electricity

2.2.1 Estrutura do Sistema Elétrico

2.2.1.1 Produção

A produção de eletricidade divide-se em Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE) [2].

A PRO é feita por centrais térmicas através de fontes de energia não renováveis, como combustíveis fósseis. Já a PRE é feita por fontes renováveis, cogeração e produção distribuída.

A PRE apresenta vantagens em relação a PRO, como a redução das emissões de CO₂ e a diminuição da importação de combustíveis fósseis [3].

2.2.1.2 Transporte

O transporte de energia é feito em muita alta tensão (MAT) de forma a minimizar as perdas ao longo da rede. A MAT é constituída por tensões de 150 kV, 220 kV e 400 kV [3].

A entidade encarregue do transporte é a Redes Elétrica Nacional (REN). Para além do transporte de energia, a REN está encarregue do funcionamento, planeamento e desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte (RNT).

2.2.1.3 Distribuição

A energia chega em MAT à rede de distribuição que depois é transformada em tensões menores como AT, MT e BT. As linhas de AT são de 60 kV, as de MT são de 30 kV, 20 kV ou 10 kV, e por fim a energia é entregue aos consumidores em BT, ou seja, em 400V ou 230 V [4].

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é regida pela E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. em AT e MT e em BT. Em BT para além da E-Redes existem outros distribuidores com contratos de concessão com várias câmaras municipais [2].

2.2.1.4 Comercialização

Com a liberalização do mercado energético, a comercialização de energia elétrica passou a ser feita por várias empresas que competem entre si para apresentar a melhor oferta permitindo assim ao consumidor escolher a melhor opção mediante os seus consumos. As empresas que efetuam a comercialização são responsáveis pela faturação e serviço dos clientes [2].

2.2.2 Tarifas Dinâmicas

Inicialmente as tarifas do mercado de energia eram fixas e não sofriam alterações ao longo do tempo, são chamadas as tarifas simples. Em Portugal existe três tipos de tarifas disponíveis para o consumidor, sendo que o preço destas tarifas é definido para o ano inteiro sem alterações. As tarifas são as seguintes:

- Tarifas simples – como dito anteriormente, o preço da energia é fixo ao longo do tempo;
- Tarifa bi-horária – apresenta dois períodos de consumo: período do Vazio onde o custo da energia é mais reduzido e o período Fora do Vazio em que o custo é maior;
- Tarifa tri-horária – apresenta três períodos de consumo: período do Vazio, período de Cheias onde o custo da energia é intermédio e período de Ponta em que o custo é maior.

Com a introdução de contadores inteligentes, foram introduzidas tarifas que variam mediante o período do dia, estas tarifas são chamadas tarifas dinâmicas. Através dos contadores inteligentes, os consumidores conseguem saber o preço real da tarifa num dado instante e podem tomar a decisão de alterar os seus consumos para horas onde o preço da eletricidade é menor. Esta alteração nos consumos diários mediante o preço da tarifa permite não só uma poupança financeira ao consumidor, mas também reduzir o aumento da procura da energia e consequentemente reduzir os pedidos à rede elétrica.

2.2.2.1 Tarifas Time-of-Use

Tarifas pré-determinadas que variam mediante o pico de carga em determinados intervalos do dia, isto é, durante as horas de maior pico de carga a tarifa tem um preço maior e durante as horas de menor pico de carga a tarifa é consequentemente menor. O preço destas tarifas é definido para um ano sofrendo depois poucas alterações [4]–[6].

2.2.2.2 Tarifas Real Time Pricing

O preço da tarifa muda em intervalos de 1 hora mediante as variações de preços do mercado energético. Os clientes são avisados sobre os preços no dia anterior ou com algumas horas de antecedência.

As tarifas RTP são as mais complexas das tarifas dinâmicas e com maior risco e incerteza para o cliente, são as tarifas que melhor refletem as mudanças mediante as condições do mercado que coloca um preço mais elevado nas horas de maior procura.

Ao contrário das tarifas ToU que só são alteradas com meses de antecedência, as tarifas RTP estão em constantes alterações. No entanto este tipo de tarifas para além de ter uma implementação dispendiosa, traz uma grande desvantagem para os consumidores que sem conhecimento do mercado de energia e sem tecnologias de automação dificilmente se conseguem adaptar às mudanças das tarifas [4]–[6].

Devido à necessidade de tecnologias de automação surgiu o conceito de sistema de gestão de energia elétrica que gerem uma casa inteligente e através dos dados fornecidos de medidores inteligentes (do inglês *smart meters*) auxiliam os consumidores a automaticamente deslocar certos consumos para hora fora de ponta através de inteligência artificial.

2.2.2.3 Tarifas Critical Peak Pricing

As tarifas CPP apresentam semelhanças às tarifas ToU na medida em que são criados intervalos de tempo onde o preço da tarifa é maior.

No caso das tarifas CPP são criados eventos críticos em que se verifica um preço significativamente mais elevado. Os clientes são alertados com um dia de antecedência sobre os eventos críticos e estes são criados quando se prevê um grande aumento no consumo da rede.

Ao contrário das tarifas ToU, as horas de começo destes eventos não estão pré-definidas meses antes, o que está pré-definido é o intervalo de tempo do evento crítico e os preços das tarifas.

A vantagem das tarifas CPP são preços elevados durante curtos períodos de tempo, o que permite aos consumidores alterar os seus consumos nesse intervalo de maior procura da energia e poupar na fatura da eletricidade [4]–[6].

2.3 Rede Elétrica Inteligente e os seus mecanismos de Gestão de Energia

Neste subcapítulo começa-se com uma abordagem de cima para baixo, começando a abordar o conceito de rede elétrica inteligente e os seus constituintes, seguindo para os programas que oferecem uma resposta à procura de energia elétrica por parte dos consumidores e por fim os sistemas de gestão elétrica a nível habitacional que implementam estes programas e estão inseridos na rede inteligente.

2.3.1 Rede Elétrica Inteligente (Smart Grid)

A Smart Grid é uma rede elétrica que usa tecnologias para monitorizar e gerir o transporte de eletricidade de forma eficiente, sustentável e segura desde as fontes de geração até aos consumidores.

O objetivo principal da Smart Grid é reduzir os custos e responder às exigências da rede, aumentando a eficiência energética, através de um controlo das cargas dos consumidores, distribuidores e operações na rede. O aumento da eficiência energética através da Smart Grid vem associado à produção de energia por fontes renováveis que provem a redução das emissões e custos menores de energia. Com a evolução para uma Smart Grid será possível uma maior flexibilidade de introdução das tecnologias renováveis na rede.

A Smart Grid permite assim que os clientes participem ativamente na rede, como é o caso das instalações fotovoltaicas onde o excesso de produção pode ser vendido à rede.

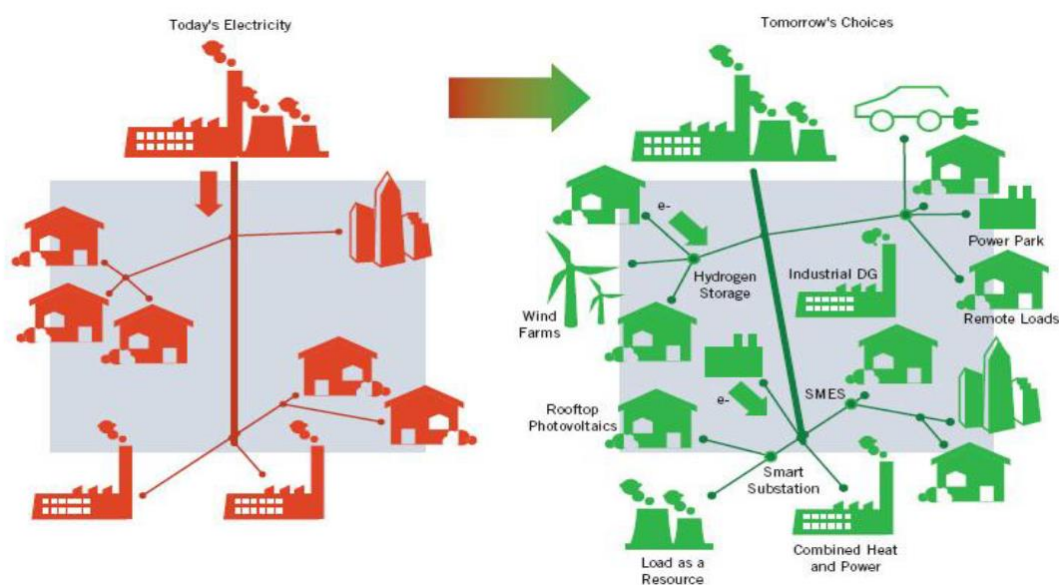


Figura 2.5 - Evolução da rede elétrica para a Smart Grid⁶

A seguinte tabela 2.1 resume as principais diferenças entre uma rede elétrica tradicional e uma Smart Grid[7]:

⁶ https://www.researchgate.net/publication/258858691_100_Green_Computing_At_The_Wrong_Location

Tabela 2.1 - Comparação entre a Rede elétrica tradicional e a Smart Grid.

Aspectos	Rede elétrica tradicional	Smart grid
Iteração entre a rede e os clientes	Clientes recebem a energia exclusivamente da rede	Clientes participam ativamente na rede
Integração de energia renovável	Com problemas	Sem problemas
Opções para os clientes	Sem grandes opções devido a um mercado monopolizado	Mercado liberalizado onde existe uma competição pela oferta do melhor preço ao cliente
Operação do sistema	Pouco eficiente devido aos constituintes do sistema ficarem cada vez mais antigos	Constituintes do sistema otimizados de modo a evitar maiores perdas de energia
Proteção	Defeitos detetados manualmente através de dispositivos de proteção	Capacidade de autorregeneração e menos danos quando acontece uma falha
Segurança	Suscetível a ataques físicos e ciberataques	Sistema de segurança mais confiável para a proteção dos utilizadores

De acordo com a figura 2.6, ao longo das várias fases do sistema elétrico é possível verificar as tecnologias que garantem que a Smart Grid funcione de acordo atingir os seus objetivos.

As tecnologias implementadas são as seguintes [8]:

- Infraestrutura avançada de medição (do inglês *Advance Metering Infrastructure* (AMI));
- *Customer side systems* (CSS);
- Sistemas de carregamento de veículos elétricos;
- Tecnologias de melhoria da transmissão;
- *Distributed Grid Managment System* (DMS);
- Energia renovável e Geração distribuída;
- Integração de tecnologias de informação e comunicação (do inglês *Information and Communication Technology Integration* (ICT));
- Sistemas de monitorização e controlo (do inglês *Wide Area Monitoring and Control* (WAMS)).

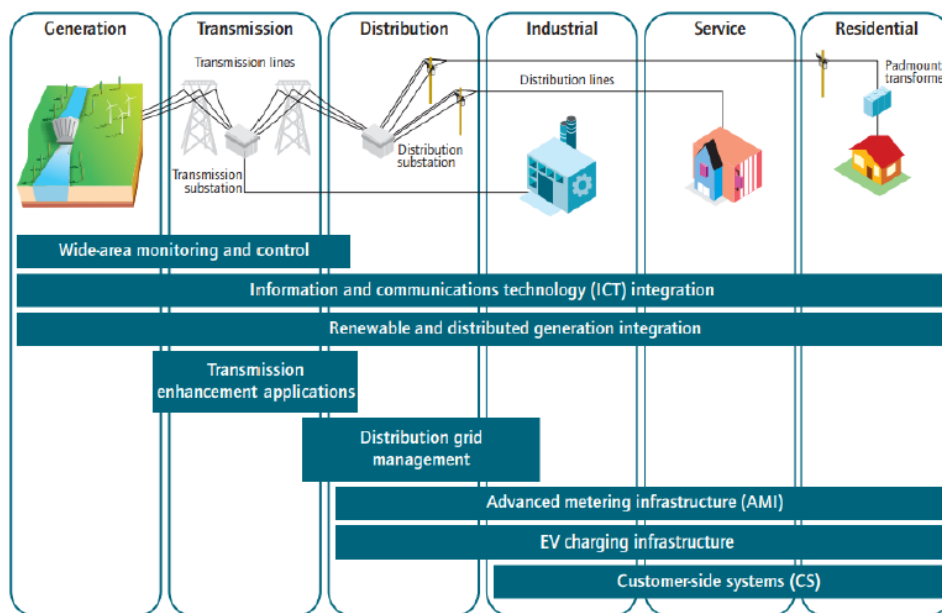


Figura 2.6 - Tecnologias ao longo da Smart Grid[8]

A AMI fornece um canal de comunicação bidirecional para permitir que clientes obtenham o preço e o consumo de eletricidade em tempo real. Os dados são apresentados aos clientes através de *smart meters* que mostram o preço da eletricidade em tempo real ao longo de vários intervalos do dia, assim os clientes podem tomar decisões em relação aos seus consumos mediante o preço de compra de eletricidade à rede.

Para além disto, a AMI também deteta as perdas de energia e possíveis roubos de eletricidade. Os CSS ajudam a gerir o consumo de energia a nível industrial, comercial e residencial de forma a minimizar os pedidos de energia à rede.

Para além de sistemas de gestão de energia, fazem parte dos CSS dispositivos de armazenamento e geração distribuída. Num cenário residencial, estes dispositivos ajudam o cliente a evitar o período de pico de carga, ou seja, quando a energia proveniente da rede se encontra a um preço mais elevado.

Os sistemas de carregamento permitem que os veículos elétricos sejam carregados prioritariamente através da energia armazenada quando o pico de carga da rede é alto, e quando o pico é baixo e não existe energia armazenada utiliza a energia proveniente da rede elétrica.

Para melhorar a transmissão de energia são usadas as seguintes tecnologias:

- Sistema de transmissão flexível em corrente alternada, como por exemplo compensações fixas em série ou em paralelo;

- Corrente contínua em alta tensão, este método é usado para transporte de energia a longas distâncias em detrimento da corrente alternada de modo para reduzir as perdas de energia devido à resistência elétrica dos cabos;
- Supercondutores a elevadas temperaturas.

O DMS usa sensores e medidores para: reduzir o tempo de interrupção e reparação, detecção do local da avaria e manter o nível de tensão estável. Isto tudo através do processamento da informação proveniente dos sensores e medidores em tempo real.

O uso de energia renovável ao longo da rede é diferente, na fase de transmissão existe uma grande quantidade de fontes de energia renovável e à medida que avançamos para a distribuição e consumo a quantidade diminui.

As energias renováveis e geração distribuída ajudam a aliviar a rede de uma possível sobrecarga.

As ICT estão presentes ao longo da rede, como é possível ver na figura 2.6, para obter a transmissão dos dados referentes às operações em tempo real.

Por fim, os WAMS supervisionam os componentes da geração e transporte da rede.

2.3.2 Resposta por parte do consumidor à procura de energia elétrica

O conceito de resposta por parte do consumidor à procura de energia elétrica, em inglês *Demand Response* (DR), pode ser definida segundo [9] como sendo as mudanças dos comportamentos padrões dos consumidores do uso da energia elétrica face a mudanças do custo da tarifa ou a programas de incentivo criados para promover o não recurso à rede elétrica em horas de ponta.

Existem duas opções de resposta para o consumidor, sendo que todas necessitam de custos e medidas tomadas pelo mesmo. A primeira opção é os consumidores reduzirem o consumo de eletricidade durante os períodos onde o preço é mais elevado, podendo por exemplo alocar o funcionamento de certos equipamentos (máquina de lavar e secar a roupa) para períodos onde o preço da eletricidade é menor. A segunda opção é o consumidor produzir a sua própria eletricidade.

A DR é um dos aspetos mais importantes da Smart Grid sendo que através da AMI e DMS é possível responder aos pedidos de procura de energia. As vantagens da DR são benéficas tanto para o consumidor como para o fornecedor, do lado do consumidor permite reduzir os custos de eletricidade e do ponto de vista do fornecedor permite aliviar a rede durante os períodos de ponta [10].

Na figura 2.7 é possível observar a categorização dos programas de DR. Estão divididos em duas categorias: programas baseados nos preços (do inglês *Price-Based Programs* (PBP)) e programas baseados em incentivos (do inglês *Incentive-Based Programs* (IBP)).

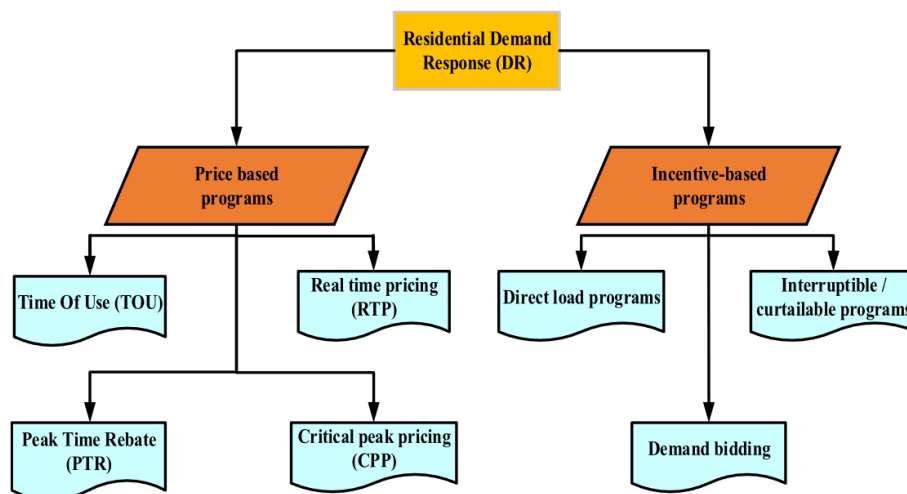


Figura 2.7 - Categorização dos programas de DR [9].

Os PBP são constituídos pelas tarifas dinâmicas, que foram abordadas anteriormente. Os IBP oferecem incentivos monetários, como por exemplo uma redução na fatura, aos consumidores que reduzam o seu consumo nas horas de ponta.

Os IBP são constituídos por programas de controlo direto de carga, programas de interrupção e licitações de procura. O controlo direto de carga pode controlar remotamente os equipamentos do cliente, permitindo assim desligá-los com prévio aviso caso estejam a sobrecarregar a rede elétrica. Os programas de interrupção de eletricidade permitem ao fornecedor desligar ou alterar o período de funcionamento dos aparelhos em caso de emergência na rede. As licitações de procura permitem ao consumidor licitar com um dia de antecedência um limite de energia a ser fornecida pela rede num determinado dia, se o consumidor não ultrapassar este limite é recompensado pela energia poupada, caso contrário não sofre qualquer penalização [9].

2.3.3 Sistemas de Gestão de Energia a nível habitacional

Com a evolução da tecnologia e o surgimento de redes elétricas, casas e medidores inteligentes, instalações fotovoltaicas e sistemas de armazenamento de energia, foi permitido desenvolver sistemas de gestão de energia que respondem à procura do consumidor pela energia elétrica.

Os sistemas de gestão de energia são uma solução chave incorporada na Smart Grid porque permitem monitorizar em tempo real os consumos dos clientes (através de smart meters) e planear os períodos de funcionamento dos aparelhos domésticos de modo que o consumo de eletricidade seja reduzido e o cliente tenha custos baixos associados à fatura.

Existem várias técnicas de gestão de energia como é possível verificar na figura 2.8. Em primeiro lugar temos a alocação de cargas que permite alocar o período de funcionamento dos equipamentos para horários otimizados com base na produção fotovoltaica e preço de eletricidade, sendo assim o técnico mais utilizada na literatura. O corte do pico (*peak clipping*) é como o gráfico indica, a redução do pico máximo de energia. A conservação ou construção da carga representam a diminuição ou aumento global do perfil de carga. O valley fitting corresponde a aumentar o consumo fora das horas de pico e por último a técnica de carga flável corresponde aos IBP falado no subcapítulo anterior, onde o consumidor recebe uma compensação por mudar o horário de funcionamento das suas cargas [11].

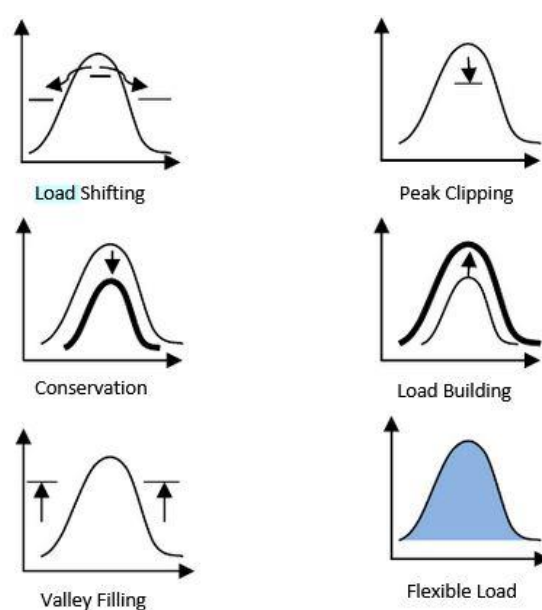


Figura 2.8 - Técnicas utilizadas para gestão de perfis de carga [11].

Após uma revisão da literatura, os sistemas de gestão de energia são implementados através de algoritmos de inteligência artificial (como RNAs, lógica difusa (*fuzzy logic*), etc.) ou métodos de otimização matemáticos. A solução mais predominante na literatura estudada foi o método de programação linear, sendo um método de otimização que consiste numa função objetivo composta por variáveis que depois são restringidas por equações lineares.

