

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Gestão Eficiente de Cargas para a Participação de
Consumidores no Mercado Elétrico**

Catarina João da Silva Mendes

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João P. S. Catalão
Coorientador: Prof. Doutor Gerardo J. Osório

Julho 2023

Abstract

The implementation of intelligent mechanisms for managing the behaviour of different consumers connected to an electricity distribution system, or efficient load management, has received increasing attention, as have the impacts of the growing integration of electric vehicles (VEs). This work aims to study the effect of the different electricity tariffs that can be applied to the different types of users connected to a distribution network, considering the growing integration of VE, renewable generation, loads, and battery-based energy storage systems. This project assumes the existence of a local energy community where homes are equipped with residential energy management (HEMS) systems and are allowed to voluntarily participate in demand response (DR) programs using dynamic electricity tariffs.

These DR programs are based on the tariffs applied to individual consumers, which encourage the active final consumer to make their DR programs, helping the grid by shifting their demand according to the needs of the grid, and having as well economic incentives which might be shared with the active users. Meanwhile, there is an increasing interest by active consumers to adopt clean local generation (e.g., photovoltaic (PV) panels), however, due to the intermittency, it is necessary to couple it with a storage system to increase the flexibility. All three combined (DR, PV generation, and energy storage systems (ESS)) creates the need to optimally manage the energy to guarantee an economic benefit for the active consumer, being as well incorporated into the model developed.

For the optimization of the proposed case study, the mathematical model will be implemented considering the Python programming environment, which allows modelling the problem of optimal minimization of the daily cost of electricity through a mixed integer linear programming (MILP), respecting the restrictions imposed on the model, allowing the displacement of the use of loads (scheduling) during the day in an optimized way, and inserting comfort indices. Thus, to minimize the costs of electricity acquisition, some solutions will be studied to respond to the variability of PVs, so that the consumer who might integrate into the energy community in the future, can be supplied with PV technologies or wind turbines and, ESS, based on batteries.

With the expected reduction of daily electricity costs by using the HEMS, it is possible, considering the consumers' comfort levels, the renewable micro-production, and the use of ESS, the overall technology involved becomes essential in the concept of Smart Home (SH), which includes, the internet of things (IoT), the intelligent load scheduling and the inclusion of DR programs, allowing the participation of active consumers, also called prosumers, in the local electricity markets, and in energy communities.

The results also show a comprehensive economic and parametric analysis considering different levels of appliances efficiencies, their implementation cost, and the way that HEMS and PV generation may affect positively the daily electricity cost, proving that the combination of HEMS and high-efficiency appliances may help to achieve the reduction costs, however, the key role is related with the HEMS model, with the option to left the shift loads to other periods, even that the appliances efficiencies are not higher, reducing the daily cost, and also and adequate active consumer's comfort.

Keywords: Demand response; Electric vehicle; Energy storage system; Non-residential consumer; Renewable generation; Smart grid; Smart house.

Resumo

A implementação de tecnologias inteligentes para a gestão do comportamento de diferentes consumidores ligados num sistema de distribuição de energia elétrica, ou gestão eficiente de carga, tem tido atenção crescente, assim como os impactos da crescente integração de veículos elétricos (VE). Este trabalho tem como objetivo estudar o impacto das diferentes tarifas de eletricidade que podem ser aplicadas aos diferentes tipos de utilizadores ligados a uma rede de distribuição, considerando a possibilidade da integração de VE, geração renovável, cargas e sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias (BESS). Este projeto assume a existência de uma casa, que visa integrar uma comunidade de energia local. Esta casa encontra-se equipada com um sistema de gestão de energia residencial (HEMS) e pode participar voluntariamente em programas de Resposta à Procura (DR) utilizando tarifas dinâmicas.

Esses programas de DR são baseados nas tarifas aplicadas a consumidores individuais, para incentivar o consumidor a participar nos programas de DR incentivando a participação ativa dos consumidores para alterar a procura de acordo com as necessidades da rede. Ao aplicar tarifas dinâmicas, isso dá um incentivo económico que pode ser compartilhado com os consumidores. Existe também o interesse na adoção de geração limpa (por exemplo, painéis fotovoltaicos (PV)), no entanto, devido à intermitência, é necessário acoplar a geração renovável ao armazenamento. A combinação DR, geração renovável e armazenamento criam a necessidade de gerir adequadamente a energia para garantir um benefício económico para o consumidor.

Para a otimização do estudo de caso proposto, o modelo matemático será implementado considerando o ambiente de programação *Python*, que permite modelar o problema de minimização ótima do custo diário de energia elétrica por meio de uma programação linear inteira mista (MILP), respeitando as restrições impostas, o deslocamento de cargas (agendamento) durante o dia de forma otimizada, além de inserir índices de conforto. Para minimizar os custos de eletricidade, serão estudadas algumas soluções para responder à variabilidade da geração PV, permitindo futuramente a integração do “consumidor” na comunidade energética, dotado também com sistema de armazenamento de energia (ESS).