Ahmed et al. [12] propuseram um sistema de gestão de energia usando uma rede neuronal artificial *feed-forward* treinada pelo algoritmo de Levenberg-Marquardt, estes conceitos serão aprofundados no capítulo 2.4. O caso de estudo deste trabalho envolve a gestão de um ar condicionado, de uma máquina de lavar roupa, de um frigorífico e de um esquentador. Neste sistema o utilizador pode definir as preferências da temperatura da água e da habitação. O sistema foi testado apenas para um intervalo de maior consumo de 5h (das 17h-22h) onde o consumo não poderia ultrapassar os 4 kW. Neste período o esquentador era o único equipamento ligado porque foi definido como sendo o equipamento mais prioritário, sendo que os restantes tiveram o seu horário de funcionamento alocados para um intervalo com consumo menor. Com isto, Ahmet et al. conseguiram reduzir em 3% o consumo no intervalo de tempo de 5h.

Matallanas et al. [13] propuseram um sistema de gestão de energia à base de redes neurais artificiais no âmbito do projeto MagicBox⁷, sendo uma habitação contemplada por uma instalação fotovoltaica de 7,2 kWp (kilo-watt pico) e um sistema de armazenamento por baterias de 36 kWh. O sistema permite que o utilizador agende a utilização dos aparelhos para o dia seguinte mediante as suas preferências horárias e a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. O horário de funcionamento dos equipamentos estabelecido pelo sistema tenta ao máximo privilegiar as horas que garantem uma produção fotovoltaica de autoconsumo. Cada equipamento está associado a um RNA e segundo os autores foi obtida uma taxa de sucesso de 85% no agendamento dos equipamentos para períodos onde o fotovoltaico garantia o fornecimento total de energia sem ser necessário o recurso à rede.

Luo et al. [11] propuseram um sistema de gestão de energia com instalação fotovoltaica (PV), com baterias de armazenamento (BA) e com base em tarifas RTP e tendo em conta o fator de penalização face pico de consumo num mês aplicado pela *Demand Charge Tariff* (DCT). A DCT é um tipo de tarifa que está a ser introduzida na Austrália e nos Estados da América e que usar como valor cobrado todos os dias o valor do maior consumo verificado num intervalo de tempo, isto é, se num dia forem requisitados à rede 5 kW a um determinado preço e no dia seguinte forem requisitados 7 kW e com um preço maior, este preço maior é o que se mantém para todos os dias para cálculo da fatura mensal caso não seja registado um dia com maior consumo da rede que 7 kW. Este tipo de tarifas incentiva a uma maior gestão energética, mas em contrapartida requer que o consumidor tenha um histórico de consumos consistente sem grandes variações. A função objetivo encontra o mínimo valor para o somatório dos consumos

⁷ <http://www.magicbox.etsit.upm.es/>

de cada aparelho a uma determinada tarifa RTP num dia mais o incremento da DCT que pode ser cobrado. São definidas restrições da bateria que ditam que quando a produção fotovoltaica não é suficiente para responder aos consumos, a bateria deve descarregar para evitar recorrer à rede, caso contrário a bateria está a ser carregada para uso durante as horas de ponta. São definidas as restrições de temperaturas mínimas e máximas de utilização para aparelhos de aquecimento e refrigeração. Para resolver o problema foi usado o algoritmo proposto pelos próprios autores denominado de Algoritmo de Agregação Natural.

Antonini et al. [14] propuseram um sistema de gestão de energia com PV, com BA e com base em tarifas RTP. Neste trabalho foi inserida a componente da venda à rede do excesso da energia produzida diretamente do painel fotovoltaico ou através da energia armazenada na bateria. A função objetivo é definida para o mínimo valor do somatório da energia comprada à rede a um determinado preço em tempo real menos o que foi vendido à rede. Se a instalação fotovoltaica conseguir responder aos consumos energéticos do utilizador num dado intervalo de tempo, o excesso produzido é então armazenado na bateria e caso a bateria esteja carregada ao máximo, o excedente é vendido à rede, no entanto prioriza sempre o armazenamento. Caso os painéis não estejam a produzir o suficiente, a bateria é descarregada e em último recurso é comprada energia à rede. Foi usado um algoritmo de programação linear para a resolução do caso de estudo.

Bozchalui et al. [15] propuseram à semelhança de Antonini et al. um sistema de gestão de energia com PV e BA com base em tarifas RTP, no entanto sem a hipótese de vender o excedente à rede. Contudo o trabalho destaca-se pela vasta implementação de funcionalidades que o utilizador pode escolher mediante os seus interesses. O modelo proposto tem uma função que permite ter o menor custo, uma função que permite o menor consumo da rede, uma função que permite reduzir as emissões de dióxido de carbono e uma função que permite reduzir o pico máximo de consumo. Através de programação linear, o sistema permite gerir o frigorífico, o forno, o aquecimento e arrefecimento, o esquentador, a bomba da piscina e a iluminação. É importante realçar que neste trabalho desenvolvido, o preço da tarifa RTP, dos valores de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e das emissões de dióxido de carbono tiveram em conta valores pré-definidos.

Lee e Choi [16] propuseram um sistema de gestão de energia de uma habitação que permite reduzir os consumos de eletricidade em tarifas ToU pelo controlo do período de funcionamento do ar condicionado e da máquina de lavar roupa e ainda a introdução de um sistema de armazenamento da produção energética pela instalação fotovoltaica. O sistema de gestão de energia, representado na figura 2.8, foi implementado através do algoritmo Q, sendo

que este é um algoritmo de aprendizagem por reforço, e de uma rede neuronal artificial (RNA). Como ilustrado na figura 2.9, o algoritmo Q tem um agente (neste trabalho é o ar condicionado, máquina de lavar e sistema de armazenamento por baterias) que aprende uma ação ao interagir com o meio ambiente, depois o meio ambiente envia uma recompensa pela ação correta completada e atualiza o estado do agente sendo que o algoritmo só termina quando o agente atingir o máximo de recompensas do meio ambiente.

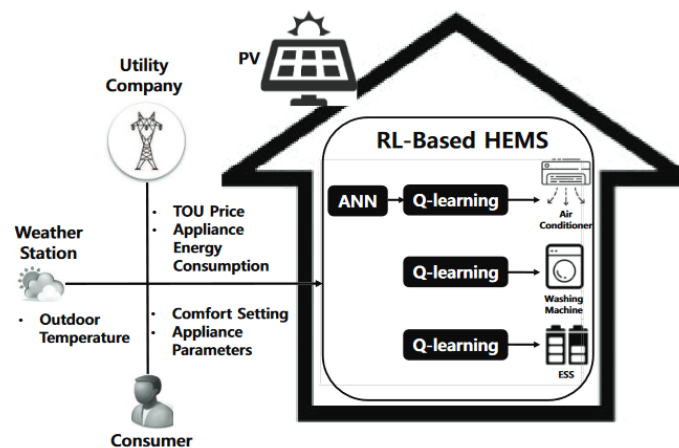


Figura 2.9 - Sistema de Gestão de Energia proposto por Lee e Choi [16].

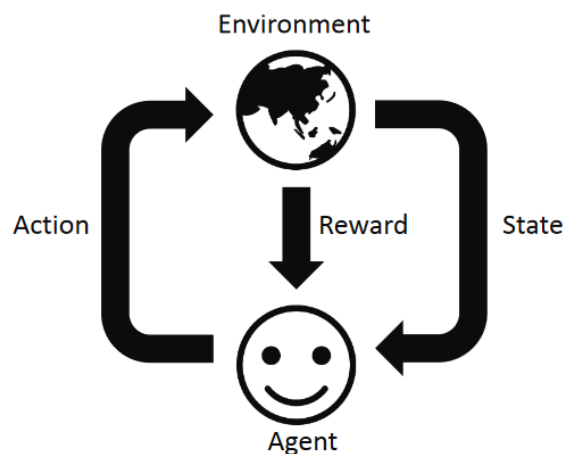


Figura 2.10 - Esquema representativo do Algoritmo Q [16].

Os autores caracterizam os dispositivos domésticos da seguinte forma:

- Dispositivos não controláveis - São estes dispositivos a televisão, os computadores e iluminação;

- Dispositivos controláveis - São os dispositivos cujo seu funcionamento pode ser planejado e controlado pelo sistema de gestão de energia. Neste trabalho o ar condicionado pode ser desligado para reduzir os custos de eletricidade. A máquina de lavar e o sistema de armazenamento podem ser controlados de maneira a operarem num intervalo de tempo onde a tarifa é menor, no entanto a máquina de lavar tem de cumprir o seu ciclo de funcionamento, isto é, não pode ser interrompida a meio da lavagem.

A máquina de lavar neste trabalho tem um intervalo de operação definido pelo consumidor, por exemplo das 5h às 9h da manhã, assim o agente da máquina de lavar tenta encontrar dentro deste intervalo de 4h qual o período em que a tarifa é mais barata para fazer o ciclo de lavagem. O agente do sistema de armazenamento permite carregar a bateria nas horas em que a instalação fotovoltaica fornece energia para satisfazer os consumos da habitação, e descarrega a bateria nas horas de maior consumo e onde a instalação fotovoltaica não consegue responder às necessidades de energia, permitindo assim que o consumidor não tenha de recorrer a energia proveniente da rede.

A RNA é utilizada como modelo de previsão da temperatura interior da habitação, para isso são utilizados como parâmetros para o cálculo: a temperatura da habitação na hora anterior, o mínimo e máximo valores de conforto de temperatura definidos pelo utilizador, a temperatura exterior e o consumo energético do ar condicionado. Como é possível ver na figura 2.10, a RNA tem 5 parâmetros de entrada, 3 camadas escondidas com 17 neurónios e um parâmetro de saída. A função de transferência utilizada foi a *Rectified Linear Unit* (ReLU), sendo que estes conceitos serão aprofundados no capítulo 2.4.

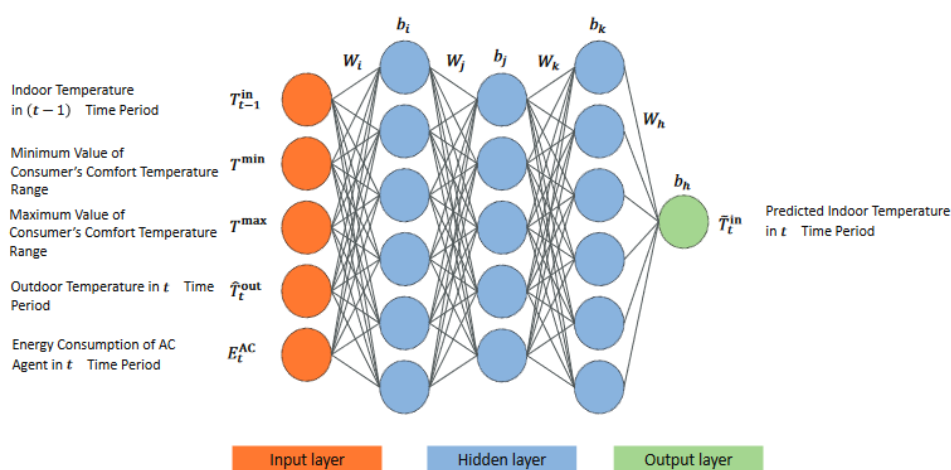


Figura 2.11 - Arquitetura da RNA utilizada por Lee e Choi [16].

O trabalho desenvolvido por Lee e Choi foi comparado com o método de programação linear que é o método mais utilizado na literatura para desenvolver sistemas de gestão de

energia em habitações. O sistema de gestão de energia desenvolvido pelos autores apresentou resultados melhores que o algoritmo de programação linear, sendo que conseguiram uma redução nos custos de eletricidade de 14%. É importante realçar que neste trabalho desenvolvido, o preço da tarifa ToU e dos valores de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos foram definidos *à priori*.

No trabalho desenvolvido por Lu et al. [17], em vez de utilizarem valores de tarifas ToU pré-definidas, utilizaram uma RNA para prever o preço das tarifas em tempo real. A RNA tem como função de transferência a função sigmoide e utiliza o algoritmo de treino Levenberg-Marquardt, ambos estes conceitos serão desenvolvidos com mais detalhe no capítulo 2.4. O sistema de gestão de energia de Lu et al. representado na figura 2.11 utiliza o algoritmo Q como o trabalho de Lee e Choi, permitindo assim controlar o horário de funcionamento da máquina de lavar roupa e máquina de lavar loiça para períodos onde o preço da tarifa é menor. Lu et al. consideram ainda que além do ar condicionado, a iluminação também pode ser desligada automaticamente para diminuir custos, algo que não é feito no trabalho de Lee e Choi, no entanto Lu et al. não consideraram um sistema de armazenamento por baterias nem instalação fotovoltaica para reduzir os pedidos de energia à rede elétrica.

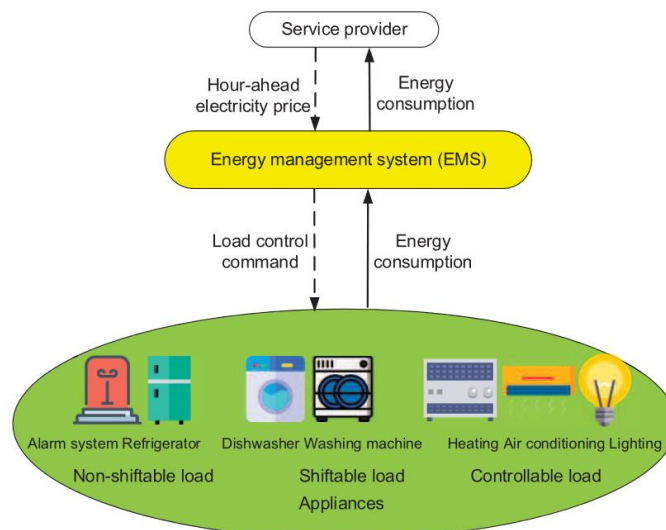


Figura 2.12 - Sistema de Gestão de Energia proposto por Lu et al. [17]

2.4 Redes Neurais Artificiais

Neste subcapítulo é feita uma introdução teórica do conceito de redes neurais artificiais.

2.4.1 Definição

O modelo de um neurónio artificial é constituído por 3 elementos [18], os quais se encontram representado na figura 2.13. A sua constituição é a seguinte:

- Sinapses – conhecidos também elos de conexão, cada uma destas sinapses é caracterizada por um peso. O sinal de entrada x_j é multiplicado pelo peso sináptico w_{kj} , ou seja, quanto maior o valor do peso, maior é a influência do sinal de entrada no resultado final;
- Somador – soma todos os sinais de entrada de acordo com os respectivos pesos sinápticos;
- Função de ativação – tem como função restringir a amplitude dos outputs do neurónio.

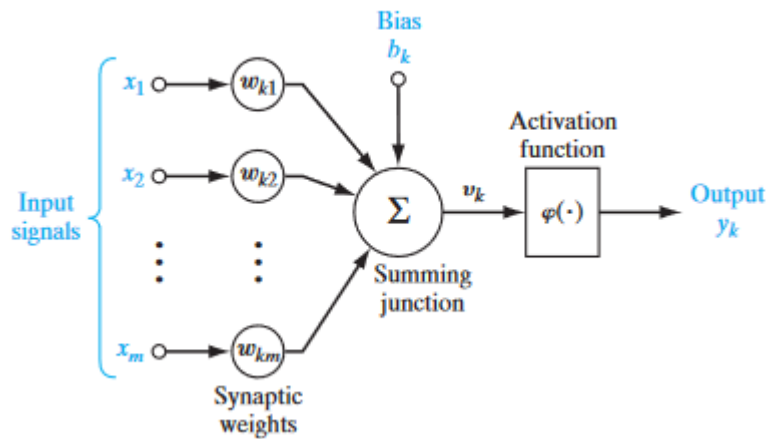


Figura 2.13 - Estrutura do Neurónio Artificial[18]

O modelo representado na figura 2.13 é matematicamente descrito pelas equações (2.1-2.3).

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj}x_j \quad (2.1)$$

$$y_k = \varphi(u_k + b_k) \quad (2.2)$$

$$v_k = u_k + b_k \quad (2.3)$$

Na equação (2.1) a variável x_j representa os sinais de entrada e w_{kj} representa os pesos sinápticos do neurónio. A variável u_k é o valor à saída do somador resultado da multiplicação entre os sinais de entrada e os respetivos pesos.

Na equação (2.2) o termo b_k representa o *bias*, a função de ativação é representada por φ e por fim y_k corresponde ao valor de saída da rede neuronal. A equação (2.3) v_k representa o campo local induzido.

2.4.2 Tipos de redes

Os tipos de RNAs estão classificados em dois grupos de acordo com a figura 2.14, as RNA de *feed forward* e *feed backward* [19].

Nas redes *feed forward*, cada neurónio de uma camada relaciona-se com os restantes neurónios da camada seguinte, sendo que cada conexão tem um peso sináptico atribuído. O processo é unidirecional, começando nas camadas de entrada, passado pelas camadas ocultas (se existirem) e terminando nas camadas de saída. Na figura 2.15 podemos ver um exemplo de uma RNA *feed forward* com 3 unidades de entrada, 4 unidades ocultas e 5 unidades de saída.

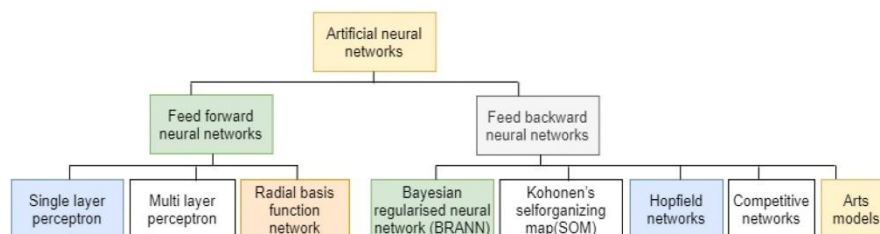


Figura 2.14 - Classificação das RNA.

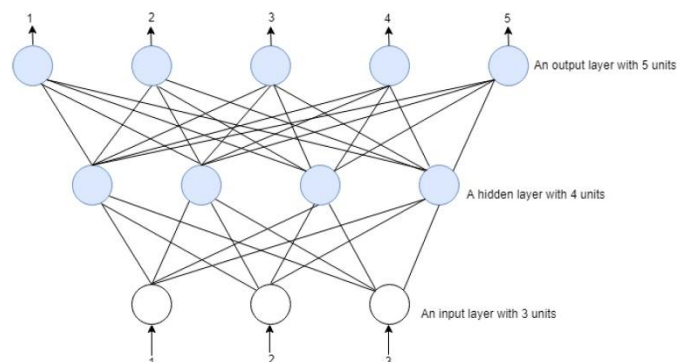


Figura 2.15 - RNA *feed forward* [19].

As redes *feed backward* diferem das redes *feed forward* porque o processo não é unidirecional e contém ligações de retroação que permitem reencaminhar para o início da rede. A figura 2.16 apresenta um exemplo de uma rede *feed backward* onde é possível ver as ligações de retroação através das setas a tracejado.

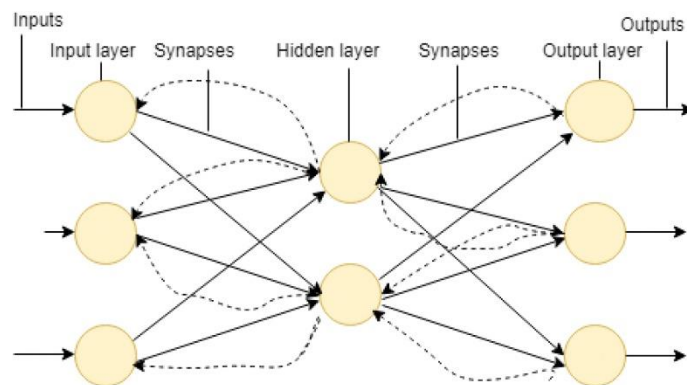


Figura 2.16 - RNA *feed backward* [19].

As Redes Neurais Recorrentes (RRN) são redes *feed forward* porque mantêm o processo unidirecional de começar nas camadas de entrada, passado pelas camadas ocultas e terminar nas camadas de saída, no entanto, nas camadas ocultas é possível passar de uma camada oculta para a outra ou então conter uma conexão recorrente na mesma camada oculta como é possível ver na figura 2.17 [20].

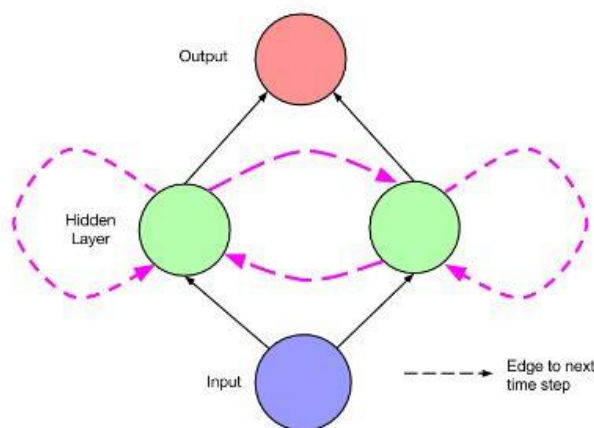


Figura 2.17 - Exemplo de uma Rede Neural Recorrente [20].

Este tipo de redes neurais é muito utilizada para a previsão de eventos ao longo de um intervalo de tempo porque é possível prever um estado futuro apenas com a informação dos estados anteriores, não necessitando de dados futuros para teste e validação.

Daqui surge o conceito de *Long Short Term Memory* (LSTM) criado por Hochreiter e Schmidhuber em 1997 [21] e mais tarde aperfeiçoado por Gers e Schmidhuber em 2000 [22].