Além disso, com a esperada redução dos custos diários de eletricidade devido ao EMS, é possível, tendo em conta o conforto do consumidor, a microprodução renovável e a utilização de ESS, introduzir o conceito de *Smart Home* (SH), que inclui, a Internet das Coisas, o escalonamento inteligente das cargas e a inclusão de programas de DR, que permitem a participação ativa dos utilizadores nos mercados locais de eletricidade, e ainda o conceito das comunidades energéticas. Os resultados também mostram uma análise abrangente considerando diferentes níveis de eficiência da aparelhagem do utilizador, o custo de implementação e a forma como o HEMS e a geração renovável podem afetar positivamente o custo diário da eletricidade, validando que a combinação de HEMS e aparelhos de alta eficiência pode ajudar a alcançar a redução de custos, no entanto, o destaque está relacionado com o modelo HEMS e a possibilidade do deslocamento de cargas para outros períodos, mesmo que a eficiência dos aparelhos não seja melhor, embora no final seja reduzido o custo diário.

Palavras-chave: Resposta à procura; Veículo elétrico; Sistema de armazenamento de energia; Consumidor não-residencial; Produção renovável; *Smart grid*; *Smart home*.

Agradecimentos

Terminada esta importante etapa da minha vida académica, gostaria de agradecer profundamente a todos aqueles que me conduziram até aqui. Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a orientação do Prof. João Catalão por me ter dado esta oportunidade de trabalhar numa área tão interessante e recente. Ao Prof. Gerardo Osório, um agradecimento especial, pela coorientação, por estar sempre disponível, pela paciência e por todo o conhecimento que me transmitiu durante este percurso de muito trabalho para ambas as partes. Por último ao Dr. Mohamed Lotfi, pela ajuda e partilha de conhecimento que possibilitou a execução das atividades inerentes ao trabalho aqui apresentado.

Obrigada à grande instituição Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) por proporcionar as condições académicas e infraestruturas de topo durante estes fantásticos anos. É impossível falar destes últimos cinco anos sem mencionar esta instituição e todos os seus grandes profissionais, por isso, gostaria de mencionar alguns professores que marcaram o meu percurso académico de uma forma muito positiva, nomeadamente o Prof. José Carlos Alves, o Prof. Paulo Santos, o Prof. Cláudio Monteiro e a todos os restantes professores, monitores e funcionários da FEUP, obrigado. Não há dúvida de que todos vocês contribuíram muito para que eu me tornasse uma engenheira de qualidade.

Agora, às pessoas mais importantes da minha vida, a minha família e amigos. Aos meus pais, um enorme obrigada por todos os esforços que fizeram para me proporcionar a melhor educação possível, isto não seria possível sem vocês. Gostaria de agradecer a uma amiga muito especial, à Susana Dias, por ter acreditado em mim, mesmo quando eu não o fiz. Não há dúvida de que me mostraste como enfrentar os bons e os maus momentos da vida académica e tornaste o meu percurso mais fácil e mais bonito de ser vivido. Aos restantes membros da minha família e amigos, obrigada por todo o conhecimento que me transmitiram ao longo da minha vida, sem todos vós não estaria aqui.

Finalmente, um enorme obrigada a todos aqueles que estiveram ao meu lado durante os últimos cinco anos, crescemos juntos e tornámo-nos engenheiros juntos. Este não será o fim do nosso percurso, mas sim o início. Todos os momentos de estudo, trabalho e festa levaram-nos até onde estamos hoje, e a viagem não seria tão feliz sem vocês. A nossa vida académica pode acabar em breve, mas tenho a certeza de que as nossas memórias viverão para sempre.

A todos, obrigada.

Catarina Mendes.

"Before something great happens, everything falls apart."

Keith Sweat

Índice

Abstract	v
Resumo	vii
Agradecimentos	ix
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas	xix
Nomenclatura	xxi
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento.....	1
1.2 - Motivação e Objetivos	5
1.3 - Estrutura da Dissertação	6
1.4 - Material utilizado	6
Capítulo 2	7
Revisão da Literatura	7
2.1 Energias Renováveis.....	7
2.2 <i>Smart Grid</i> (SG)	11
2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS).....	13
2.4 Sustentabilidade.....	13
2.5 Sistemas de Automação Residencial	15
2.6 <i>Demand Response</i> (DR)	16
2.7 Trabalhos Relacionados	20
Capítulo 3	23
Formulação Matemática.....	23
3.1 Função Objetivo	23
3.2 Restrições de Programação do Sistema de Gestão de Energia Doméstica.....	24
3.3 Transição de Energia e Restrições do Sistema de Armazenamento de Energia.....	25
Capítulo 4	27
Estudos Numéricos e Resultados.....	27
4.1 Descrição do Caso de Estudo	27
4.2 Análise de Resultados: Caso do Horário Manhã	31
4.2.1 Caso Manhã, Baixa Eficiência	31
4.2.1.1 Caso horário matinal, baixa eficiência, sem HEMS.....	32
4.2.1.2 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$	33
4.2.1.3 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$	33
4.2.1.4 Caso horário matinal, baixa eficiência, sem HEMS, sem PV	34
4.2.1.5 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV	34
4.2.1.6 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV	34
4.2.2 Caso Manhã, Alta Eficiência	34
4.2.2.1 Caso horário matinal, alta eficiência, sem HEMS	35
4.2.2.2 Caso horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$	35
4.2.2.3 Caso horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$	35
4.2.2.4 Caso horário matinal, alta eficiência, sem HEMS, sem PV	36

4.2.2.5 Caso horário matinal, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 0$, sem PV	36
4.2.2.6 Caso horário matinal, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 250$, sem PV	36
4.3 Análise de Resultados: Caso Horário Noturno	36
4.3.1 Caso Horário Noturno, Baixa Eficiência	36
4.3.1.1 Caso horário noturno, baixa eficiência, sem HEMS	38
4.3.1.2 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$	38
4.3.1.3 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$	39
4.3.1.4 Caso horário noturno, baixa eficiência, sem HEMS, sem PV	39
4.3.1.5 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV	39
4.3.1.6 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV	40
4.3.2 Caso Horário Noturno, Alta Eficiência	40
4.3.2.1 Caso horário noturno, alta eficiência, sem HEMS	40
4.3.2.2 Caso horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$	40
4.3.2.3 Caso horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$	40
4.3.2.4 Caso horário noturno, alta eficiência, sem EMS, sem PV	41
4.3.2.5 Caso horário noturno, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 0$, sem PV	41
4.3.2.6 Caso horário noturno, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 250$, sem PV	41
4.4 Sumário dos Resultados Económicos Obtidos em 4.2 e 4.3	42
Capítulo 5	45
Conclusões	45
5.1 Conclusão	45
5.2 Trabalho Futuro	46
Referências	47
Anexo 1	53
Anexo 2	59

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1.1. - Classificação dos diferentes tipos de armazenamento de energia.	3
Figura 1.2. - Arquitetura de uma casa com HEMS e sinal de DR.	4
Figura 2.1. - Capacidade global acumulada de FER de 2000-2020.	8
Figura 2.2. - Características de uma matriz fotovoltaica em condições de insolação uniforme (linha sólida) e não uniforme (pontilhada).	10
Figura 2.3. - Principais tipos de Turbinas de eixo vertical (à esquerda) e turbina eixo horizontal (à direita).	11
Figura 2.4. - Requisitos de uma SG.	13
Figura 2.5. - Trindade da sustentabilidade.	15
Figura 2.6. - Diferentes modelos de <i>Demand Response</i> .	18
Figura 2.7.- Comparação entre duas abordagens DSM.	20
Figura 3.1. - Exemplificação do intervalo de tempo onde existe a possibilidade de deslocação de cargas.	24
Figura 4.1. - Arquitetura do HEMS utilizado no modelo deste projeto.	28
Figura 4.2. - Exemplo de geração de energia solar e extração de cenários previstos ao longo de um ano.	28
Figura 4.3. - Tarifas diárias de referência segundo EDP, mês de maio 2023, para Programas de DR. de tempo de utilização, e de preços em tempo real.	31
Figura 4.4. - Perfis de geração fotovoltaica considerados no sistema em estudo, normalizados.	31
Figura 4.5. - Procura total de carga no caso de base sem o HEMS (preto) e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado) no horário matinal, baixa eficiência com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	33
Figura 4.6. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	33
Figura 4.7. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, baixa eficiência, sem HEMS, $\alpha=0$, com PV, no horário matinal, baixa eficiência com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	33
Figura 4.8. - Procura total de carga no caso de base, sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	35
Figura 4.9. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário matinal, alta eficiência com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	35

Figura 4.10. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	35
Figura 4.11. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, sem PV.	37
Figura 4.12. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário matinal, alta eficiência com HEMS, $\alpha=0$, sem PV.	37
Figura 4.13. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, sem PV.	37
Figura 4.14. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	39
Figura 4.15. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	39
Figura 4.16. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.	39
Figura 4.17. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado) no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, com PV.	41
Figura 4.18. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, com PV.	41
Figura 4.19. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.	41
Figura 4.20. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, sem PV.	42
Figura 4.21. - Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, sem PV.	42
Figura 4.22. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, sem PV.	42

Lista de Tabelas

	Pág.
Tabela 1.1. - Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal.	1
Tabela 2.1. - Evolução das vendas de unidades VE entra 2021 e 2022.	15
Tabela 2.2. - Resumo dos trabalhos relacionados.	22
Tabela 4.1. Custo individual de cada aparelho considerado o valor total e a classificação da eficiência utilizada.	29
Tabela 4.2. - Descrição dos diferentes cenários considerados no modelo.	30
Tabela 4.3. - Parâmetros técnicos do ESS.	30
Tabela 4.4. - Custo de cada aparelho de baixa eficiência utilizado na habitação e o respetivo custo total.	32
Tabela 4.5. - Resumo da potência e duração e preferências introduzidos no HEMS.	32
Tabela 4.6. - Custo de cada aparelho de alta eficiência utilizado na habitação e o respetivo custo total.	32
Tabela 4.7. - Comparação do custo diário e índice de desconforto de casos considerando geração PV.	36
Tabela 4.8. - Resumo da potência, duração, e preferências introduzidos no HEMS, no horário noturno.	38
Tabela 4.9. - Descrição do cenário utilizado, do seu custo total de aparelhos, do seu custo diário e respetivo índice de desconforto.	43
Tabela 4.10: Comparação da potência consumida e respetivo custo entre os aparelhos de alta e baixa eficiência.	44