A figura 2.18 representa a versão de 1997 do LSTM. O primeiro passo é decidir a informação descartável, isso é feita pela função sigmoide no *forget gate* que olha para os inputs de $h(t-1)$ e $x(t)$ devolve 0 ou 1 para cada estado da célula $c(t-1)$ sendo que 0 significa ignorar e 1 manter. Esta operação é caracterizada pela equação (2.4), sendo que W_f significa o peso do *forget gate* e b_f é o valor do seu *bias*.

$$f(t) = \sigma(W_f \cdot [h_{t-1}, x(t)] + b_f) \quad (2.4)$$

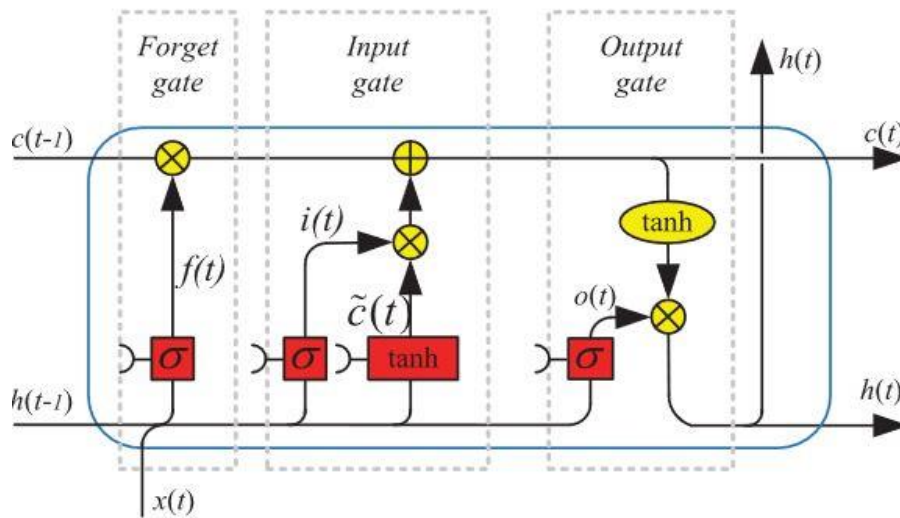


Figura 2.18 - Estrutura de uma célula LSTM em 1997 [23].

O próximo passo é decidir que nova informação será guardada no estado da célula, para isso é utilizado de novo a função sigmoide no *input gate* para escolher os valores a atualizar e depois a tangente hiperbólica cria um vetor de dados $\tilde{c}(t)$ que podem ser adicionados ao estado da célula. Esta operação é caracterizada pelas equações (2.5) e (2.6), sendo que W_i é o peso do *input gate* e b_i o valor do seu *bias*, W_c é o peso do estado da célula e b_c o seu valor de *bias*.

$$i(t) = \sigma(W_i \cdot [h_{t-1}, x(t)] + b_i) \quad (2.5)$$

$$\tilde{c}(t) = \tanh(W_c \cdot [h_{t-1}, x(t)] + b_c) \quad (2.6)$$

Agora é atualizada o estado da célula $c(t)$ com os valores da célula anterior $c(t - 1)$, ou seja, é adicionada nova informação fazendo esquecer o estado anterior. Esta operação é caracterizada na equação (2.7):

$$C(t) = f(t) \times C_{t-1} + i(t) \times \tilde{C}(t) \quad (2.7)$$

Por último o *output* é determinado baseado numa filtragem do estado da célula $c(t)$. No *output gate* é novamente usada a função sigmoide em multiplicação com a tangente hiperbólica que decidem que informação será considerada como *output*. Esta operação é caracterizada pelas equações (2.8) e (2.9):

$$\sigma(t) = \sigma(W_0 \cdot [h_{t-1}, x(t)] + b_0) \quad (2.8)$$

$$h(t) = o(t) \times \tanh(C(t)) \quad (2.9)$$

Na figura 2.19 é possível ver as melhorias feitas no modelo por Gers e Schmidhuber [22] com a adição dos *peepholes* que permite aos *gates* terem acesso direto à informação do estado da célula $c(t)$ [24].

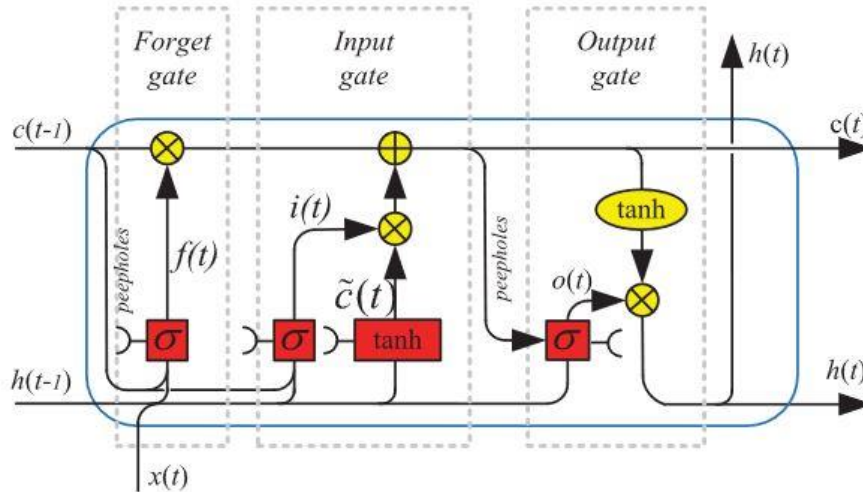


Figura 2.19 - Estrutura de uma célula LSTM em 2000 [23].

Como foi dito anteriormente, o LSTM é muito utilizado na literatura para previsão de preços de mercado, o que tal foi realizado por João Januário na sua dissertação de mestrado [25]. O autor testou vários modelos de previsão, entre eles o LSTM, para conseguir prever os preços em tempo real provenientes do mercado ibérico, ou seja, do OMIE. Neste trabalho foi testado o modelo LSTM na linguagem *python* que permitiu fazer uma previsão de valores semanais.

2.4.3 Funções de ativação

2.4.3.1 Função Sigmoid

A função sigmoide, representada na figura 2.20, é uma das funções de ativação mais utilizadas. Os seus resultados estão limitados no intervalo de $[0,1]$. Matematicamente é definida pela expressão (2.10), sendo a sua derivada a expressão (2.11).

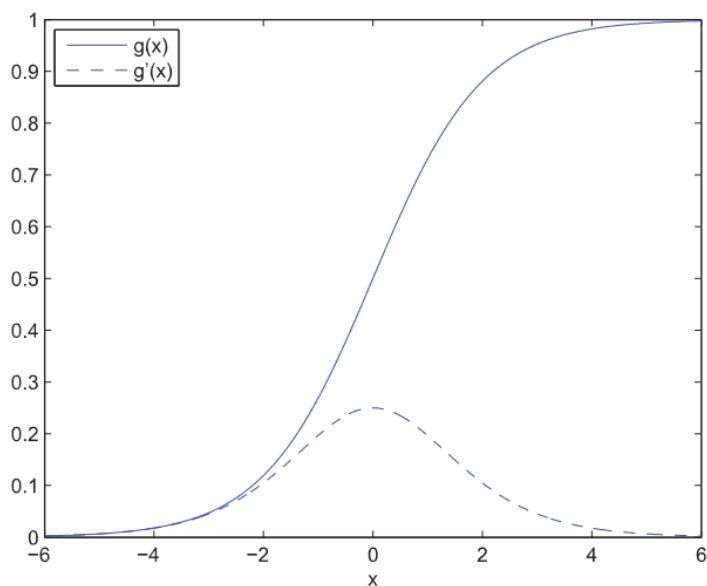


Figura 2.20 - Função Sigmoid e a sua derivada[26]

$$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (2.10)$$

$$f'(x) = \frac{e^{-x}}{(1 + e^{-x})^2} \quad (2.11)$$

Olhando para o gráfico da derivada, é possível ver que os valores tendem para zero. Isto provoca que os primeiros sinais de entrada tenham uma menor contribuição para o treino da rede neuronal [27].

Um aspeto negativo desta função é não ser centrada em zero, o que significa que os valores dos outputs terão todos o mesmo sinal algébrico [28].

2.4.3.2 Função Tangente Hiperbólica

A função tangente hiperbólica, representada na figura 2.21, apresenta resultados no intervalo de $[-1,1]$. Matematicamente é definida pela expressão (2.12), sendo a sua derivada a expressão (2.13).

$$\tanh(x) = \frac{\sinh(x)}{\cosh(x)} = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (2.11)$$

$$\tanh'(x) = \frac{4e^{-2x}}{(1 + e^{-2x})^2} \quad (2.12)$$

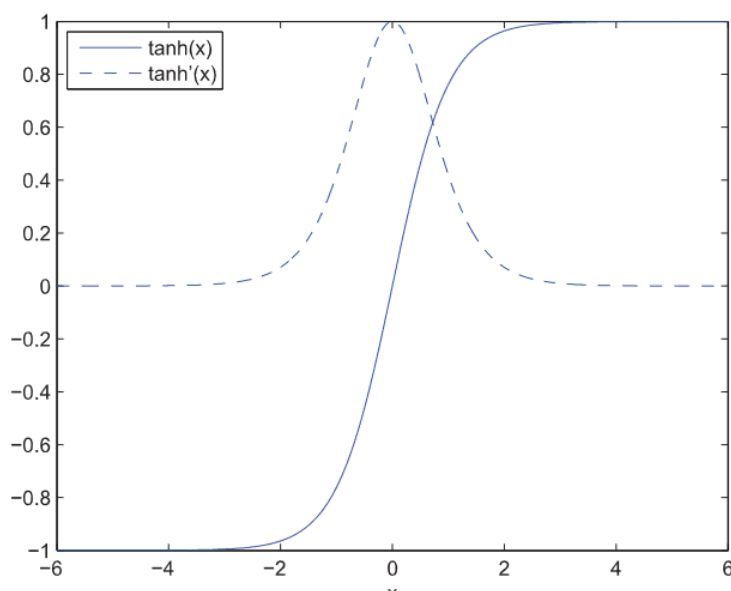


Figura 2.21 - Função Tangente Hiperbólica e a sua derivada[26]

Esta função é preferível comparativamente à função de sigmoide porque apresenta menor percentagem de erro, a derivada apresenta uma maior amplitude para valores perto de zero e porque o intervalo de $[-1,1]$ faz com que a média dos outputs seja aproximada de zero, o que faz com o treino da rede seja mais fácil [29]. No entanto continua a ter o mesmo problema que a função sigmoide tem em relação à derivada ser zero para infinito e o seu cálculo computacional é mais difícil que a função sigmoide.

2.4.3.3 Função Rectified Linear Unit

A função ReLU, representada na figura 2.22, apresenta resultados no intervalo de $[0, +\infty[$. Matematicamente é definida pela expressão (2.14), sendo a sua derivada a expressão (2.15).

$$f(x) = \begin{cases} 0, & x < 0 \\ x, & x \geq 0 \end{cases} \quad (2.14)$$

$$f'(x) = \begin{cases} 0, & x < 0 \\ 1, & x \geq 0 \end{cases} \quad (2.15)$$

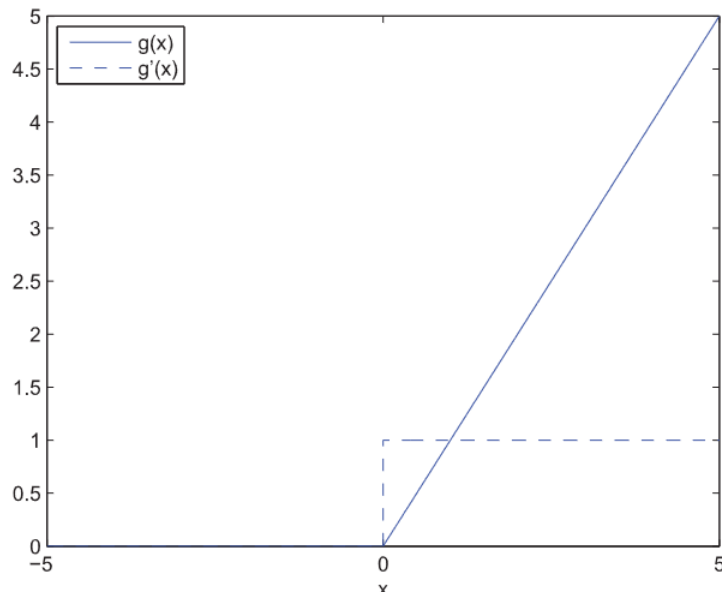


Figura 2.22 - Função ReLU e a sua derivada[26]

Pelo para o gráfico da derivada, é possível observar que todos os valores negativos retornam 0, o que faz com os pesos sinápticos não sejam atualizados levando assim a diversos neurónios deixarem de responder às variações dos valores de inputs, acabando assim por "morrer". Este processo agora descrito leva a uma aceleração no processo de aprendizagem.

Pelo gráfico da função observa-se que não existe qualquer limite para os valores positivos, pelo que existe um risco de explodir o processo caso não haja controlo sobre os valores de input [28].

No entanto, a ReLu é computacionalmente menos pesada que as funções anteriormente apresentadas por não utilizarem expressões exponenciais. O tempo de treino é mais reduzido porque a função converge mais rapidamente que a sigmoide e tangente [27].

2.4.4 Algoritmos de treino

2.4.4.1 Algoritmo do gradiente descendente

O algoritmo do gradiente descendente é dos algoritmos de treino das redes neuronais artificiais mais simples.

É definido pela equação (2.16), sendo que $w^{(i)}$ é a variável a ser atualizada, $\nabla f(w^{(i)})$ é o gradiente da função f segundo $w^{(i)}$ e por fim $\eta^{(i)}$ é o rácio do treino.

$$w^{(i+1)} = w^{(i)} - \nabla f(w^{(i)})\eta^{(i)} \quad (2.16)$$

O objetivo do algoritmo é encontrar o mínimo de pontos globais, e é usado principalmente em redes neuronais com milhares de parâmetros de entrada [29]. A vantagem do algoritmo é guardar o gradiente de tamanho n em vez de uma matriz Hessiana de tamanho n^2 , o que é mais difícil de computar.

Contudo, a grande desvantagem deste algoritmo é convergir lentamente necessita de várias iterações para apresentar resultado minimamente satisfatórios [30].

2.4.4.2 Algoritmo Quasi-Newton

A grande vantagem deste algoritmo é que não requer grande esforço computacional porque não efetuar operações com a matriz Hessiana. Em vez disso, é feita uma aproximação à matriz inversa de Hessian a cada iteração [29]. Por esta razão o treino da rede neuronal é feito mais rápido utilizando este algoritmo comparativamente ao algoritmo do gradiente descendente. O algoritmo é descrito matematicamente pela equação (2.17) em que a variável $G^{(i)}$ é a aproximação à matriz inversa de Hessian.

$$w^{(i+1)} = w^{(i)} - (G^{(i)}g^{(i)})\eta^{(i)} \quad (2.17)$$

2.4.4.3 Algoritmo Levenberg-Marquardt

O algoritmo destaca-se pela sua rapidez de processamento, mas exige uma grande capacidade computacional comparativamente aos métodos anteriormente apresentados. Esta rapidez é devido ao algoritmo não calcular a matriz Hessiana, em vez disso calcula o gradiente e a matrix Jacobiana [30]. Na equação (2.18), a função f que é dada pelo somatório dos erros quadráticos.

$$f = \sum_{i=1}^a u_i^2 \quad (2.18)$$

A matriz Jacobiana da função f é definida pela equação (2.19). O parâmetro i varia de 1 até a e o parâmetro j varia de 1 até b , sendo que a significa o número instâncias e b significa o número de parâmetros da rede neuronal. O tamanho da matriz Jacobiana $A_{i,j}$ é dado por $a \cdot b$.

$$A_{i,j} = \frac{\partial u_i}{\partial w_j} \quad (2.19)$$

O algoritmo é dado pela expressão (2.20), onde β é um parâmetro utilizado para garantir que a Matriz Hessiana é positiva, sendo que I representa a matriz identidade.

$$w^{(i+1)} = w^{(i)} - (A^{(i)T} \cdot A^{(i)} + \beta^{(i)} I)^{-1} (2A^{(i)T} \cdot u^{(i)}) \quad (2.20)$$

2.5 Conclusão

Neste capítulo foram abordados conceitos relacionados com a energia elétrica, tais como a situação em Portugal, a estrutura do mercado elétrica e as tarifas dinâmicas, o conceito de redes inteligentes com a apresentação dos seus constituintes e sistemas de gestão elétrica a nível habitacional implementados na rede que proporcionam responder à procura de energia elétrica de forma eficiente pelos consumidores.

Com a apresentação de trabalhos na literatura desenvolvidos no âmbito do sistema de energia elétrica, foi possível perceber que o algoritmo a ser definido para a gestão de produção fotovoltaica e de armazenamento por baterias terá de ser um algoritmo de inteligência artificial ou de otimização por métodos matemáticos, sendo que nos casos apresentados, os algoritmos de inteligência artificial apresentaram melhores resultados, mas os métodos matemáticos são de mais fácil implementação.

No subcapítulo das Redes Neurais, foi feita uma apresentação geral do conceito e uma introdução teórica ao algoritmo de previsão de preços LSTM.

METODOLOGIA E IMPLEMENTAÇÃO

Neste capítulo será descrito os métodos utilizados para satisfazer os objetivos propostos para esta dissertação. Será apresentado como foram obtidos os dados dos preços da eletricidade, da produção fotovoltaica e os diagramas de consumos diários de uma habitação, bem como os algoritmos que permitem a alocação de cargas e gestão do sistema de armazenamento com baterias.

Na Figura 3.1 está representada o esquema das fases de implementação da aplicação.

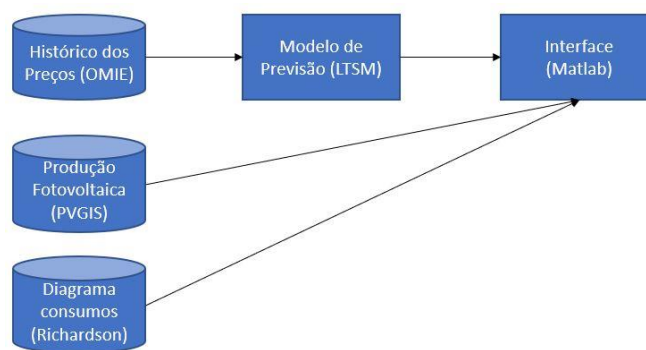


Figura 3.1 - Arquitetura do modelo proposto

Na primeira fase são recolhidos todos os dados necessários ao funcionamento da aplicação.

Numa segunda fase, existe o passo intermediário do modelo de previsão dos preços em tempo real da eletricidade para 2022 através do algoritmo LSTM. Infelizmente após várias tentativas de implementação na linguagem *Python* através do *Google Collab*, não foi possível chegar a resultados realistas para a previsão dos restantes meses do ano 2022 (Outubro, Novembro e Dezembro) devido principalmente à instabilidade corrente do mercado energético e da complexidade do algoritmo. Ao considerar os dados dos últimos 5 anos para os restantes

meses do ano 2022, o resultado obtido para a previsão foi a rondar os 60 €/MWh, o que representa um grande desvio da realidade. Ao considerar apenas dados do ano 2021 para previsão dos restantes meses do ano 2022, o resultado obtido para a previsão foram valores a rondar os 500 e 600 €/MWh, o que representa uma subida a pico comparativamente com os restantes valores para os meses anteriores. Face a isto, foi tomada a decisão de considerar para 2022 os valores registados em 2021 no OMIE.

Por fim, foi implementada uma interface gráfica no MATLAB que permite ao utilizador seleccionar a sua localização com base na latitude e longitude, seleccionar a potência fotovoltaica instalada, a capacidade da bateria, os equipamentos da habitação e proceder à simulação mensal ou diária.

3.1 Obtenção dos dados

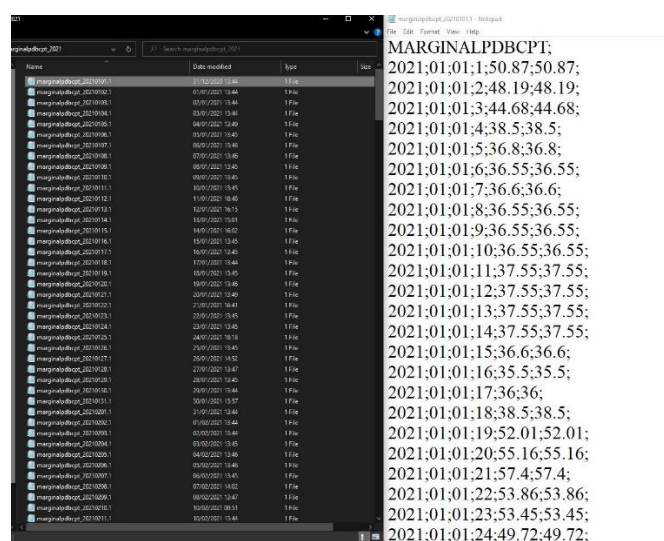
Para a implementação da aplicação foi necessário recorrer à obtenção de dados do preço da eletricidade em tempo real através do *website* do operador de mercado eléctrico (OMIE), dados de produção fotovoltaica através da ferramenta *online Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) e dados de um diagrama de consumos de uma habitação através do ficheiro *excel* desenvolvido por Richardson e Thomson [31]. Nas subsecções seguintes a obtenção destes dados é explicada ao detalhe.

3.1.1 Preço da eletricidade no OMIE

Como é possível ver na figura 3.2, no website do OMIE estão os dados do mercado diário para o dia seguinte. Graças aos arquivos, é possível descarregar uma pasta comprimida com ficheiros referentes aos preços por hora do mercado diário em Portugal.



Na figura 3.3, do lado esquerdo está o aspeto dos ficheiros na pasta zipada e do lado direito a formatação num ficheiro de texto dos preços por hora do dia 1 de Janeiro de 2021, sendo que para a 1h o preço tanto em Portugal como em Espanha foi de 50,87 €/MWh.



Para ser possível a interpretação dos dados retirados do mercado ibérico, os ficheiros dentro da pasta zipada foram compilados num único ficheiro de texto que depois foi transformado para um ficheiro do tipo *exce/* para ser interpretado sem problemas pela interface desenvolvida.

3.1.2 Produção Fotovoltaica

Para calcular os valores a cada hora da produção fotovoltaica foi utilizada a ferramenta *online* PVGIS da Comissão Europeia. De acordo com a figura 3.4, através de um *API request* é possível fazer a ligação entre o MATLAB e o PVGIS de forma a obter os dados da irradiância solar e da temperatura ambiente ao longo do dia para uma determinada localização através do *input* do utilizador da latitude e longitude. Ainda dentro do *API request*, foi considerado um ângulo de 35° de instalação dos painéis.

```
lat = string(app.LatitudeEditField.Value);  
long = string(app.LongitudeEditField.Value);  
potinstalada = app.PotnciainstaladaDropDown.Value;  
capacidade = app.CapacidadeDropDown.Value;  
  
api_url = strcat('https://re.jrc.ec.europa.eu/api/DRcalc?lat=', lat, '&lon=', long, '&month=0&angle=35&global=1&showtemperatures=1&outputformat=json');  
api_call = webread(api_url);
```

Figura 3.4 - API request que permite a ligação entre o MATLAB e o PVGIS.

A figura 3.5 mostra a evolução da irradiância ao longo de um dia de Julho em Lisboa. É importante referir que os valores da irradiância utilizados correspondem aos da irradiância global.

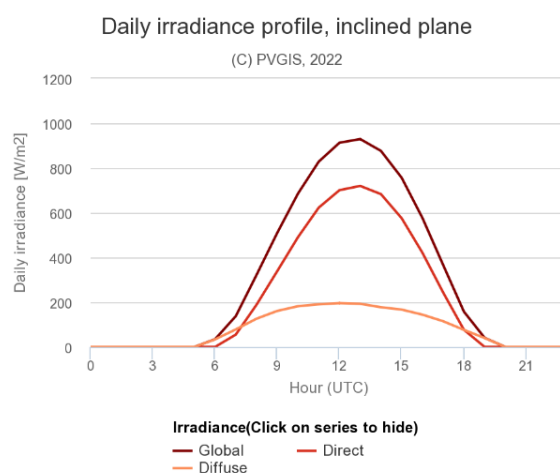


Figura 3.5 - Evolução da irradiância ao longo de um dia de Julho em Lisboa.

Para construir o perfil de produção da instalação fotovoltaica é necessário escolher um módulo PV. Foi escolhido o modelo JAM60S10-350/MR cujas especificações técnicas encontram-se detalhadas na seguinte tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Especificações técnicas do módulo JAM60S10-350/MR.

Potência Nominal (W)	350W
Temperatura Nominal da Célula (NOCT)	45°C
Coeficiente de Temperatura (°C)	-0.35%/°C
Rendimento do Módulo	20,8%

Primeiramente foi calculada a temperatura da célula através da expressão (3.1), considerando como T_{amb} os valores da temperatura ambiente obtidos através do PVGIS e G como a irradiância a uma determinada hora do dia.

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20^\circ}{800} \times G \quad (3.1)$$

De seguida foi calculada a potência DC máxima em Watts através da fórmula (3.2), sendo que P_{inst} corresponde à potência dos PV instalados.

$$P_{DC\ max} = \frac{G \times P_{inst}}{1000} \quad (3.2)$$

Depois foi determinada a potência DC à saída dos módulos através da expressão (3.3).

$$P_{DC} = P_{DC\ max} \left(1 + \frac{\alpha_T}{100} (T_{cel} - 25^\circ) \right) \quad (3.3)$$

Foi considerado que as perdas globais resultantes das diferenças entre módulos e perdas de Joule nos cabos DC é 10%. O rendimento do inversor foi assumido como sendo 95% ao longo de todas as horas do dia apesar de durante as horas de menor incidência solar o rendimento real de um inversor ser bastante menor. Posto isto chegamos ao valor da potência AC à saída do inversor que é dada pela equação (3.4).

$$P_{AC\ saída\ do\ inversor} = P_{DC} \times \eta_{inv} \times (1 - 0,1) \quad (3.4)$$

Por fim, o cálculo é efetuado para todos os meses do ano, sendo que na figura 3.6 temos a potência produzida no mês de Outubro em Lisboa para uma instalação de 1400 Watt-pico.

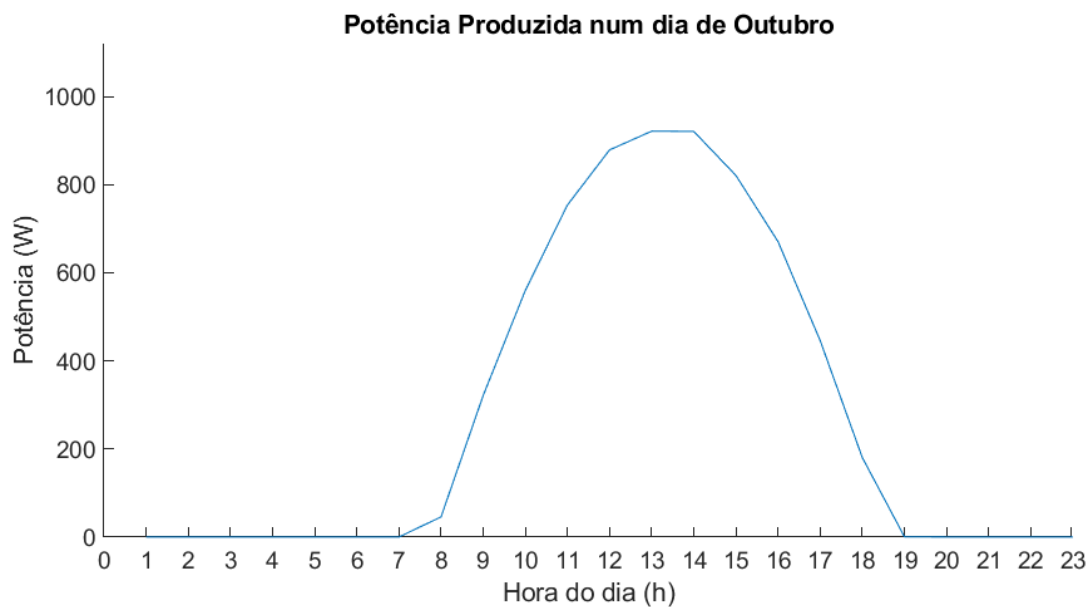


Figura 3.6 - Potência produzida ao longo de um dia de Outubro.

3.1.3 Diagrama de consumo diário de uma habitação

Para gerar um diagrama de consumo diário de uma habitação completo tendo em conta a iluminação e vários equipamentos para além dos três que a aplicação pretende gerir (máquinas lavar e secar roupa e lavar loiça), foi utilizada uma ferramenta *excel*/ desenvolvida por Richardson e Thomson [31]. De acordo com a figura 3.7, o utilizador preenche os dados referentes ao número de residentes, dia da semana e o mês. Depois pode manualmente dizer quais os equipamentos que tem na sua habitação de uma lista pré-definida ou pode gerar aleatoriamente. No final corre a simulação de ocupação da habitação e a simulação que gera o gráfico de consumo diário. Com a interface desenvolvida, o utilizador não terá contacto direto com este ficheiro *excel*, mas no decorrer da execução a aplicação estará a manipular os dados do ficheiro *excel* e no fim guarda o diagrama de consumo diário.

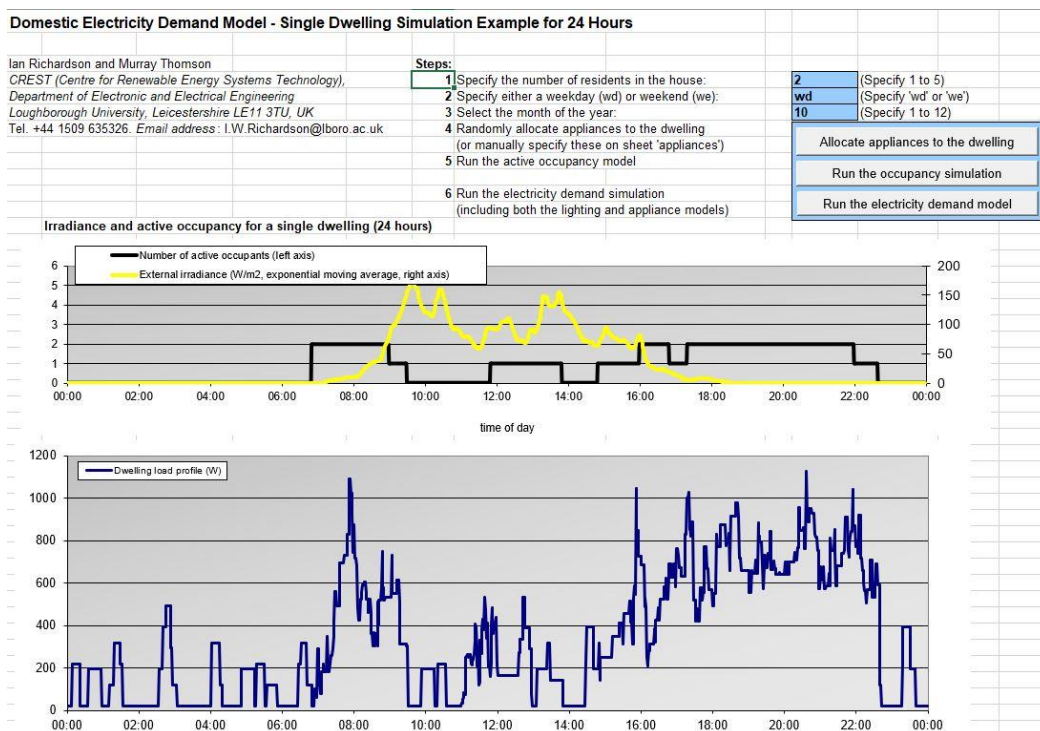


Figura 3.7 - Folha de cálculo desenvolvida por Richardson e Thomson [31].

3.2 Alocação de cargas

Para determinar qual o horário ideal para alocar o funcionamento de uma máquina, foi utilizado o algoritmo representado pelo fluxograma da figura 3.8.

Este algoritmo é corrido para a máquina lavar roupa, máquina secar roupa e máquina lavar loiça caso o utilizador indicar que possui o equipamento e depois definir um horário de preferência de funcionamento. A ordem de execução do algoritmo é feita primeiramente para a máquina de lavar roupa (juntamente com a máquina de secar caso o utilizador deseje iniciar o funcionamento desta máquina após o fim do ciclo da máquina de lavar roupa), depois máquina de secar e por fim máquina de lavar a loiça.

O algoritmo começa com a condição da potência consumida na hora t , com a máquina a funcionar, ser maior que a potência produzida pelo painel fotovoltaico na hora t . Caso a condição não se verifique, não alocação de carga no intervalo de tempo e passa para a próxima iteração. Caso a condição seja satisfeita, o funcionamento da máquina é testado na hora seguinte e aqui podem acontecer dois cenários: a potência produzida pelo PV satisfaz totalmente os consumos e o perfil de carga da máquina é alocado para $t+1$, colocando a máquina em *standby* no instante t , ou a condição não é satisfeita e é incrementado uma variável "checkmaq" antes de proceder à próxima iteração.

Após chegar à hora t máxima definido pelo utilizador no intervalo de preferência, é verificado se o valor da variável "checkmaq" é igual à diferença da hora máxima e mínima do intervalo de preferência de funcionamento da máquina. Isto permite perceber se o algoritmo conseguiu alocar o perfil de carga do equipamento para uma hora onde a produção do painel fotovoltaico cobre o consumo registado. Se não for possível fazer esta alocação, a máquina passa a funcionar na hora, do intervalo de preferência, onde o preço da eletricidade em tempo real é menor.

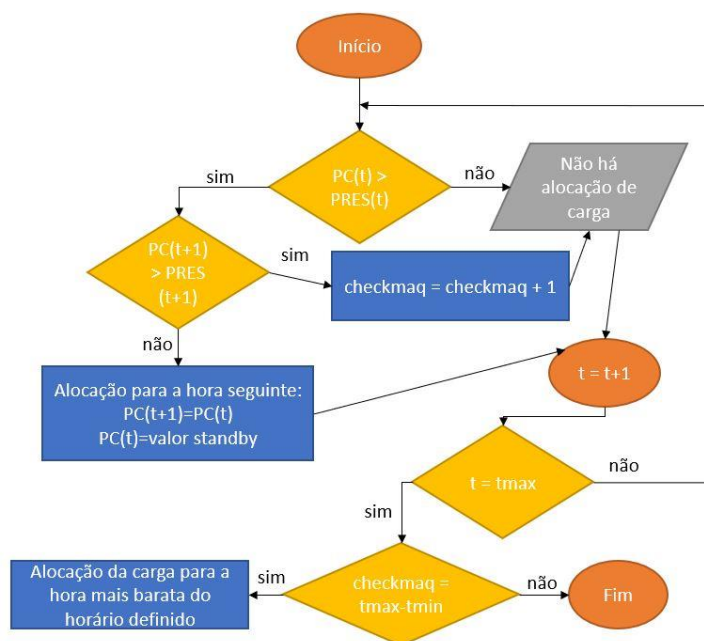


Figura 3.8 - Algoritmo de alocação de carga, inspirado em [32].

3.3 Algoritmo de otimização do sistema de armazenamento

Segundo [33] existem vários tipos de modelos utilizados na literatura para simular o comportamento de uma bateria. A figura 3.9 apresenta os modelos organizados num gráfico de precisão e complexidade computacional.

De menos preciso e complexo temos o modelo do Reservatório de Energia, seguido da versão mais avançada do mesmo com Circuito Equivalente, e depois temos o modelo da Partícula Singular e o Pseudo-bidimensional. Os modelos de Reservatório de Energia são menos precisos e computacional mais simples (para otimização e controlo em tempo real) e os seus parâmetros poderem ser estimados com análises experimentais. Já os modelos de Partícula Singular e o Pseudo-bidimensional podem revelar-se demasiado complexos, dependendo do tipo de controlo a efetuar na bateria, e podem precisar de parâmetros adicionais,

nomeadamente, informações de fabrico que envolvam a parte química da construção da bateria. O último modelo da figura 3.9, a Simulação Eletroquímica Detalhada é considerada pelos autores um modelo demasiado complexo para ser utilizado na maior parte das aplicações.

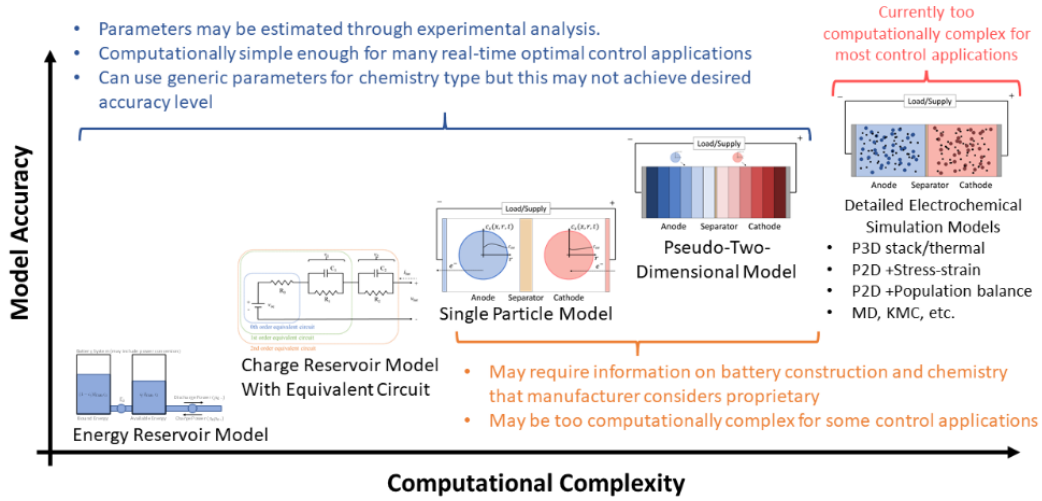


Figura 3.9 - Modelos da bateria utilizados na literatura [33].

Face a esta descrição, foi escolhido utilizar uma simplificação do modelo "Reservatório de Energia", inspirado no trabalho desenvolvido por [34], que apesar de aparentar ser o mais simples é bastante útil para fazer o controlo da bateria e demonstrar o conceito de armazenamento de energia utilizando apenas as características de fabrico.

O sistema de armazenamento permite o carregamento através do excedente da produção fotovoltaica e da rede elétrica. Caso a bateria esteja carregada, o que resta da produção é vendido à rede com um valor fixo de 10 cêntimos por kWh.

O controlo do sistema de armazenamento é um problema de otimização de programação linear com variáveis discretas (MILP), neste caso a energia armazenada, e é definido pela função objetivo que minimiza os custos provenientes da utilização da rede. A função objetivo está representada na equação (3.5).

$$\min \sum_{t=1}^T P_{rede}(t) r(t) \Delta T - E_{bat}(t) \quad (3.5)$$

A procura de energia para o consumo habitacional tem de ser satisfeita pelo PV, a bateria e a rede. Esta condição está representada na equação (3.6).

$$P_{consumo}(t) = P_{pv} + P_{bat} + P_{rede} \quad (3.6)$$

O modelo da bateria utilizado é definido pela equação 3.7

$$\begin{cases} E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) - P_{bat}(t-1)\Delta T \\ E_{bat}(1) = E_{inic} \end{cases} \quad (3.7)$$

No entanto para garantir o bom funcionamento da bateria é necessário garantir que a potência aos terminais da bateria não ultrapassa o valor de potência de carga nominal para o qual a bateria foi projetada, o mesmo tem de ser feito para garantir que a energia armazenada não ultrapassa os valores mínimos e máximo. Em relação à energia armazenada, foi assumido um limite máximo de 80% da energia máxima e um limite mínimo de 20% sendo que a bateria começa o ciclo com 30% de energia inicial. Estas condições estão definidas na equação (3.8).

$$\begin{cases} E_{inic} = E_{bat\ max} \times 0,3 \\ P_{bat\ min} \leq P_{bat} \leq P_{bat\ max} \\ E_{bat\ max} \times 0,2 \leq E_{bat} \leq E_{bat\ max} \times 0,8 \end{cases} \quad (3.8)$$

3.4 Interface Gráfica

A interface gráfica foi implementada através do uso da ferramenta *MATLAB* e foi criada com o intuito de permitir ao utilizador realizar a simulação mensal ou diária e leitura referente à poupança que pode obter caso instale um sistema de produção fotovoltaica com ou sem armazenamento de baterias. Para isso é disponibilizada uma interface simples de usar que após a simulação apresenta gráficos da alocação de cargas e da otimização da bateria, a produção fotovoltaica num dia do mês selecionado e os diagramas de carga das máquinas. Antes de efetuar a simulação, o utilizador tem a possibilidade de verificar o preço da eletricidade em tempo real num determinado dia.

3.4.1 Simulação de um mês e de um dia

Quando a aplicação é iniciada apresenta o aspeto da figura 3.10. Como está representado na figura, caso o utilizador opte por uma simulação mensal, será necessário o preenchimento dos campos antes de proceder à simulação.



Figura 3.10 - Aspecto inicial da interface com a simulação de um mês.

Primeiro o utilizador coloca os dados da latitude e longitude da localização para o PVGIS devolver os dados da irradiância para a aplicação e depois serem calculadas a potências produzidas pelo PV. Na opção da potência instalada, o utilizador pode optar por colocar entre 1 a 10 painéis, o que equivale a 350W por módulo até 3500W por módulo. Na opção da capacidade da bateria, o utilizador pode optar por fazer a simulação com ou sem bateria. No caso de escolher com bateria, após uma pesquisa sobre as baterias disponíveis no mercado, foram dadas como opção baterias com os seguintes valores de energia máxima armazenada: 1,28kWh, 1,92kWh, 2,56kWh, 3,3kWh, 4kWh, 5kWh e 6,5kWh.

Segue-se a escolha do mês a simular, o número de habitantes e os equipamentos instalados na habitação. Toda a informação selecionada será colocada no ficheiro excel para depois devolver o diagrama do consumo diário. Esta aplicação foi desenvolvida com o objetivo de gerir as cargas numa habitação com maior peso em termos de consumo, ou seja, as máquinas. Caso o utilizador pretenda incluir alguma ou todas na simulação, será questionado sobre o horário de preferência do funcionamento do eletrodoméstico. No caso especial da máquina de secar roupa foi considerado dois cenários: iniciar o seu ciclo logo após terminado o ciclo da máquina da roupa ou então o utilizador ter a liberdade de definir o seu horário de funcionamento.

Na figura 3.11 é apresentado um fluxograma referente à simulação de um mês.

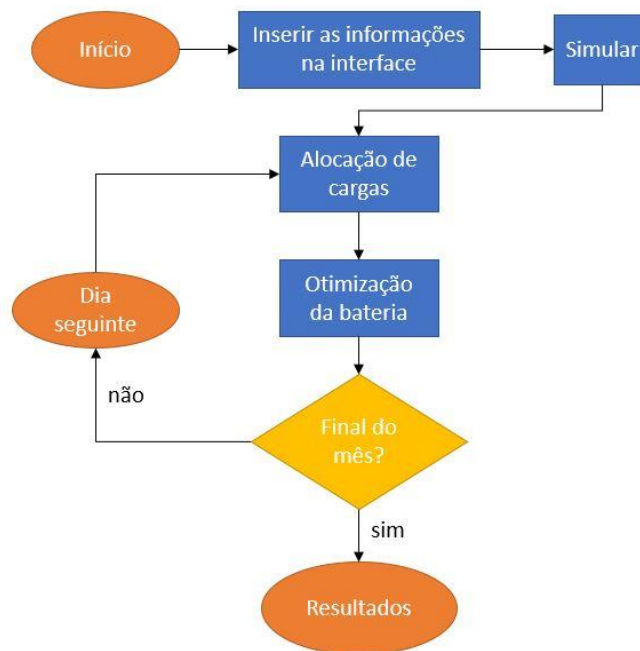


Figura 3.11 - Fluxograma que exemplifica a simulação de um mês.