Abreviaturas

BESS	<i>Battery Energy Storage System.</i>
CPP	<i>Critical Peak Price.</i>
DI	<i>Discomfort Index.</i>
DR	<i>Demand Response.</i>
ED-CPP	<i>Extreme Day CPP.</i>
EDP	<i>Extreme Day Pricing.</i>
ESS	<i>Energy Storage System.</i>
EU	União Europeia.
FER	Fontes de Energia Renovável.
GA	<i>Genetic Algorithm.</i>
GD	Geração Distribuída.
GEE	Gases Efeito de Estufa.
G2V	<i>Grid-to-Vehicle.</i>
HEMS	<i>Home Energy Management System.</i>
IA	Inteligência Artificial
IoT	<i>Internet of Things.</i>
ML	<i>Machine Learning</i>
MILP	Programação Linear Inteira Mista.
MPP	<i>Maximum Power Point.</i>
SG	<i>Smart Grid.</i>
SH	<i>Smart Home.</i>
VE	Veículo Elétrico.
V2V	<i>Vehicle-to-Vehicle.</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid.</i>
RTP	<i>Real Time Price.</i>
TOU	<i>Time-of-Use Price.</i>

Nomenclatura

Índices

i	Índice de eletrodomésticos.
j	Consumo de energia no índice do mecanismo IBR.
k	Índice de dispositivos ESS.
t	Intervalos de tempo do índice de programação.
ω	Índice de Cenário.

Conjuntos

NT	Período de programação.
NA	Conjunto de eletrodomésticos.
NS	Número total de dispositivos ESS.
Ω	Conjunto de cenários variáveis.

Variáveis

C_f^{PV}	Fator de capacidade PV.
C_f^{wind}	Fator de capacidade do vento.
$S_{\omega,i,t}$	Estado de funcionamento dos eletrodomésticos.
$P_{\omega,t}^{G2H}$	Energia elétrica fornecida da rede para casa.
$P_{\omega,t}^{H2G}$	Energia elétrica fornecida de casa para a rede.
P_t^{wind}	Potência do vento.
$D_{\omega,t}^{Shift}$	Procura da carga deslocável por hora.
$STUP_{\omega,i,t}$	Variável binária de ação de arranque.
$SHDN_{\omega,i,t}$	Variável binária de ação de paragem.
$D_{\omega,i}^+$	Índice de desconforto relativo à utilização do aparelho i após a hora marcada.
$D_{\omega,i}^-$	Índice de desconforto relativo à utilização do aparelho i antes da hora marcada.
P_t^{PV}	Potência PV de saída.
$P_{\omega,j,t}^{Ch.}$	Poder de carregamento da ESS.
$P_{\omega,j,t}^{Disch.}$	Poder de descarga de ESS.

$I_{\omega,j,t}^{Ch.}$	Estado de carregamento do ESS.
P	Potência de uma turbina eólica.
V	Velocidade do vento.
I^{pv}	Capacidade fotovoltaica central instalada.
I^{wind}	Capacidade instalada da central eólica.
$I_{\omega,j,t}^{Ch.}$	Estado de carregamento do ESS.
$I_{\omega,j,t}^{Disch.}$	Estado de descarregamento do ESS.
$E_{\omega,i,t}$	Energia armazenada na ESS.

Parâmetros

A	Área percorrida pelas lâminas da turbina.
π_t^{G2H}	Preço da eletricidade por hora vendida à casa.
π_t^{H2G}	Preço da eletricidade por hora vendida à rede.
C_i^{ST}	Custo de ligar de cargas variáveis.
C_i^{SD}	Custo de desligar cargas variáveis.
C_p	Coeficiente de potência da lâmina.
T_i	Número total de intervalos de tempo.
$LB_{i,b}$	Limite inferior do intervalo de tempo de operação de base.
$UB_{i,b}$	Limite superior do intervalo de tempo da operação de base.
$LB_{i,s}$	Limite inferior de intervalo de tempo de operação permitido.
$UB_{i,s}$	Limite superior do intervalo de tempo de operação permitido.
$B_{\omega,i,t}$	Estado de utilização preferencial do eletrodoméstico por parte do utilizador.
$D_{\omega,t}^{fix}$	Procura fixa por hora.
P_i	Potência nominal do eletrodoméstico i .
$P_i^{Ch.,max}$	Potência máxima de carga de ESS.
$P_i^{Disch.,max}$	Potência máxima de descarga de ESS.
$\eta_i^{Ch.}$	Eficiência de carregamento de ESS.
$\eta_i^{Disch.}$	Eficiência de descarga de ESS.
E_j^{min}	Energia elétrica mínima aceitável armazenada na ESS.
E_j^{max}	Energia elétrica máxima aceitável armazenada na ESS.
$E_{\omega,j,1}$	Energia elétrica inicial armazenada na ESS.
$E_{\omega,j,T}$	Energia elétrica final armazenada na ESS.
$E_k^{Tier,max}$	Consumo máximo de energia no escalão k .
σ	Fator de penalização para o índice de desconforto.
$\rho\omega$	Probabilidade de cada cenário.
Δt	Intervalo de tempo de operação.

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado o enquadramento sobre os conceitos relacionados ao sistema de energia elétrica globalmente, apresentando ainda as motivações, questões de investigação e objetivos, e ainda- a estrutura da dissertação.

1.1 - Enquadramento

O aumento gradual do consumo de energia elétrica devido ao aumento da população mundial, e aos padrões de qualidade de vida, aliado à sensibilidade para as questões ambientais devido ao impacto do comportamento da humanidade perante a natureza, tem vindo a levar os diferentes governos a adotar medidas, uma vez que se torna imperativo, que o consumo de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica seja reduzido, dado ao impacto ambiental associado às emissões de gases de efeito de estufa (GEE) e a sua natureza finita. Estas medidas passam por investimentos na troca de centrais térmicas por Fontes de Energia Renovável (FER). Segundo [1], em 2020, o total de energia consumida globalmente, a partir das FER alcançou valores aproximados de 27000 TWh, representando cerca de 17% de consumo total de energia [2].

O Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), diz que Portugal tem caminhado no sentido de alcançar níveis cada vez mais elevados de incorporação de fontes renováveis nos vários setores, tendo alcançado uma quota total de incorporação bastante acima da média europeia, e numa trajetória crescente nos últimos anos (+8,9 pontos percentuais (p.p). face a 2005) [2]. Segundo o Roteiro de Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), é na década 2021-2030 que se devem concentrar os maiores esforços de redução de emissões GEE, sendo esta a década estratégica para o alinhamento da economia portuguesa com uma trajetória de neutralidade carbónica.

No setor da eletricidade é igualmente relevante a trajetória que Portugal tem vindo a traçar, sendo atualmente o terceiro país da União Europeia (EU) com maior nível de incorporação de renováveis (+26,8 p.p. face a 2005). Na Tabela 1.1 é possível observar os principais indicadores de energia que diretamente contribuem para a pegada ambiental, e a respetiva evolução do paradigma da redução do consumo de energia fóssil entre 2005 e 2017 [2].

Tabela 1.1. - Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal [2]

Índice	2005		2017	Variação
Emissões totais de CO ₂ (sem LULUCF)	85,8 Mton	→	70,8 Mton	-17,50%
Consumo de Energia Primária	21,1 Mtep	→	22,5 Mtep	-17,00%
Renováveis no consumo final	19,50%	→	30,60%	+11,1 p.p.
Renováveis na eletricidade	27,40%	→	54,20%	+26,8 p.p.
Dependência energética	88,80%	→	79,7% 77,8%	-9,1 p.p. -11.0 p.p.

De forma a cumprir com os objetivos previstos pelos diferentes governos europeus, é necessário melhorar o respetivo sistema elétrico de cada país, capazes de suportar a integração de todas as variabilidades provenientes das FER. A implementação de Redes Inteligentes ou *Smart Grids* (SG) tornou-se um tema candente para a estratégia energética nacional de qualquer país. Todos os intervenientes do SG podem participar ativamente no desafio principal de manter o equilíbrio entre a oferta e a procura para aliviar o pico carga sobre a utilidade [3],[4].

Desta forma os clientes tornar-se-ão mais ativos, uma vez que existe a possibilidade de comprarem e venderem eletricidade, passando a ser caracterizados como "*prosumers*". A redução dos custos será evidente para este tipo de utilizadores, uma vez que, estes possuem capacidade de controlo de venda ou compra de energia elétrica aos mercados convencionais, tendo também a possibilidade de estarem inscritos em eventuais mercados locais [5].

Os desenvolvimentos a escala global, em todos os sectores económicos ou sociais, necessitam de um fornecimento contínuo e fiável de eletricidade com menos emissões, com qualidade e robustez [4]. Assim, a integração de FER, numa SG, leva a que se mude o paradigma de uma rede centralizada para uma rede onde a geração está distribuída em diferentes locais, incluindo até nas habitações residenciais, pequenos comércios, indústrias e/ou serviços. Isto levará a que o trânsito de potências passe a ser em dois sentidos na rede de distribuição, e a que se faça, não apenas uma gestão da produção, mas também do consumo, podendo criar congestionamentos ou violações da segurança da rede [6].

A SG pressupõe uma utilização mais eficiente da energia (eletricidade, gás, recursos endógenos renováveis), dado ao maior controlo dos consumos, e a gestão doméstica da energia. Pressupõe ainda a elevada penetração de veículos elétricos (VE), a comunicação a partir de fibra ótica, satélite e rádio, e a eletrónica de controlo e potência para conexão, monitorização e controlo dos dispositivos de conversão de energia renovável e/ou de armazenamento de eletricidade à rede, levando assim à comunicação entre a rede e o consumidor [7].

A SG permite assim, que os consumidores realizem trocas de eletricidade e ainda que os mesmo possam vender a eletricidade em excesso a um preço competitivo, o que leva à redução dos custos de eletricidade para os diversos utilizadores da rede. Os comportamentos internos de consumo de eletricidade podem ser melhorados através da implementação de programas de gestão do lado da procura, também denominadas por *Demand Response* (DR) [8].

A integração de um grupo de casas com capacidades de microgeração com uma topologia SG permite a criação de uma comunidade energética, dotada de uma rede altamente confiável, escalável e segura, e ainda, com capacidade de vender e comprar eletricidade dentro da própria comunidade, sendo uma configuração inevitável para um breve futuro, já que permite integrar uma grande quantidade de RES devido às características flexíveis, em comparação com uma rede convencional de distribuição, a qual é sensível a direção do fluxo de potência, podendo desperdiçar as potencialidades da maximização da produção e/ou armazenamento da eletricidade gerada pelas FER [9].

Num breve futuro, os VE também podem contribuir como suporte para as SG. Como a bibliografia demonstra, os VE podem operar em dois modos distintos, entre eles, o modo Consumidor e o modo *Prosumers*. No modo de funcionamento do Consumidor, a corrente de carregamento da bateria é consumida a partir da utilização. Em modo *Prosumers* os VE podem injetar eletricidade para a rede, durante um intervalo de tempo, definido pela rede, e atendendo às preferências do utilizador, sobretudo, num estado em que a rede esteja a prever ou a assistir a um aumento da carga, minimizando assim a ativação forçada de novas unidades de produção de eletricidade. Assim, as taxas de energia são afetadas pelos modos de funcionamento acima mencionados [8].