Após inseridas todas as informações na interface, o utilizador prime o botão "Simular" que dá início à comunicação entre o *MATLAB* e o ficheiro *excel*. Enquanto este processo decorre, é inicializado o algoritmo de alocação de cargas descrito anteriormente. Após ser retirada o diagrama de carga do consumo diário, o ficheiro *excel* é gravado e fechado.

De seguida é feita a otimização do sistema de armazenamento e registados os valores de poupança com a utilização do sistema de gestão de cargas. Este processo é realizado até serem percorridos todos os dias do mês, o que provoca um esforço computacional extra e consequentemente um maior tempo de espera pelos resultados que são apresentados no separador "Resultados".

Por fim, na figura 3.12 é apresentado o aspeto da simulação de um dia. A única diferença entre esta simulação e a simulação do mês é que o utilizador pode especificar o dia que pretende simular tal como o nome indica. O processo é o mesmo da figura 3.11, no entanto só é efetuado uma vez, daí ser uma simulação rápida do ponto de vista computacional.

Figura 3.12 - Separador da simulação diária.

3.4.2 Janela de resultados

É no separador "Resultados" que o utilizador pode consultar os resultados através de gráficos informativos e valores de poupanças finais. Na imagem 3.11 está a aparência dos resultados do ponto de vista do utilizador. Os dados utilizados para esta simulação são os mesmos da figura 3.13.

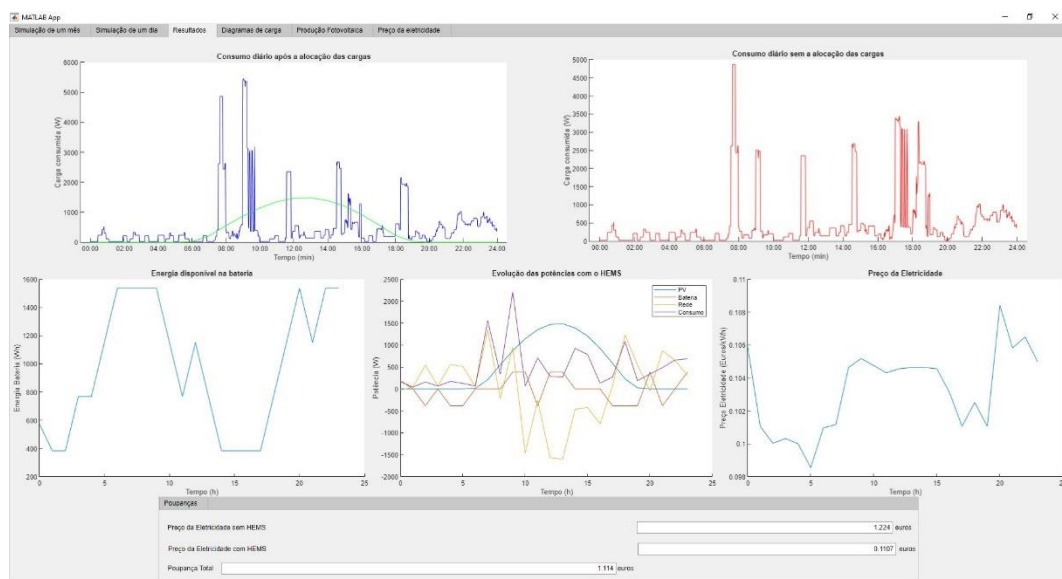


Figura 3.13 - Vista geral do separador de resultados.

Na parte superior da janela estão dois gráficos que representam o consumo diário em minutos: com e sem alocação de cargas. Com estes dois gráficos o utilizador consegue perceber o papel do algoritmo de alocação do período de funcionamento das máquinas. O gráfico do consumo diário sem alocação é construído através de colocar as máquinas a funcionarem num horário gerado aleatoriamente dentro do intervalo escolhido pelo utilizador, isto é, como o intervalo de preferência da MLL foi indicado como sendo das 7h às 12h, é escolhida uma hora aleatória, por exemplo às 8h, para comparar com a hora resultante do algoritmo de alocação mediante a produção fotovoltaica e preço de eletricidade. Para a simulação de um mês, para não mostrar gráficos de cada dia do mês ou apenas um dia, decidiu-se apresentar a média mensal de todos os consumos diários com ou sem alocação de cargas.

Passando agora para o meio da janela, estão três gráficos: energia disponível na bateria a uma determinada hora, evolução das potências devido à otimização que permite minimizar a utilização da rede, e por fim o preço da eletricidade no dia escolhido para a simulação. No gráfico da evolução das potências, a potência de consumo foi calculada pela fórmula (3.9).

$$P_{consumo}(t) = \frac{\sum E_{consumo}(t)}{\Delta T} \quad (3.9)$$

Por último na parte das poupanças, o valor gasto por eletricidade sem o sistema de gestão de energia é calculado pela fórmula (3.10), onde $Tarifa_{Elec}$ é o preço em tempo real da tarifa de eletricidade.

$$Preço_{sem\ HEMS}(t) = P_{consumo}(t) \times Tarifa_{Elec} \quad (3.10)$$

O preço da eletricidade com o sistema de gestão de energia é calcula pela fórmula (3.11), onde a variável $Tarifa_{venda}$ corresponde ao preço de venda do excedente para a rede, ou seja, a variável é igual a 0,1€/kWh.

$$\begin{cases} Preço_{com\ HEMS}(t) = P_{rede}(t) \times Tarifa_{Elec} , se P_{rede} > 0 \\ Preço_{com\ HEMS}(t) = P_{rede}(t) \times Tarifa_{venda} , se P_{rede} < 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

Se o valor do preço da eletricidade a pagar for negativo, significa que o utilizador lucra com a venda de produção excedente à rede. O valor de poupança total é a diferença entre o preço a pagar com e sem sistema de gestão de energia.

3.4.3 Diagramas de carga das máquinas

Após concluída a simulação, o utilizador pode verificar os diagramas de carga da máquina lavar a roupa (MLR), máquina secar a roupa (MSR) e máquina lavar loiça (MLL) tal como é apresentado na figura 3.14.

Os diagramas de carga das máquinas utilizados são diferentes dos diagramas pré-definidos no ficheiro *excel*/ [31]. Foram assumidos valores de funcionamento diferentes por duas razões: a MLR no ficheiro *excel*/ funciona com um ciclo de 138 minutos, o que é menos fácil de gerir hora a hora como um ciclo de 60 minutos, e porque nos meses de verão apesar de ser colocado a MSR e MLL para simulação, tal não acontecia e o *excel*/ colocava estas máquinas em constante potência de *standby*. Devido a estas razões foram definidos os diagramas de carga retirados de [35]. As tabelas com os valores completos de funcionamento ao longo de 1 hora serão colocadas no capítulo dos anexos.

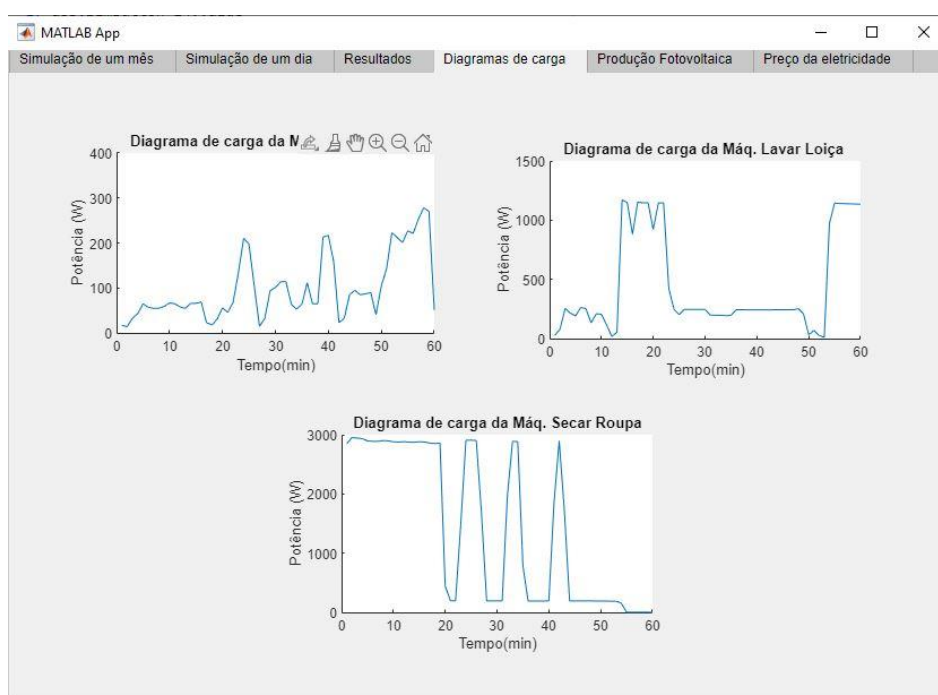


Figura 3.14 - Diagramas de cargas das máquinas.

3.4.4 Produção fotovoltaica

Após concluída a simulação, o utilizador pode verificar com mais detalhe quanta potência produz através da instalação fotovoltaica numa determinada hora do dia. A figura 3.15 mostra, do ponto de vista, o gráfico da potência produzida num dia de Agosto com uma potência instalada de 1750Wp, o que corresponde a 5 módulos instalados.

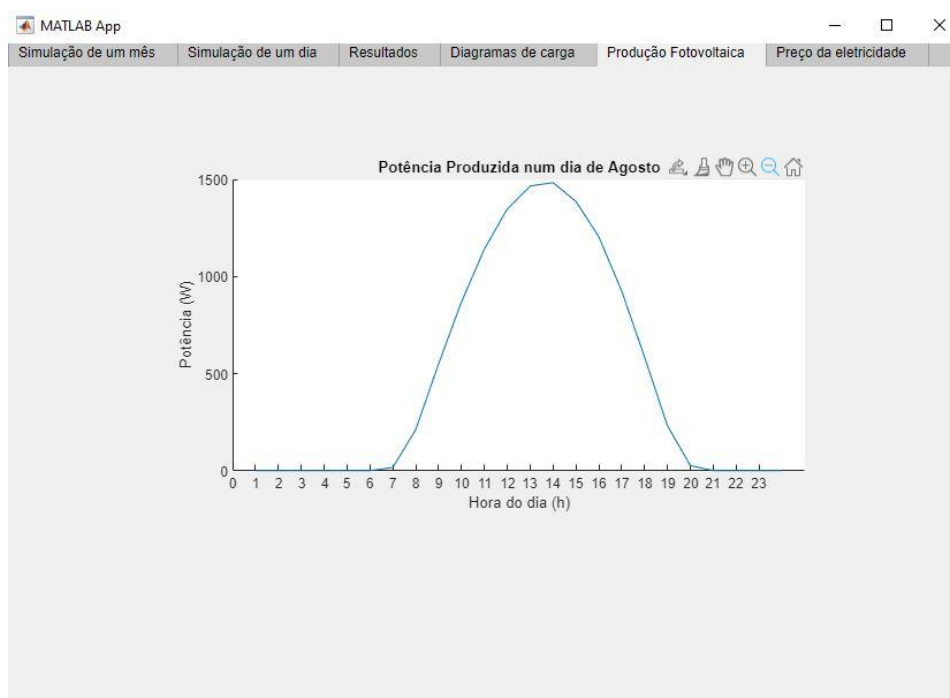


Figura 3.15 - Potência produzida num dia de Agosto.

3.4.5 Preço da eletricidade ao longo do dia

Por fim tem-se o separador que permite verificar o preço da eletricidade num determinado dia do ano de 2022. Este separador é completamente independente da simulação de um mês ou de um dia, ao contrário dos restantes separadores anteriormente apresentados.

Na figura X está um exemplo do preço da eletricidade em tempo real em €/MWh, diretamente retirado do OMIE, para o dia 2 de Agosto. De notar que este gráfico é igual a um dos gráficos anteriormente apresentados na figura 3.16.



Figura 3.16 - Preço da eletricidade no dia 2 de Agosto.

RESULTADOS

Neste capítulo apresentam-se os resultados das simulações de vários cenários de operação obtidos a partir da aplicação apresentada no capítulo anterior. Em cada uma das secções que se seguem serão indicados os parâmetros de simulação utilizados.

4.1 Simulação com sistema de armazenamento

Nas subsecções seguintes será feito uma simulação anual e diária de forma a perceber a variações dos resultados e a quantidade de poupanças acumuladas que permite abater um possível investimento.

4.1.1 Simulação anual

Foram realizadas simulações em todos os meses para perceber a poupança que o utilizador pode obter ao longo de um ano com a utilização do sistema de gestão de energia.

Os parâmetros da simulação estão definidos na tabela 4.1 e na figura 4.1.

Tabela 4.1 - Tabela com parâmetros da simulação mensal.

Parâmetros	Valores
Latitude	38,7071
Longitude	-9,13549
Potência instalada	2100Wp
Capacidade da bateria	3.3kWh
Número de habitantes	5 pessoas

Figura 4.1 - Vista da interface com os parâmetros de simulação definidos.

Os dados da localização correspondem às coordenadas geográficas de Lisboa, mais precisamente, perto do Terreiro do Paço. Foi feita a simulação considerando 6 módulos instalados e em relação às máquinas tem-se definido como preferência um horário das 7h às 12h para a MLL e um horário das 15 às 22h para a MLR, que após finalizado o seu ciclo começa a trabalhar a MLR.

Na figura 4.2 é apresentada a média mensal dos consumos após a alocação das cargas e comparativamente na figura 4.3 é apresentada a média mensal dos consumos sem a alocação das cargas. Como é possível verificar na figura 4.2, a MLL foi colocada em média ao longo do mês de Janeiro a funcionar no período das 10 às 11 horas, enquanto que o grande pico de mais de 3000W verificado no período das 15 às 16h corresponde ao ciclo da MSR. Analisando o gráfico da figura 4.3, devido à alocação aleatória sem critério foi obtido um diagrama mais constante ao longo do dia comparado ao gráfico da figura 4.2.

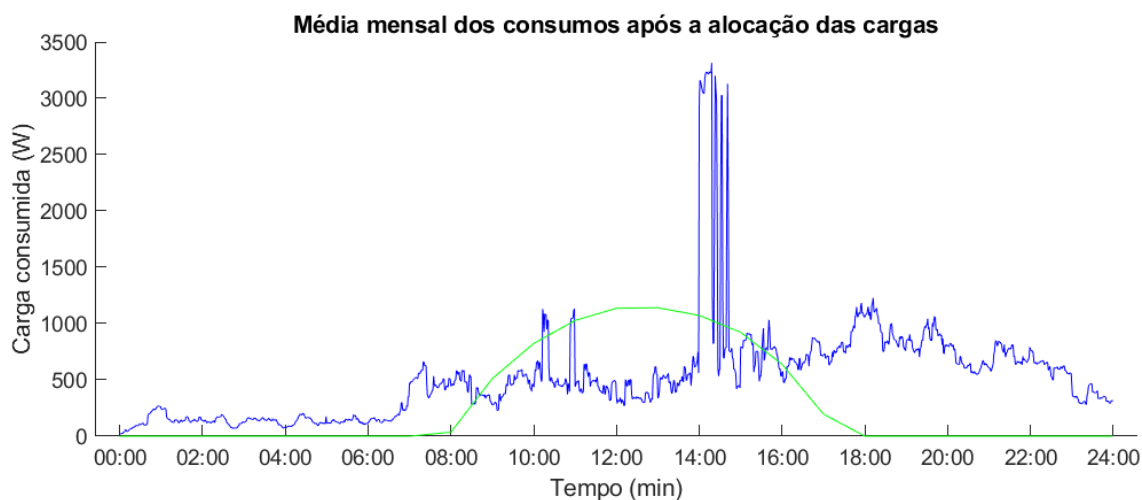


Figura 4.2 - Média mensal dos consumos após alocação das cargas no mês de Janeiro.

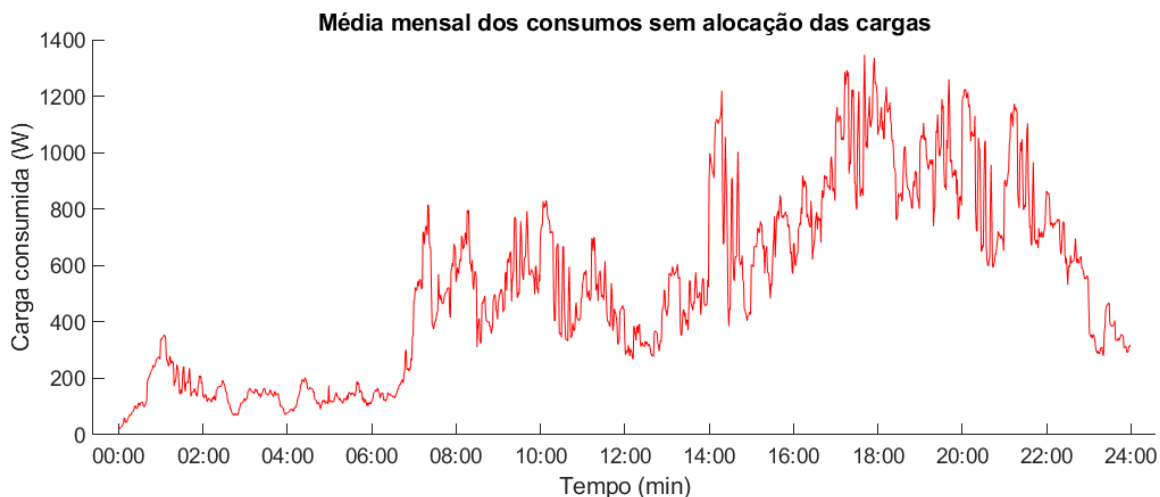


Figura 4.3 - Média mensal dos consumos sem alocação das cargas no mês de Janeiro.

Pela análise das figuras 4.4 e 4.5 podemos concluir que o consumo gerado às 10h, devido ao ciclo da MLL, é totalmente satisfeito pelo armazenamento de energia da bateria e que o excedente, que corresponde à produção fotovoltaica, é vendido para a rede. No período das 13 às 15 horas, quando a MLR e MSR estão a funcionar, o seu consumo é parcialmente satisfeito pela produção fotovoltaica e o resto é compensado pela rede visto que a bateria nesse período está inativa com a energia armazenada no valor mínimo.

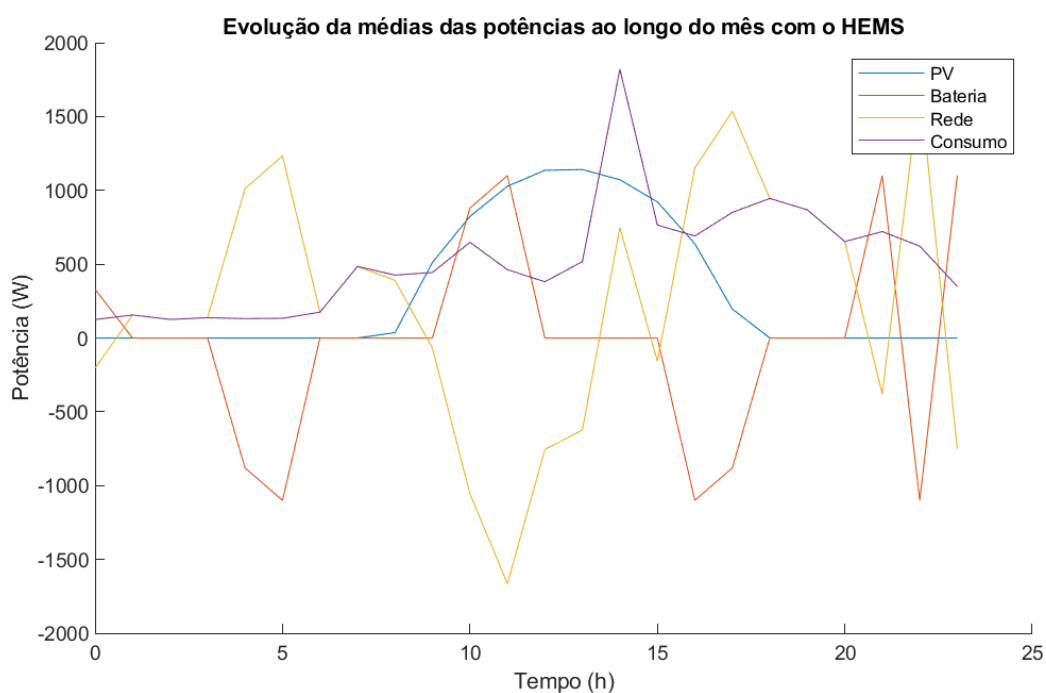


Figura 4.4 - Evolução da média das potências ao longo de Janeiro com o sistema de gestão de energia.

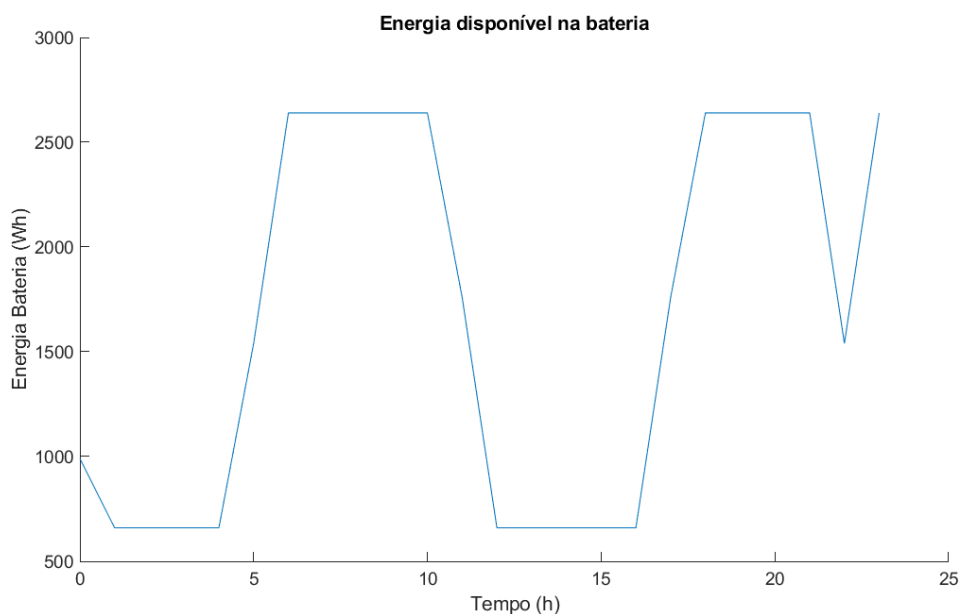


Figura 4.5 - Evolução em 24 horas da média da energia armazenada ao longo dos dias de Janeiro.

Continuando a análise agora com suporte da figura 4.6, é possível perceber que a bateria começa a carregar novamente às 16 horas porque da parte da tarde é a hora com menor tarifa de eletricidade. O mesmo raciocínio da menor tarifa da eletricidade justifica a alocação da MLR e MSR para o período das 13 às 15 horas, visto que não existe nenhuma altura do dia em que a produção fotovoltaica satisfaça o consumo destas duas máquinas. O primeiro

carregamento da bateria é realizado às 4h da manhã através da rede elétrica com um preço abaixo dos 5 cêntimos por kWh.

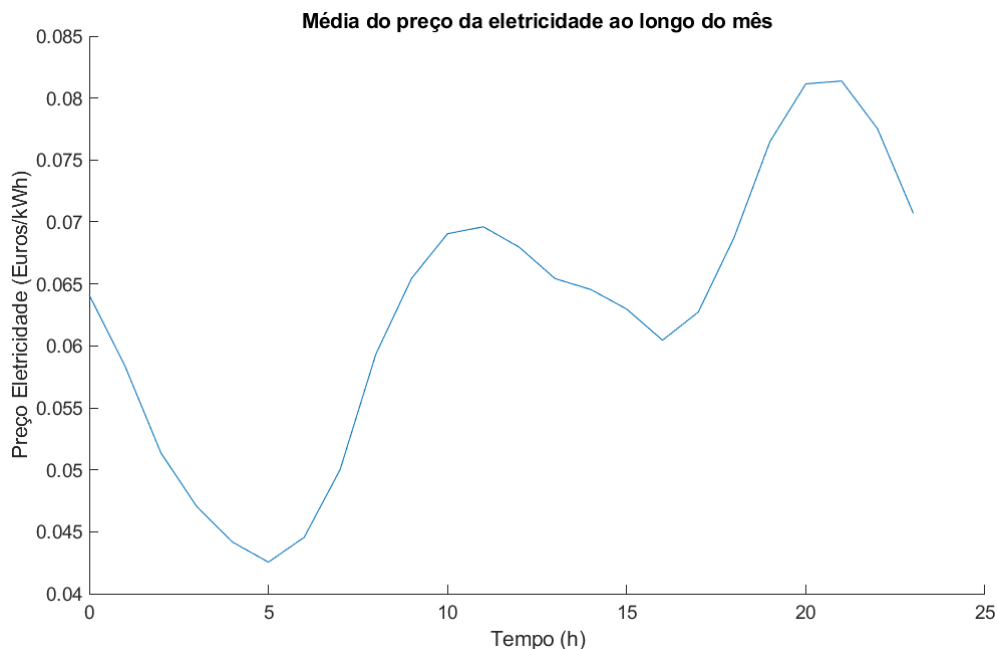


Figura 4.6 - Média do preço da eletricidade ao longo de Janeiro.

Na figura 4.7 são apresentados os valores da fatura da eletricidade do utilizador. Os acessos à rede elétrica totalizam 25,76 euros, mas com o sistema de gestão de energia com produção fotovoltaica e armazenamento de baterias, este valor é reduzido para 3,847 euros, ou seja, uma redução de 85% no valor final que permite uma poupança de 21,92 euros.

Poupanças	
Preço da Eletricidade sem HEMS	25.76 euros
Preço da Eletricidade com HEMS	3.847 euros
Poupança Total	21.92 euros

Figura 4.7 - Poupanças registadas ao longo de Janeiro.

Passando agora para uma análise do mês de Outubro, na figura 4.8 é apresentada a média mensal dos consumos após a alocação das cargas e comparativamente na figura 4.9 é apresentada a média mensal dos consumos sem a alocação das cargas.

Fazendo desde já uma comparação direta entre a figura 4.8 e a figura 4.2, numa primeira análise é notório que o horário de funcionamento das máquinas manteve-se inalterado apesar de no mês de Outubro existir maior produção fotovoltaica. Analisando com mais

detalhe nota-se uma diferença nos consumos da parte da manhã pelas 8 horas que em Janeiro em média foi quase o dobro que em Outubro.

Entre a figura 4.9 e a figura 4.3, a principal diferença é em Outubro existir uma maior média de consumo sem alocação das cargas pela manhã em vez do período de almoço como acontece em Janeiro.

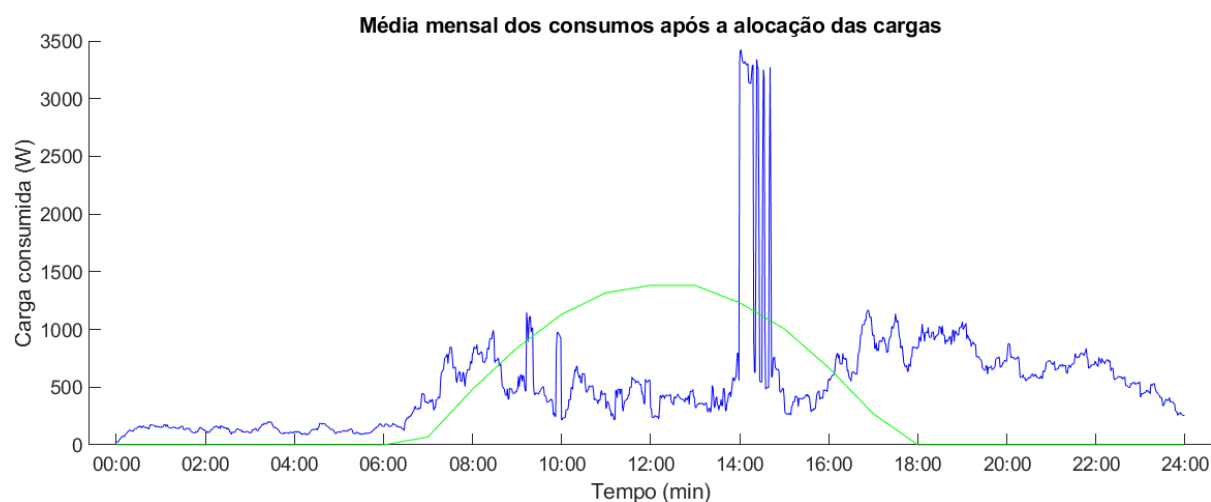


Figura 4.8 - Média mensal dos consumos após alocação das cargas no mês de Outubro.

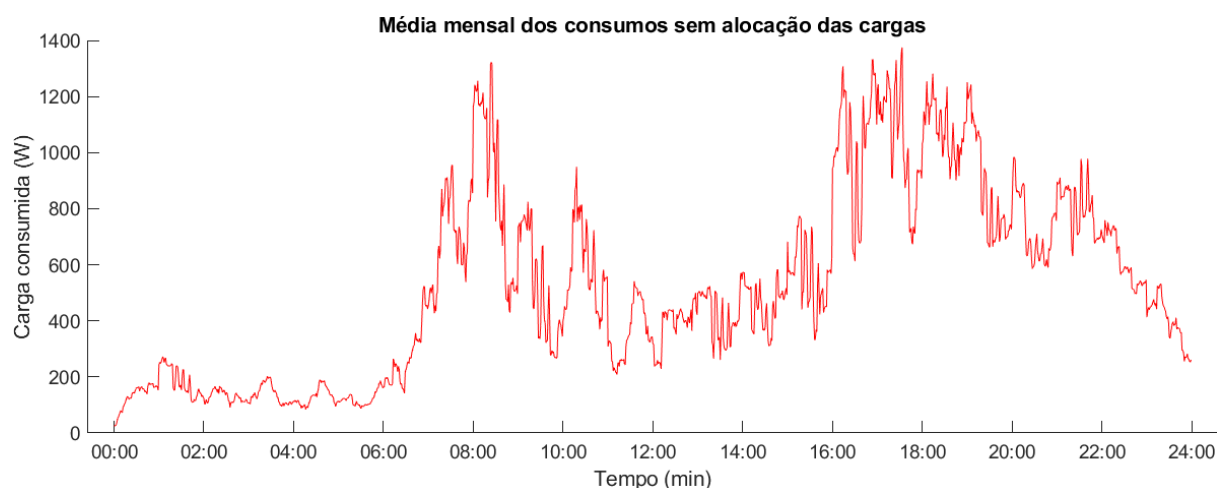


Figura 4.9 - Média mensal dos consumos sem alocação das cargas no mês de Outubro.

À semelhança do que se verificou no mês de janeiro nas figuras 4.10 e 4.11, no mês de Outubro o consumo gerado às 10h, devido ao ciclo da MLL, também é satisfeito pelo armazenamento da bateria como é possível ver na figura. No entanto o mesmo não se verifica às 11h onde foi necessária uma compensação por parte da rede elétrica, algo que não aconteceu em Janeiro. O período das 13 às 15 horas, quando a MLR e MSR estão a funcionar, teve o consumo

novamente a ser parcialmente satisfeito pela produção fotovoltaica e o resto é compensado pela rede visto enquanto a bateria se prepara para carregar a partir das 16 horas como indicado na figura 4.11.

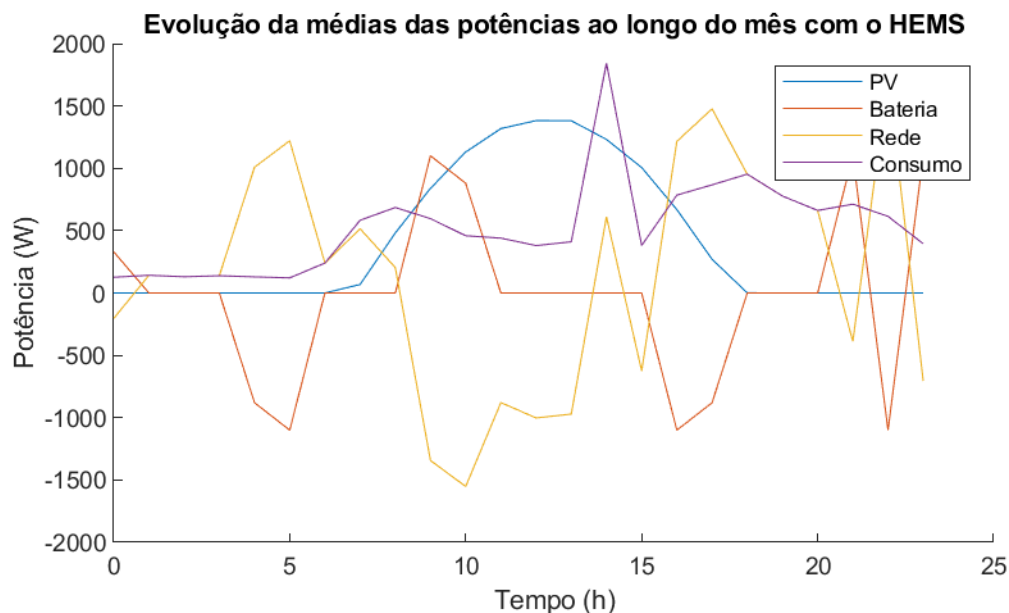


Figura 4.10 - Evolução da média das potências ao longo de Outubro com o sistema de gestão de energia.

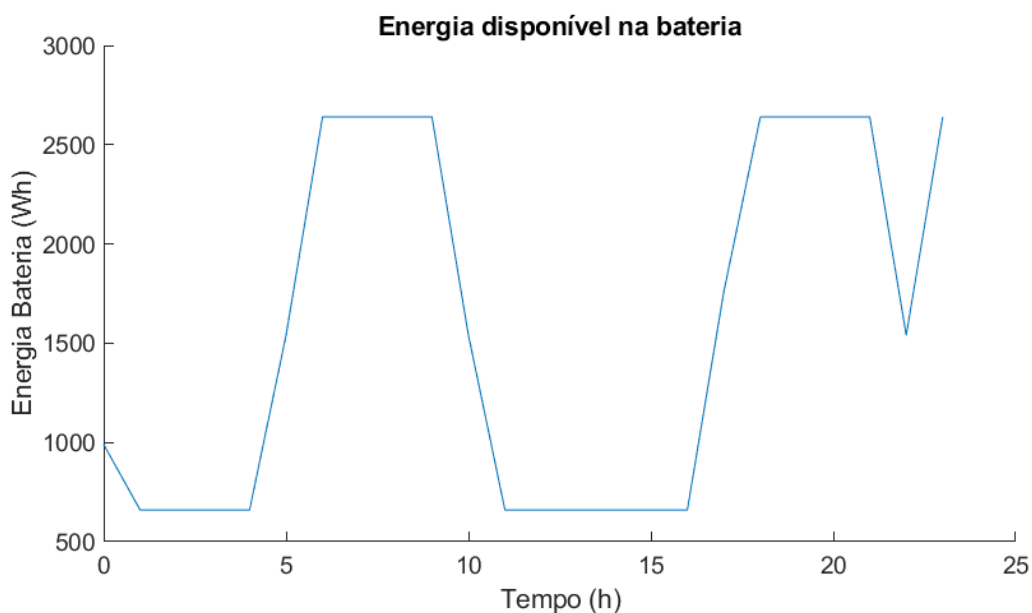


Figura 4.11 - Evolução em 24 horas da média da energia armazenada ao longo dos dias de Outubro.

O comportamento ser semelhante nos dois meses analisados justifica-se pelos parâmetros da simulação manterem-se inalteráveis ao longos dos meses, ou seja, o tipo de equipamentos e os intervalos de preferência de funcionamento das máquinas. Para além desse

fator, o preço da tarifa da eletricidade em tempo real em média assume o mesmo comportamento ao longo do ano. Fazendo a comparação entre a figura 4.12 e figura 4.6, o preço em ambas apresenta valores mais baixos no período da madrugada e ao final da tarde, embora não seja de reparar que os preços em Outubro são bastante superiores com a bateria a efetuar o primeiro carregamento da bateria é realizado às 4h da manhã através da rede elétrica em média com um preço de 18 centimos por kWh, 13 centimos superior à média de Janeiro.

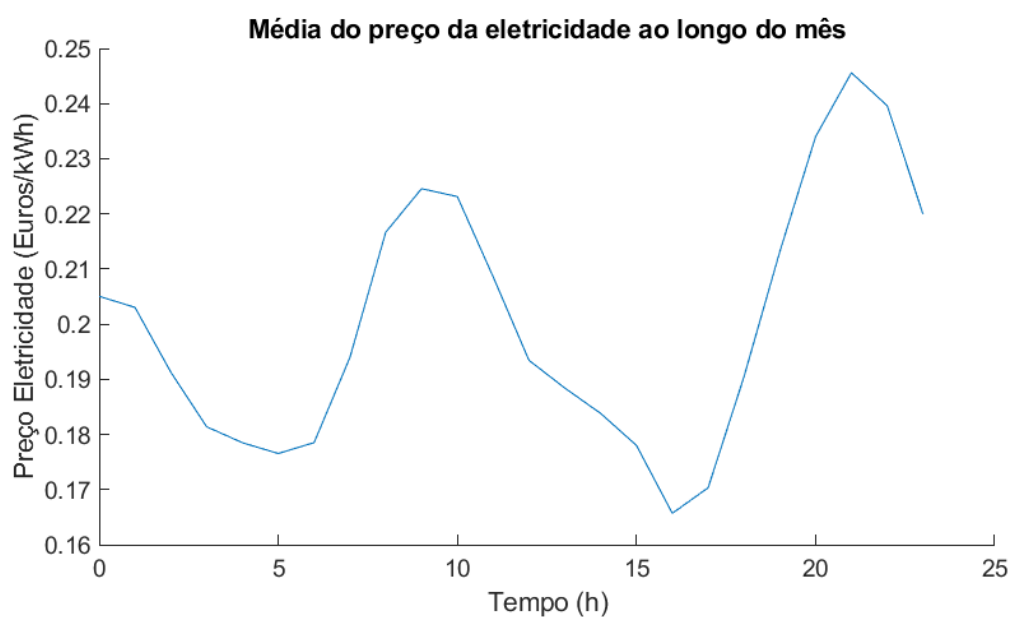


Figura 4.12 - Média do preço da eletricidade ao longo de Outubro.

Na figura 4.13 são apresentados os valores da fatura da eletricidade do utilizador, e como era de esperar face aos valores apresentados no gráfico da figura 4.12, os acessos à rede elétrica totalizam um valor de 78,23 euros, mais de 50 euros comparativamente com Janeiro. Com o sistema de gestão de energia com produção fotovoltaica e armazenamento de baterias, este valor é reduzido para 43.75 euros, ou seja, uma redução de 44% no valor final que permite uma poupança de 34,48 euros.

Poupanças	
Preço da Eletricidade sem HEMS	78.23 euros
Preço da Eletricidade com HEMS	43.75 euros
Poupança Total	34.48 euros

Figura 4.13 - Poupanças registadas ao longo de Outubro.

Para mostrar a simulação das poupanças anuais, foram registados graficamente os valores mensais na figura 4.14. Nos meses de Fevereiro até Agosto observa-se, para além da

compensação total do pagamento da fatura da eletricidade, registos de lucro para o consumidor com a venda do excedente da produção à rede elétrica.

Devido ao aumento significativo dos preços da eletricidade nos últimos meses do ano, verifica-se um aumento exponencial do valor final da fatura, contudo no mês de Dezembro é possível efetuar uma poupança de 100 para 70 euros graças ao sistema de gestão de energia.

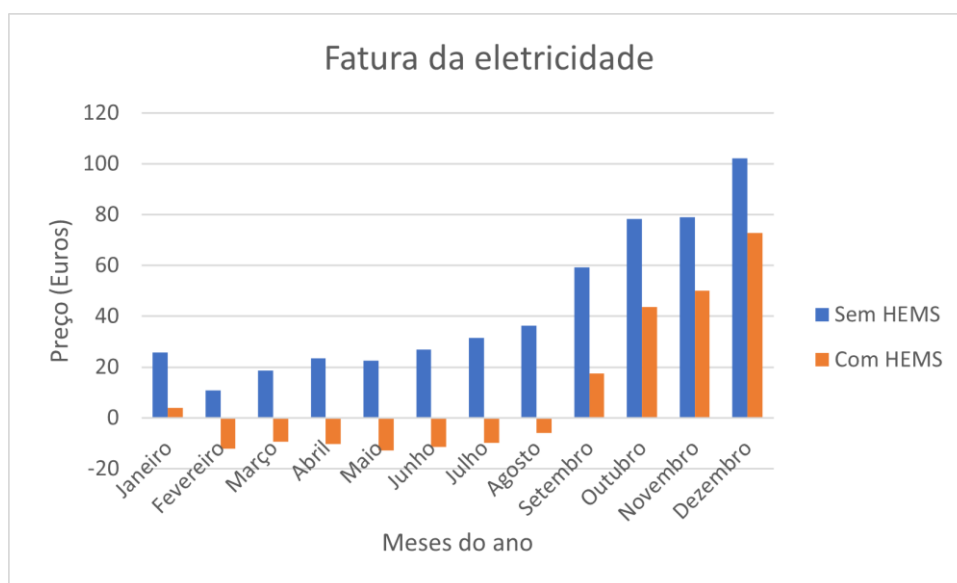


Figura 4.14 - Evolução do preço da fatura de eletricidade ao longo do ano com e sem sistema de gestão de energia elétrica.

Com a soma das poupanças mensais, o utilizador consegue poupar por ano cerca de 400 euros na fatura da eletricidade. Assumindo os valores da instalação da tabela 4.2, o utilizador consegue amortizar o investimento feito em 11 anos.

Tabela 4.2 - Valores de uma instalação fotovoltaica e bateria.

Material	Preço
6 painéis fotovoltaicos (2100Wp) e inversor	1200€
Cabos e estrutura	150€
Mão de obra	300€
Bateria de 3.3kWh	2800€

4.1.2 Simulação diária

Foram realizadas simulações diárias para mostrar em maior detalhe o algoritmo de alocação de cargas.

Numa primeira simulação, foram considerados os parâmetros da figura 4.15. Foi selecionado um valor de potência instalada baixo para verificar que a MLL será colocada num horário onde o preço da eletricidade é menor porque não existe produção fotovoltaica ao longo do dia suficiente para satisfazer o consumo da máquina.

The screenshot shows the MATLAB App interface for a daily simulation. The interface is organized into several sections. On the left, there are input fields for 'Localização' (Latitude: 38.70710, Longitude: -9.13549), 'Painel fotovoltaico' (Potência instalada: 700W), 'Bateria' (Capacidade: 1.28 kWh), and 'Dados' (Mês: Fevereiro, Número de habitantes: 3, Dia: 11). On the right, there is a section for 'Aparelhos' (Appliances) with a grid of radio buttons for various appliances: Arca Frigorífica, Computador, Chaleira, Frigorífico, Impressora, Pequenos aparelhos cozi..., Congelador, Televisão, Máquina lavar roupa, Colunas de som, Fogão, Máquina lavar loiça, Ferro, Forno, Máquina de secar roupa, Aspirador, and Microondas. A 'Simular' button is located at the bottom right. Below the appliances, there is a 'Preferência horário Máquina Lavar Loiça' section with a time range from 1 h to 23 h.