No modo Consumidor está implícito o funcionamento *Grid-to-Vehicle* (G2V), onde o VE se comporta como carga, contrariamente ao modo Prosumer, onde está implícito o funcionamento *Vehicle-to-Grid* (V2G) e, neste caso, o VE funciona como fonte de energia da rede. Neste modo, devido às restrições físicas, se o VE está a entregar parte da energia acumulada, a energia não pode estar simultaneamente a ser armazenada no VE [10].

A energia armazenada pelos VE pode também, no conceito da SG e das casas inteligentes, ser utilizada pelos próprios utilizadores nas suas residências, através do modo *Vehicle-to-Home* (V2H). O V2H pode ser utilizado para deslocamentos de carga do horário de ponta ao horário fora de ponta, cortando a energia do mercado nas horas de ponta, levando a uma diminuição da conta final de eletricidade. Este avanço tecnológico permite que um VE possa ser utilizado como reserva de energia para uma casa, tal como acontece com os sistemas de armazenamento de energia (ESS), podendo assim carregar durante as horas de vazio, ou absorvendo o excesso de energia das FER doméstico [8].

Embora a integração de FER proporcione vários benefícios, é certo que a grande integração das FER enfrenta muitos desafios e questões no seu adequado controlo e gestão, que podem ser eficazmente tratados com a incorporação de ESS. Desta forma, o consumidor tem o poder de escolher quando comprar eletricidade da rede, assim, quando o preço é baixo, os *Prosumers* compram a eletricidade, e nos horários de pico os clientes podem utilizar a energia armazenada para seu uso.

Quando as FER estão a produzir mais do que o necessário, os *Prosumers* também podem vender esta energia e, desta forma, pode gerar um rendimento adicional com o excedente de eletricidade, ou reduzir significativamente a fatura energética mensal [11]. A título de exemplo, na Figura 1.1 está sumarizado os diversos tipos de ESS para armazenamento e conversão de energia elétrica [11].

O desenvolvimento da *Smart Home* (SH), ou casa inteligente, requer a integração de programas de DR devido ao comportamento variável das FER ([12]). Esta integração sugere mudança de hábitos por parte do consumidor, levando ao consumo de energia em horários de menor preço e, assim, superar os horários de pico de procura e se tornar um participante mais ativo no mercado local de eletricidade.

Segundo a [12], a gestão ótima desta variação de produção ao longo do dia, pode ser alcançada recorrendo a etapas genéricas das otimizações estocásticas das FER, a partir da modelização das incertezas e da amostragem de informação relevante, respetivamente. Na mesma referência são citados os benefícios e inconvenientes dos métodos de otimização estocástica e são destacados os notáveis métodos de otimização relativos às etapas de otimizações estocásticas.

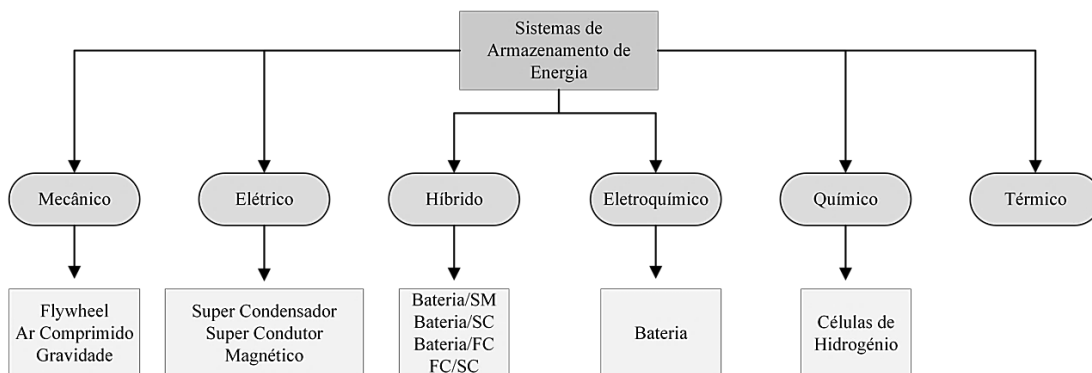


Figura 1.1. - Classificação dos diferentes tipos de armazenamento de energia, adaptado de [8].

A infraestrutura doméstica inteligente apresenta o controlo automático de vários aparelhos domésticos na infraestrutura de contagem avançada. Isto permite que seja feita uma ligação dos sistemas domésticos inteligentes individuais a uma SG. A deslocação de carga de energia em horas de pico para horas de não pico é possível através da utilização de contadores inteligentes na infraestrutura.

Cada contador inteligente recebe o preço da eletricidade do retalhista ou do operador da rede, e utiliza um controlador inteligente para programar os eletrodomésticos em conformidade, atendendo ainda aos níveis de conforto dos utilizadores. A realização da redução do consumo de eletricidade nas horas de pico leva a uma melhoria da fiabilidade da rede elétrica, e ao mesmo tempo, beneficia os clientes, uma vez que os custos também serão reduzidos, [13]. Apesar de todos estes benefícios, esta aplicação requer módulos SH complexos, algoritmos de tomada de decisão, e são necessários investimentos, com tempos de retorno elevados.