Figura 4.15 - Vista da interface com os parâmetros de simulação diária definidos.

Comparando as figuras 4.16 e 4.17 é possível ver que através do algoritmo de alocação das cargas, a MLL passa a ter um funcionamento às 6 horas devido ao baixo preço da tarifa em tempo real da eletricidade como está representado na figura 4.18. Sem o algoritmo de alocação, a MLL é colocada aleatoriamente para funcionar às 16 horas.

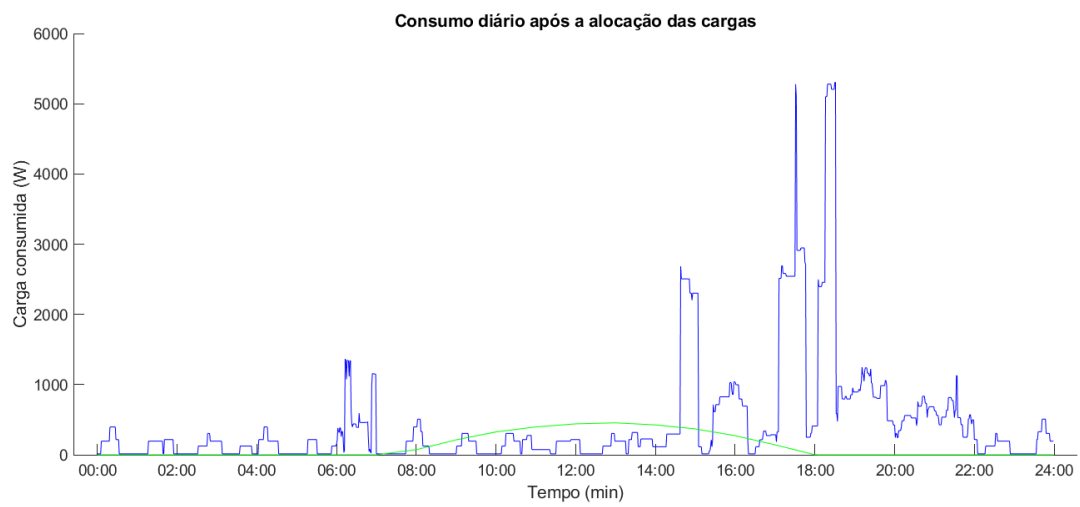


Figura 4.16 - Consumo diário no dia 11 de Fevereiro após a alocação das cargas.



Figura 4.17 - Consumo diário no dia 11 de Fevereiro sem a alocação das cargas.

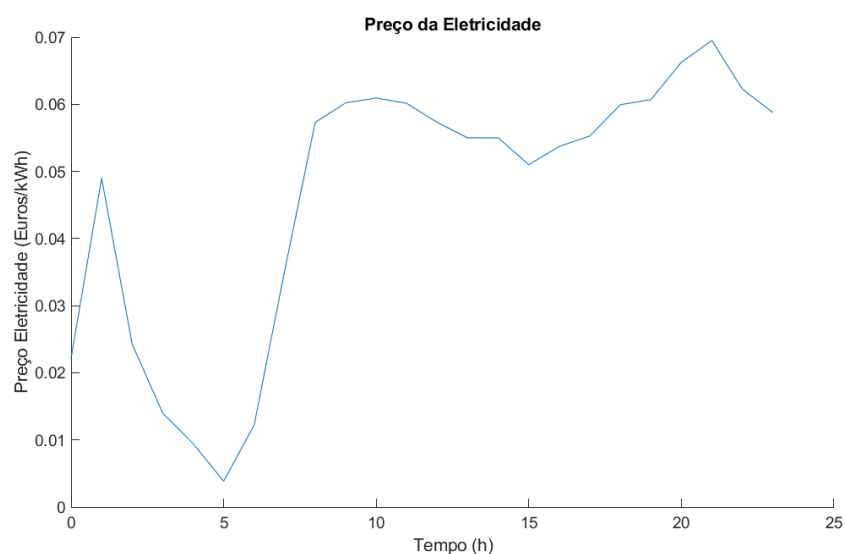


Figura 4.18 - Preço da eletricidade no dia 11 de Fevereiro.

A MLL não foi colocada a trabalhar às 5 horas, hora com menor preço de tarifa, porque nesse intervalo de tempo procedeu-se ao primeiro carregamento da bateria como está representado na figura 4.19.

Observando a figura 4.20 é visível que durante o horário de funcionamento da MLL às 6 horas, a rede elétrica não só satisfaz o consumo como ainda carrega o sistema de armazenamento que descarregará a partir das 10h suportando os gastos do utilizador pela manhã. Com esta simulação foi possível passar de um gasto de 57 cêntimos para um ganho em 29 cêntimos.

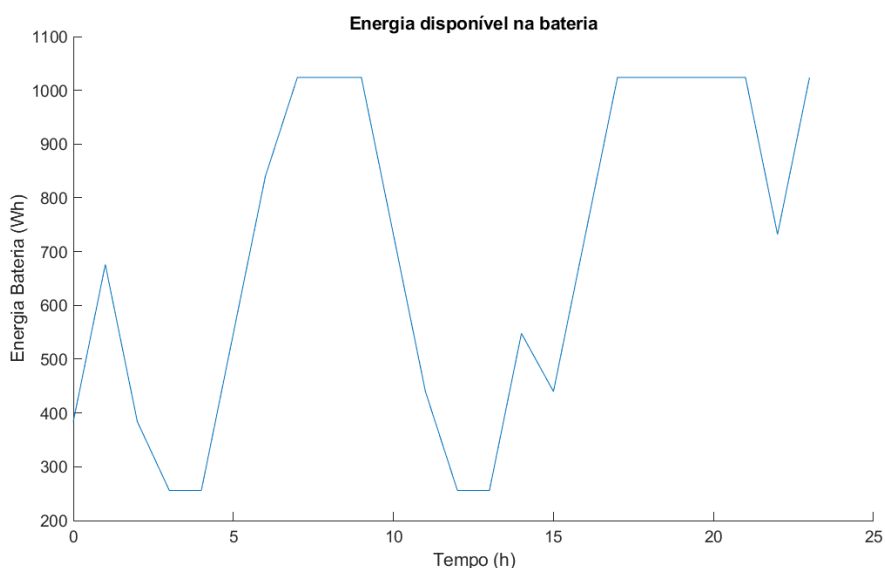


Figura 4.19 - Evolução em 24 horas da energia armazenada no dia 11 de Fevereiro.

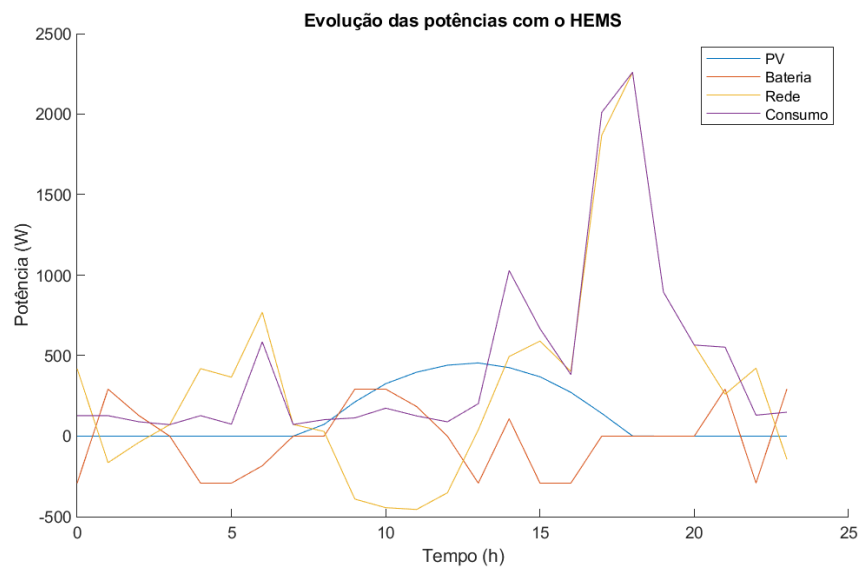


Figura 4.20 - Evolução das potências ao longo do dia 11 de Fevereiro com o sistema de gestão de energia.

Na segunda simulação diária, foram considerados os parâmetros da figura 4.21. Foi selecionado um valor de potência instalada capaz de satisfazer o consumo da MSR que foi testada com um horário desacoplado do ciclo da MLR.

Na figura 4.22 é possível ver que através do algoritmo de alocação das cargas, a MSR passa a ter um funcionamento às 12 horas devido a ser o primeiro intervalo de uma hora onde o consumo da máquina é satisfeito totalmente pela produção fotovoltaica, como mostra a figura 4.23. Na figura 4.24, sem utilizar o algoritmo de alocação de cargas, o horário da MLR foi definido aleatoriamente como sendo às 7 horas, criando assim um pico de energia de quase 6000W porque durante esta hora existem outros consumos significativos para além da MSR na ordem dos 3000W.

Simulação de um mês | Simulação de um dia | Resultados | Diagramas de carga | Produção Fotovoltaica | Preço da eletricidade

Localização
Latitude: 38.70710
Longitude: -9.13549

Painel fotovoltaico
Potência instalada: 2800W

Bateria
Capacidade: 3.3 kWh

Dados
Mês: Julho
Número de habitantes: 3
Dia: 21

Preferência horário Máquina Lavar Roupas
Das 6 h às 10 h

Aparelhos

Arca Frigorífica ☐ Sim ☒ Não	Computador ☒ Sim ☐ Não	Chaleira ☐ Sim ☒ Não
Frigorífico ☒ Sim ☐ Não	Impressora ☐ Sim ☒ Não	Pequenos aparelhos cozi... ☐ Sim ☒ Não
Congelador ☒ Sim ☐ Não	Televisão ☒ Sim ☐ Não	Máquina lavar roupa ☒ Sim ☐ Não
Colunas de som ☐ Sim ☒ Não	Fogão ☒ Sim ☐ Não	Máquina lavar loiça ☐ Sim ☒ Não
Ferro ☒ Sim ☐ Não	Forno ☒ Sim ☐ Não	Máquina de secar roupa ☒ Sim ☐ Não
Aspirador ☒ Sim ☐ Não	Microondas ☒ Sim ☐ Não	

Simular 

Preferência horário Máquina Secar Roupas
Ligar logo após acabar o ciclo da MLR?
☐ Sim ☒ Não 12 h às 18 h

Figura 4.21 - Vista da interface com os parâmetros da segunda simulação diária definidos.

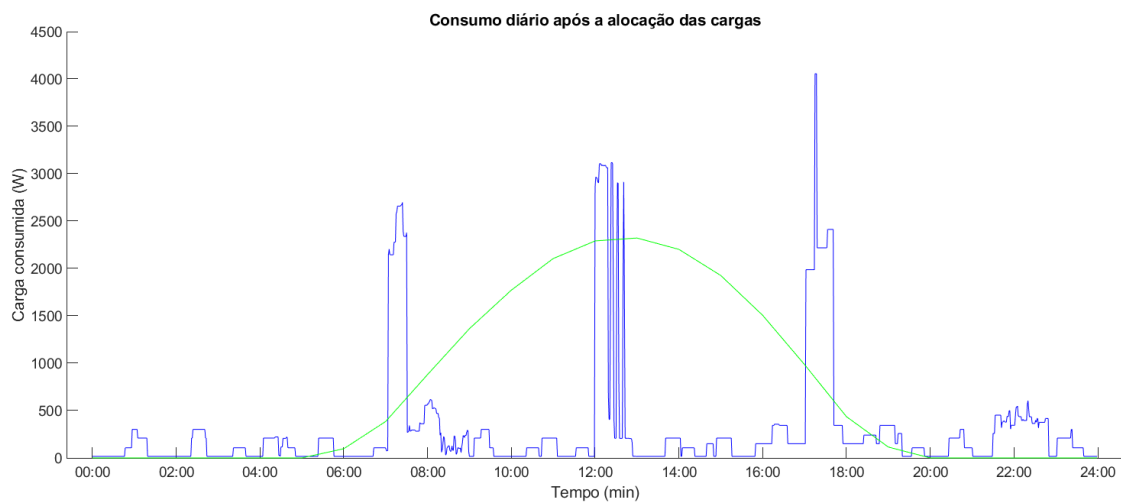


Figura 4.22 - Consumo diário no dia 21 de Julho após a alocação das cargas.

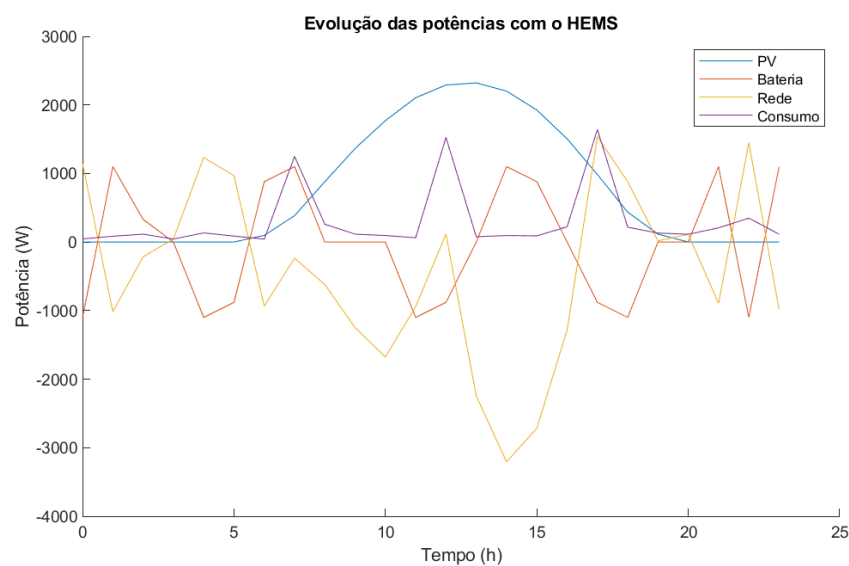


Figura 4.23 - Evolução das potências ao longo do dia 21 de Julho com o sistema de gestão de energia.



Figura 4.24 - Consumo diário no dia 21 de Julho sem a alocação das cargas.

4.2 Simulação sem sistema de armazenamento

Neste subcapítulo será feita uma simulação anual sem sistema de armazenamento para determinar as poupanças que é possível obter através da produção fotovoltaica e da alocação de cargas para períodos de maior potência produzida e caso não seja possível, para períodos onde o preço da tarifa em tempo real seja menor. Os parâmetros da simulação utilizados serão os mesmos do capítulo 4.1, definidos na tabela 4.1 e na figura 4.1.

Na figura 4.25 é apresentada a média mensal dos consumos após a alocação das cargas e comparativamente na figura 4.26 é apresentada a média mensal dos consumos sem a alocação das cargas. Como é possível verificar na figura 4.25, à semelhança do caso com baterias da figura 4.2, a MLL foi colocada em média ao longo do mês de Janeiro a funcionar no período das 10 às 11 horas, enquanto que o grande pico de mais de 3000W verificado no período das 15 às 16h corresponde ao ciclo da MSR. Como foi dito no subcapítulo anterior, a alocação da MLL às 10 horas é justificada por ser o primeiro intervalo onde a produção fotovoltaica satisfaz o consumo da máquina, e a alocação da MLR e MSR para o período das 13 às 15 horas deve-se ao menor preço da tarifa da eletricidade em tempo real. O gráfico da figura 4.26 é novamente um diagrama constante devido à alocação aleatória sem critério, mantendo-se as mesmas verificações feitas na simulação de Janeiro no capítulo 4.1.

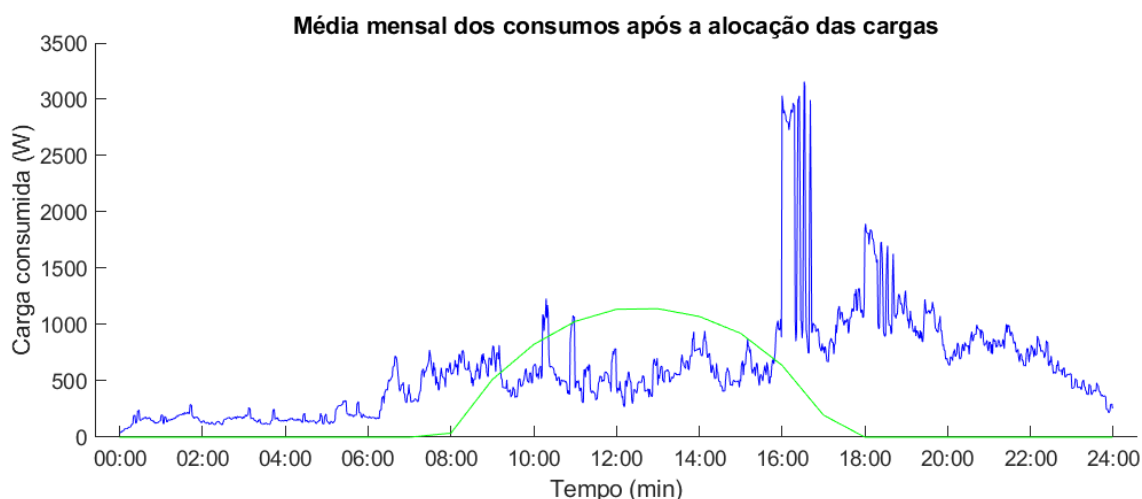


Figura 4.25 - Média mensal dos consumos após alocação das cargas no mês de Janeiro para a simulação sem bateria.

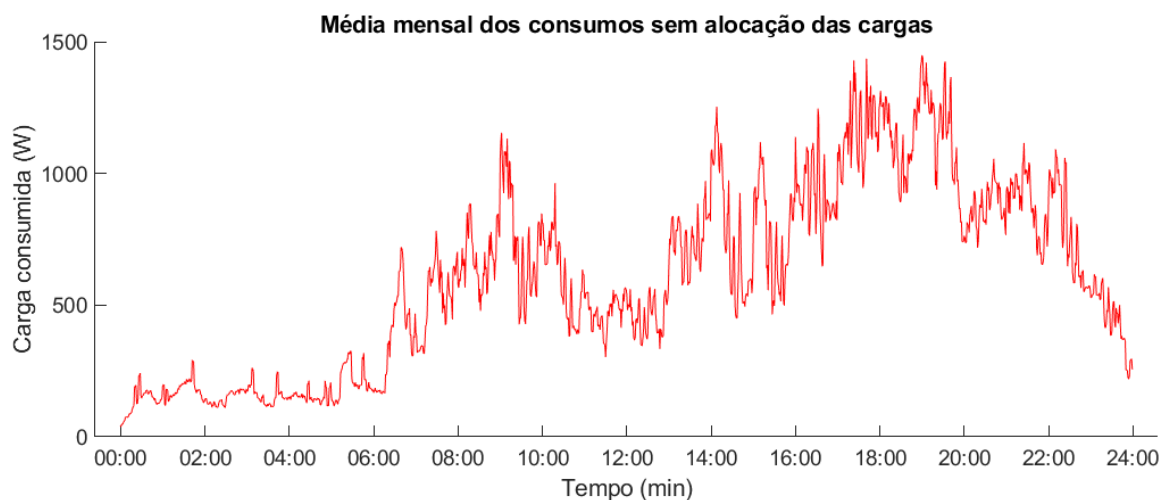


Figura 4.26 - Média mensal dos consumos sem alocação das cargas no mês de Janeiro para a simulação sem bateria.

Como seria de esperar, na figura 4.27 a energia disponível na bateria é zero porque não existe instalação do sistema de armazenamento. Pela análise da figura 4.28 podemos observar que todo o que o consumo gerado que não é satisfeito na totalidade pela potência produzida dos PV, é compensado pela rede elétrica. No período das 9 às 16 horas, existe excedente de produção que é vendida à rede elétrica.

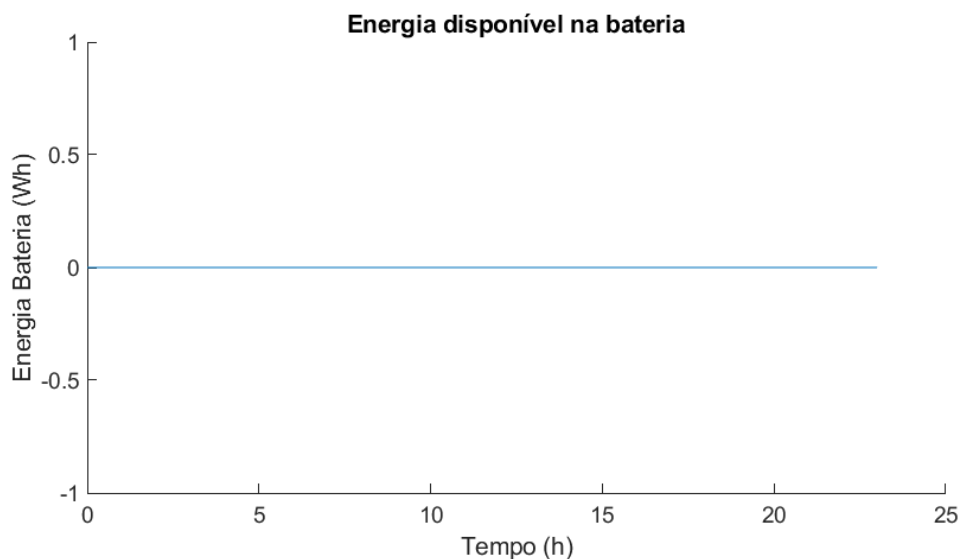


Figura 4.27 - Evolução em 24 horas da energia armazenada.