A aplicação de sistemas de gestão de energia domésticos ou *Home Energy Management System* (HEMS) aplicados às SH pode levar à redução do consumo de energia no geral. Segundo [14], o HEMS incorpora uma ferramenta de DR, que desloca e reduz a procura de forma a melhorar o consumo doméstico de energia. Além disso, [14] o sistema geralmente cria horários de consumo ótimos, considerando vários fatores, tais como custos energéticos, preocupações ambientais, perfis de carga, e o conforto do utilizador.

Com a implementação dos contadores inteligentes, responsáveis pelo controlo de carga, em sintonia com os aparelhos de DR, é possível realizar a flexibilização necessária da rede, no domínio da distribuição, otimizando as FER e ajudando no processo de descarbonização. Na Figura 1.2 podemos verificar a arquitetura de funcionamento de um HEMS com sinais que permitam a DR e a participação ativa no mercado elétrico. Na prática, o recurso ao deslocamento de cargas e a participação de programas de DR, permitem a obtenção de lucros, ou ainda minimizar significativamente a fatura energética, através da compra de eletricidade a preços baixos e posterior venda de eletricidade excedente para o mercado local de energia, com preços mais competitivos.

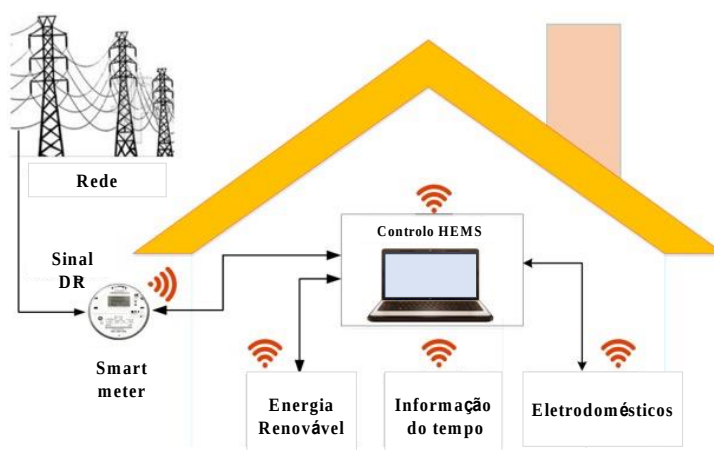


Figura 1.2. - Arquitetura de uma casa com HEMS e sinal de DR, adaptado de [14].

1.2 - Motivação e Objetivos

Devido ao significativo e gradual aumento do consumo de eletricidade, a necessidade gritante por de uma ação concertada entre políticas energéticas que visem à descarbonização do setor elétrico como também na melhoria ambiente seja também pela consciencialização e informação da população para uma educação na via da racionalização será então possível traçar uma trajetória exequível rumo a uma economia e a uma sociedade neutra em carbono, que seja, em simultâneo, promotora de crescimento económico e de melhoria da qualidade de vida [2].

A rede elétrica sofre sobrecargas de consumo, e como consequência, os preços de eletricidade aumentam. Apesar dos benefícios oferecidos pela geração a partir das FER, no qual se verifica um traço marcante nos investimentos realizados, seja no desenvolvimento tecnológico, seja na eficiência, seja na integração crescente na rede, as características estocásticas dos recursos endógenos renováveis podem criar diversos desafios técnicos na operação do sistema elétrico no seu todo.

Alguns países têm vindo a implementar medidas focadas na integração de FER de forma a enfrentar os desafios impostos pela inflexibilidade da rede. Estas medidas passam pela introdução de mecanismos flexíveis, recorrendo a geração flexível, a modificação de padrões técnicos de organismos internacionais (como IEC, IEEE) e de códigos de rede destes países, para incluir maiores requisitos de conexão para os sistemas de geração renovável, e ainda, o uso de sistemas de armazenamento.

No referente aos sistemas de distribuição, a entrada da Geração Distribuída (GD) a partir de FER variável, traz o desafio adicional de representar uma verdadeira mudança de paradigma, na qual os fornecedores de energia de distribuição deixam de ter um comportamento unidirecional no fluxo de energia. Neste contexto, as Redes Elétricas inteligentes surgem como uma ferramenta para facilitar a entrada destas novas tecnologias e aumentar a flexibilidade e eficiência da rede [15].

Uma via, mais económica, para a resolução, ou análise, ou ainda o estudo dos problemas acima descritos, passa pela modelação com soluções modernas, que incluam o conceito das SG e tecnologias de SH. Esta dissertação visa o estudo do impacto dos programas de DR aplicados numa SH, considerando a produção a partir de FER, e ainda considerando um ESS e a possibilidade de transferências de cargas, considerando o tipo de eficiência desta, dinamizados por um modelo HEMS, o qual é coordenado a partir de sinais vindos da rede de eletricidade, como por exemplo, o preço de eletricidade, entre outros.

Desta forma, o presente trabalho de dissertação procura apresentar um modelo de estudo que permita um ambiente mais sustentável aliado à redução dos preços de eletricidade, porém, existe a necessidade de otimizar o modelo para este operar com diferentes cenários, considerando diferentes comportamentos de consumo, respeitando as restrições ambientais, e os custos operacionais. Os objetivos deste trabalho podem ser descritos em três pontos:

- Desenvolver um código que permita modelar a gestão de procura de eletricidade de uma casa inteligente, onde se inclui a geração FER, métodos de carregamento de VEs, e a introdução de possíveis aparelhos inteligentes.
- Avaliar o efeito do ESS, considerando o índice de conforto do utilizador.
- Analisar o impacto dos programas de DR na operação de VEs, gestão das cargas, geração FER e ESS numa casa inteligente.