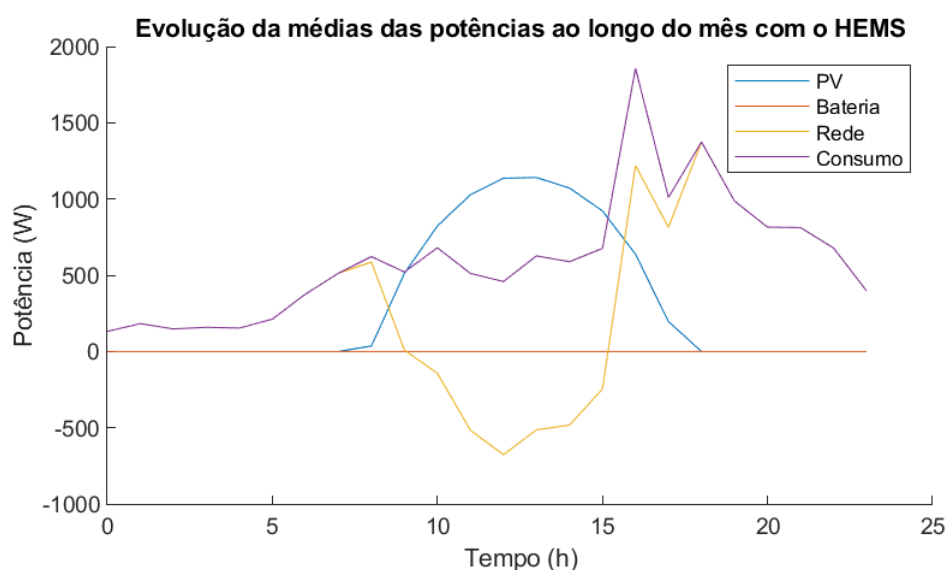


Figura 4.28 - Evolução da média das potências ao longo de Janeiro com o sistema de gestão de energia mas sem bateria.

Na figura 4.29 são apresentados os valores da fatura da eletricidade do utilizador. Os acessos à rede elétrica totalizam 28,71 euros, mas com o sistema de gestão de energia com produção fotovoltaica e alocação de cargas, este valor é reduzido para 10,8 euros, ou seja, uma redução de 62% no valor final que permite uma poupança de 17,91 euros. Comparando ao caso de Janeiro com bateria, apesar da redução da fatura ter diminuído de 85% para 62%, é possível concluir que a produção fotovoltaica combinada com a alocação de cargas para horários estratégicos representam a maior quantidade da poupança mensal.

Poupanças	
Preço da Eletricidade sem HEMS	28.71 euros
Preço da Eletricidade com HEMS	10.8 euros
Poupança Total	17.91 euros

Figura 4.29 - Poupanças registadas ao longo de Janeiro sem sistema de armazenamento.

Para mostrar a simulação das poupanças anuais, foram registados graficamente os valores mensais na figura 4.30. Nos meses de Fevereiro, Março, Maio, Junho, Julho e Agosto observa-se, para além da compensação total do pagamento da fatura da eletricidade, registos de lucro para o consumidor com a venda do excedente da produção à rede elétrica.

Devido ao aumento significativo dos preços da eletricidade nos últimos meses do ano, verifica-se um aumento exponencial do valor final da fatura, contudo no mês de Dezembro é

possível efetuar uma poupança de 110 para 68 euros graças ao sistema de gestão de energia sem armazenamento com baterias.

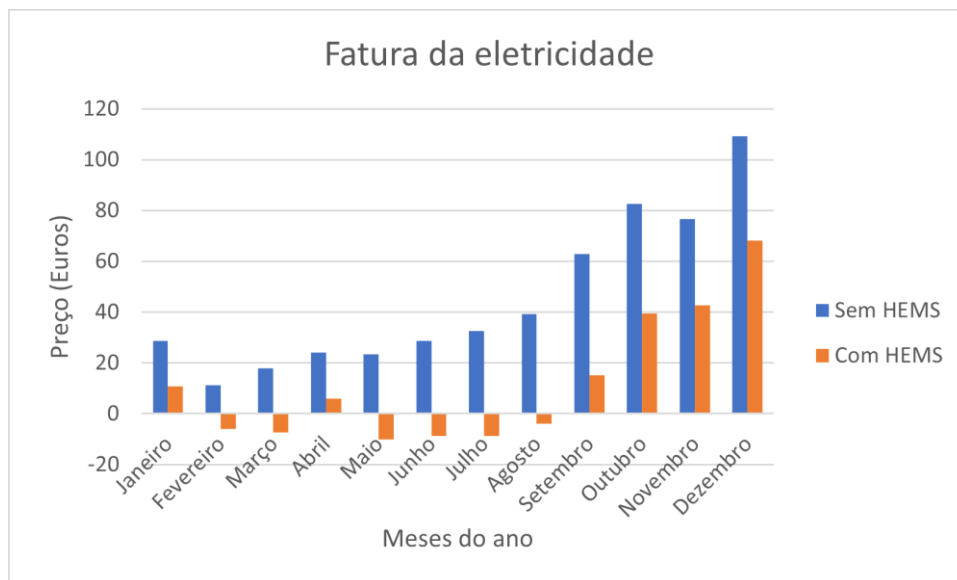


Figura 4.30 - Evolução do preço da fatura de eletricidade ao longo do ano com e sem sistema de gestão de energia elétrica, considerando apenas a produção fotovoltaica.

Com a soma das poupanças mensais, o utilizador consegue poupar por ano cerca de 400 euros na fatura da eletricidade. Assumindo os valores da instalação da tabela 4.3, o utilizador consegue amortizar o investimento feito em 4 anos.

Tabela 4.3 - Valores de uma instalação fotovoltaica.

Material	Preço
6 painéis fotovoltaicos (2100Wp) e inversor	1200€
Cabos e estrutura	150€
Mão de obra	300€

CONCLUSÕES

O capítulo que se segue conclui a dissertação, reunindo todos os resultados obtidos pelo sistema de gestão de energia desenvolvido. Para finalizar apresentam-se ainda possíveis alterações de forma a melhorar a utilidade da ferramenta desenvolvida.

5.1 Apreciações finais

Esta dissertação teve como principal objetivo desenvolver uma ferramenta que permitisse aos utilizadores obterem uma poupança significativa na fatura de energia elétrica. A poupança é obtida através de um sistema de gestão de energia que combina a deslocação de cargas para períodos mais favoráveis com o armazenamento por baterias.

Inicialmente, foi necessário realizar um estudo sobre os modelos da bateria e os algoritmos de otimização que permitem fazer o controlo dos mesmos, assim como a escolha da ferramenta para efetuar a aplicação. Foi decidido utilizar o algoritmo de otimização de programação linear MILP por ser um algoritmo simples do ponto de vista computacional e com bons resultados na literatura apresentada no estado de arte. Em relação à interface, apesar do *MATLAB* não oferecer as melhores customizações estéticas, apresenta-se como sendo uma ferramenta de cálculo potente que permite fazer a ligação com várias bases de dados e manipulá-las facilmente.

Para a recolha de dados do preço da tarifa da eletricidade em tempo real foi utilizada a base de dados da OMIE, onde foi retirado o histórico dos preços de 2021 e assumindo os mesmos valores para 2022 devido à falta de uma previsão coerente para os restantes meses de 2022 (Outubro, Novembro e Dezembro) através do algoritmo LSTM. Para a produção fotovoltaica foi utilizada a ferramenta online PVGIS para obter os dados da irradiância solar e depois através de um conjunto de equações chegar aos valores de potência produzida ao longo do dia em todos os meses do ano. De forma a obter um diagrama de consumo habitacional completo com vários aparelhos para tornar as simulações mais realistas, foi utilizado o ficheiro excel desenvolvido por Richardson e Thomson [31].

Face à necessidade de criar uma interação entre o sistema de gestão de energia e o utilizador, foi implementada uma *interface* recorrendo à ferramenta computacional *MATLAB*. A aplicação permite ao utilizador realizar diversas simulações com o objetivo de perceber as poupanças monetárias e conta com seis separadores: simulação mensal, simulação diária, resultados, diagramas de carga, produção fotovoltaica e preços de eletricidade.

Na simulação mensal, o utilizador pode introduzir as informações referentes às coordenadas geográficas, instalação fotovoltaica, sistema de armazenamento de baterias, mês que pretende simular, o número de habitantes e os equipamentos presentes na habitação com a seleção do horário de preferência de funcionamento da MLR, MSR e MLL. Na simulação diária, o utilizador preenche os mesmos campos que na simulação mensal, apenas com acréscimo da indicação do dia do mês a simular.

Em relação à interpretação dos resultados, foi possível verificar que na simulação de Janeiro e Outubro o comportamento dos gráficos das médias de alocação das cargas, evolução da energia armazenada e evolução das potências é semelhante devido aos parâmetros da simulação manterem-se inalteráveis ao longo do ano e porque a média de preços da eletricidade em tempo real assume um comportamento semelhante ao longo do ano, ou seja, tarifa menor de madrugada e ao final da tarde.

Nas simulações diárias foi possível confirmar o algoritmo de alocação de cargas que tenta encontrar o primeiro intervalo, dentro do intervalo de preferência, onde o consumo da máquina é satisfeito totalmente pela produção fotovoltaica, caso isto não se verifique a alocação é feita no período onde a tarifa assume o menor valor.

Por último, comparando as simulações com e sem armazenamento de baterias, existe uma maior poupança com o armazenamento no mês de Janeiro como era de esperar, no entanto a soma da poupança anual foi igual nos dois casos a rondar os 400 euros. O que leva a uma amortização de 11 anos caso o utilizador instale a bateria e 4 anos caso não o faça. Isto leva à conclusão de que face à tecnologia e preços atuais das baterias de lítio, não é benéfico instalar um sistema de armazenamento para evitar recurso à rede elétrica e vender o excedente da produção visto que o preço de venda atualmente é muito baixo. Conclui-se que uma produção fotovoltaica e alocação inteligente de cargas é o suficiente para obter grandes poupanças na fatura.

5.2 Trabalhos futuros

Na aplicação apenas foram implementadas a alocação de três máquinas que representam os maiores consumos de uma habitação. Contudo existe a possibilidade de implementar mais cargas, como por exemplo as unidades de aquecimento, o que permitiria aumentar a utilidade da ferramenta. A gestão das unidades de aquecimento pode ser feita com o auxílio de Redes Neurais Artificiais tal como foi feito por [16].

Seria interessante efetuar a gestão do sistema de armazenamento com diferentes algoritmos e comparar os resultados, por exemplo, usando Redes Neurais, algoritmo genético, *fuzzy logic*, entre outros algoritmos de inteligência artificial e *machine learning*.

Para além disso, seria vantajoso a inclusão de um modelo da bateria mais complexo, por exemplo tendo em conta a eficiência de carregar e descarregar para simular melhor o comportamento da bateria. Também melhorava a aplicação a formulação de um algoritmo de previsão coerente para preços futuros e uma maior restrição das condições da aplicação, como por exemplo: não permitir que a bateria seja carregada pela rede e colocar uma potência máxima de consumo para evitar interrupções por excesso de carga a ser utilizada.

Por último, em continuação do que foi dito no final das considerações finais, a aplicação necessita de um melhoramento estético e da inclusão de uma maior comunicação com o utilizador através de mensagens informativas.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Portugal.gov.pt, "Roteiro para a neutralidade Carbónica 2050," XXI Governo - República Portuguesa. [Online]. Available: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->. [Accessed: 19-Feb-2022].
- [2] "ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos." [Online]. Available: <https://www.erse.pt/eletricidade>. [Accessed: 19-Feb-2022].
- [3] I. L. S. Martins, "Organização do Setor Elétrico em Portugal, o MIBEL e Construção dos Preços da Energia Elétrica no Mercado Primário," Dissertação de mestrado, IPS-ESTS-Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, 2020, <http://hdl.handle.net/10400.26/32901>.
- [4] M. Fidalgo, "As Tarifas Dinâmicas de Energia Elétrica no Âmbito das Smart Grids," Dissertação de mestrado, Faculdade de Ciência e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2019, <http://hdl.handle.net/10362/93411>.
- [5] A. Miranda, "Estudo de Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal," Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia do Porto, 2015, <https://hdl.handle.net/10216/79577>.
- [6] G. Dutta and K. Mitra, "A literature review on dynamic pricing of electricity," *Journal of the Operational Research Society*, vol. 68, no. 10. Palgrave Macmillan Ltd., pp. 1131–1145, Oct. 01, 2017. doi: 10.1057/s41274-016-0149-4.
- [7] H. T. Zhang and L. L. Lai, "An overview on smart grid simulator," 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345201.
- [8] H. Zhang, "Smart Grid Technologies and Implementations," Tese de Doutorado, University of London, 2014, <https://openaccess.city.ac.uk/id/eprint/5918/>.
- [9] H. Shareef, M. S. Ahmed, A. Mohamed, and E. al Hassan, "Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, Smart Technologies, and In-

telligent Controllers," IEEE Access, vol. 6, pp. 24498–24509, Apr. 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2831917.

[10] F. Luo, W. Kong, G. Ranzi, and Z. Y. Dong, "Optimal home energy management system with demand charge tariff and appliance operational dependencies," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 1, pp. 4–14, Jan. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2915679.

[11] O. M. Longe et al., "Time Programmable Smart Devices for Peak Demand Reduction of Smart Homes in a Microgrid," IEEE International Conference on Adaptive Science and Technology, ICAST, Mar. 2015, doi: 10.1109/ICASTECH.2014.7068114.

[12] M. S. Ahmed, A. Mohamed, H. Shareef, R. Z. Homod, and J. A. Ali, "Artificial neural network based controller for home energy management considering demand response events," in 2016 International Conference on Advances in Electrical, Electronic and Systems Engineering, ICAEES 2016, Mar. 2017, pp. 506–509. doi: 10.1109/ICAEEES.2016.7888097.

[13] E. Matallanas et al., "Neural network controller for Active Demand-Side Management with PV energy in the residential sector," Applied Energy, vol. 91, no. 1, pp. 90–97, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.09.004.

[14] F. Antonini, A. Giannitrapani, S. Paoletti, and A. Vicino, "Optimal management of energy storage systems for residential customers with photovoltaic generation," in 2018 IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2018, Jun. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/ENERGYCON.2018.8398806.

[15] M. C. Bozchalui, S. A. Hashmi, H. Hassen, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya, "Optimal operation of residential energy hubs in smart grids," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 4, pp. 1755–1766, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2212032.

[16] S. Lee and D. H. Choi, "Reinforcement learning-based energy management of smart home with rooftop solar photovoltaic system, energy storage system, and home appliances," Sensors (Switzerland), vol. 19, no. 18, Sep. 2019, doi: 10.3390/s19183937.

[17] R. Lu, S. H. Hong, and M. Yu, "Demand Response for Home Energy Management Using Reinforcement Learning and Artificial Neural Network," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 6, pp. 6629–6639, Nov. 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2909266.

[18] S. S. Haykin, Neural networks and learning machines. Prentice Hall/Pearson, 2009.

[19] O. Isaac Abiodun, A. Jantan, A. Esther Omolara, K. Victoria Dada, N. AbdElatif Mohamed, and H. Arshad, "State-of-the-art in artificial neural network applications: A survey," Heliyon, vol. 4, p. 938, 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.

- [20] Z. C. Lipton et al., "A Critical Review of Recurrent Neural Networks for Sequence Learning," *Heliyon*, Oct. 2015, doi: 10.48550/arXiv.1506.00019.
- [21] S. Hochreiter and J. Schmidhuber, "Long short-term memory," *Neural computation*, vol. 9, no. 8, pp. 1735–1780, 1997, doi: 10.1162/neco.1997.9.8.1735.
- [22] F. A. Gers and J. Schmidhuber, "Recurrent nets that time and count," *Proceedings of the IEEE-INNS-ENNS International Joint Conference on Neural Networks. IJCNN 2000. Neural Computing: New Challenges and Perspectives for the New Millennium, 2000*, pp. 189–194 vol.3, doi: 10.1109/IJCNN.2000.861302.
- [23] Y. Yu et al., "A Review of Recurrent Neural Networks: LSTM Cells and Network Architectures," *Neural Computation*, vol. 31, p. 1235–1270, July 2019, doi: 10.1162/neco_a_01199.
- [24] "Understanding LSTM networks," *Understanding LSTM Networks -- colah's blog*. [Online]. Available: <http://colah.github.io/posts/2015-08-Understanding-LSTMs/>. [Accessed: 29-Sep-2022].
- [25] Januário, J. F. F., "Electricity price forecasting utilizing machine learning in MI-BEL," *Dissertação de mestrado, Iscte - Instituto Universitário de Lisboa*, 2019, <http://hdl.handle.net/10071/20235>
- [26] B. Ding, H. Qian, and J. Zhou, "Activation functions and their characteristics in deep neural networks," in *Proceedings of the 30th Chinese Control and Decision Conference, CCDC 2018*, Jul. 2018, pp. 1836–1841. doi: 10.1109/CCDC.2018.8407425.
- [27] S. Sharma, S. Sharma, and A. Athaiya, "ACTIVATION FUNCTIONS IN NEURAL NETWORKS," 2020. [Online]. Available: <http://www.ijeast.com>
- [28] J. Feng and S. Lu, "Performance Analysis of Various Activation Functions in Artificial Neural Networks," in *Journal of Physics: Conference Series*, Jul. 2019, vol. 1237, no. 2. doi: 10.1088/1742-6596/1237/2/022030.
- [29] T. A. Nguyen, H. B. Ly, H. V. T. Mai, and V. Q. Tran, "On the Training Algorithms for Artificial Neural Network in Predicting the Shear Strength of Deep Beams," *Complexity*, vol. 2021, 2021, doi: 10.1155/2021/5548988.
- [30] Z. Cömert and A. F. Kocamaz, "Journal of Science and Technology A study of artificial neural network training algorithms for classification of cardiocography signals," *JOURNAL OF SCIENCE AND TECHNOLOGY*, vol. 7, no. 2, pp. 93–103, 2017, [Online]. Available: www.dergipark.ulakbim.gov.tr/beuscitech/
- [31] I. Richardson and M. Thomson, "Domestic electricity demand model - simulation example," 2010.

- [32] A. Lavrik, Y. Zhukovskiy, P. Tcvetkov, "Optimizing the Size of Autonomous Hybrid Microgrids with Regard to Load Shifting," *Energies* 2021, 14, 5059. doi: 10.3390/en14165059
- [33] D. M. Rosewater, D. A. Copp, T. A. Nguyen, R. H. Byrne e S. Santoso. "Battery Energy Storage Models for Optimal Control". *IEEE Access* 7 (2019), pp. 178357–178391, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2957698.
- [34] J. LeSage, "Microgrid Energy Management System (EMS) using Optimization," [Online]. Available: <https://github.com/jonlesage/Microgrid-EMS-Optimization/releases/tag/v19.1.0>. [Accessed: 29-Sep-2022].
- [35] M. Pipattanasomporn et al., "Load Profiles of Selected Major Household Appliances and Their Demand Response Opportunities," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, p. 742-750, Mar 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2268664.

A.1 Diagrama de carga da MLR

Tabela A.1 - Diagrama de carga da máquina LG WM 2016 CW [33].

Minuto	Potência (W)
1	17
2	14
3	33
4	43
5	65
6	57
7	55
8	55
9	59
10	67
11	65
12	58
13	55
14	66
15	66
16	69
17	23
18	18

19	31
20	56
21	46
22	68
23	133
24	210
25	198
26	105
27	15
28	33
29	94
30	101
31	114
32	114
33	64
34	53
35	64
36	112
37	65
38	65
39	213
40	217
41	159
42	23
43	33
44	85
45	95
46	85
47	87
48	90
49	41
50	105
51	143

52	223
53	212
54	201
55	227
56	221
57	253
58	278
59	270
60	51

A.2 Diagrama de carga da MSR

Tabela A.2 - Diagrama de carga da máquina WSM 2420D3WW [33].

Minuto	Potência (W)
1	2846
2	2951
3	2944
4	2933
5	2897
6	2888
7	2888
8	2901
9	2897
10	2880
11	2876
12	2883
13	2875
14	2873
15	2881
16	2878
17	2860
18	2852

19	2856
20	446
21	197
22	197
23	1483
24	2905
25	2909
26	2902
27	1683
28	194
29	193
30	193
31	193
32	1970
33	2889
34	2884
35	782
36	191
37	192
38	192
39	192
40	193
41	1849
42	2898
43	1714
44	193
45	192
46	193
47	192
48	193
49	192
50	192
51	190

52	189
53	189
54	152
55	2
56	2
57	2
58	2
59	2
60	0

A.3 Diagrama de carga da MLL

Tabela A.3 - Diagrama de carga da máquina 665.1324K90 [33].

Minuto	Potência (W)
1	27
2	78
3	256
4	214
5	191
6	262
7	254
8	133
9	209
10	206
11	116
12	18
13	53
14	1172
15	1147
16	882
17	1153

18	1146
19	1147
20	922
21	1145
22	1147
23	422
24	246
25	202
26	246
27	246
28	246
29	246
30	246
31	198
32	197
33	197
34	193
35	196
36	244
37	244
38	243
39	242
40	242
41	242
42	242
43	243
44	244
45	244
46	244
47	243
48	253
49	208
50	33

51	69
52	26
53	10
54	975
55	1144
56	1141
57	1139
58	1138
59	1136
60	1135



2022

SANDRO MIGUEL FERREIRA COSTA

PLATAFORMA DE APOIO À DECISÃO NA GESTÃO DE CARGAS NO SETOR RESIDENCIAL