As diferentes motivações e objetivos desta dissertação levam à criação de algumas questões de investigação com base na área de estudo. Esses tópicos foram resumidos nas seguintes perguntas de pesquisa:

- Qual é o impacto das ferramentas inteligentes na gestão do consumo de eletricidade ao nível residencial?
- Será possível que os denominados *Prosumers* tenham um papel ativo na rede e na gestão eficiente das cargas residenciais, atendendo à variação dos índices dos níveis de conforto, atendendo à eficiência energética das suas cargas?

1.3 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está estruturada em cinco capítulos. No Capítulo 1 foi apresentado um breve enquadramento do tema da dissertação, abordando de forma geral, os principais pontos relacionados com o conceito das FER, SG e SH, e a importância de uma descarbonização do setor elétrico. Foi também apresentado as principais linhas que motivam o desenvolvimento desta dissertação, os objetivos e questões de investigação.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão sistemática mais cuidada da literatura e dos temas que a presente dissertação aborda, apresentando-se o conhecimento obtido a partir das diversas referências estudadas.

O Capítulo 3 descreve a informação matemática, incluindo a função objetivo e as diversas restrições do problema. Neste trabalho, o objetivo passará pela minimização dos custos de eletricidade e o desconforto do consumidor, aproveitando as vantagens da FER instalada, na residência em estudo, também dotada de ESS, e um HEMS que permite o deslocamento de cargas atendendo aos programas de DR. Neste capítulo ainda se apresenta o estudo de caso, e os principais dados que modelam o problema.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos neste estudo. Em primeiro lugar, uma breve revisão dos dados utilizados para a simulação do nosso modelo e, em seguida, alguns resultados comparativos de diferentes cenários. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões deste trabalho e para as propostas para a realização de trabalhos futuros.

A notação, simbologia e abreviações utilizadas no decorrer do documento são as normalmente e cientificamente aceites. As equações, tabelas e figuras são numeradas relativamente ao capítulo em que se encontram (x) e a sua numeração crescente no mesmo capítulo (y), como por exemplo, "Equação (x.y)", "Tabela x.y", e "Figura x.y", reiniciando a numeração no início de um novo capítulo.

1.4 - Material utilizado

Para formulação, modelação e resolução deste problema de otimização utilizou-se o ambiente de programação em *Python* e respetivas bibliotecas de otimização e de criação de figuras. Também foi utilizado dados registados através do Office Excel, como também o Office Word, e ainda a compilação da presente dissertação no formato *Portable Document Format* (PDF). Todos os resultados foram obtidos a partir de um PC modelo *MacBook Air M1*, dotado de uma GPU 8-core com 4 núcleos de desempenho, e 4 núcleos de eficiência, e 8 GB de RAM.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Este capítulo realiza o estudo sobre o estado de arte dos principais conceitos a serem tratados nesta dissertação, nomeadamente ideias sobre Energias Renováveis, energia eólica e solar, SG, ESS, Programas de DR. O objetivo principal passa pela compreensão de conceitos e tomada de conhecimentos, sendo que serão apresentados alguns trabalhos e pesquisas relacionadas ao longo do capítulo.

2.1 Energias Renováveis

2.1.1 - Evolução global Fontes de Energia Renovável

A preocupação com as mudanças climáticas e as emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE), origina a necessidade de mudar o método de produção de energia. A invasão da Ucrânia pela Rússia, intensificou a necessidade de independência energética dos combustíveis fósseis russos, que, como é possível observar na figura abaixo, são considerados dos maiores fornecedores a nível mundial. Paradoxalmente, esta guerra torna mais provável que a União Europeia alcance os objetivos de neutralidade climática até 2050 [16].

Segundo a entidade com sede em Paris, face às preocupações com a segurança energética causadas pela invasão da Ucrânia, foram vários os países que aceleraram os processos de transição energética, apostando fortemente na instalação de capacidade solar e eólica. Assim, se espera que a capacidade global de energia renovável cresça 2400 Gigawatts (GW) no período 2022-2027, uma quantidade equivalente à capacidade energética total da China atualmente, de acordo com o relatório "*Renewables 2022*" [17].

De um ponto de vista económico, a instalação de FER em residências leva à redução dos custos para o consumidor. A instalação de painéis fotovoltaicos nas residências trata-se de um exemplo face à minimização dos custos para o consumidor uma vez que, esta aplicação permite o acesso de todos os consumidores a uma fonte de energia independente, o que leva a que o consumidor produza a energia necessária na sua residência, e o mesmo tenha a oportunidade de vender energia extra para outros consumidores, reduzindo desta forma os custos da conta de eletricidade [18].

Além da redução de preços, existe a possibilidade de aumento de empregabilidade especialmente se os materiais e tecnologias forem criados localmente, consequentemente teremos um desenvolvimento económico. Além disso, os preços das FER são mais baixos do que as tecnologias convencionais de produção de energia [19]. A integração das FER na atualidade é crucial para atingir os objetivos de neutralidade carbónica, porém, existem algumas adversidades a serem consideradas, nomeadamente a dependência das condições meteorológicas que as FER apresentam, nomeadamente, a performance dos PV é reduzida em condições de pouca intensidade solar.

Mais ainda, no caso em que exista pouco vento, as turbinas eólicas podem não ser capazes de suprir todas as necessidades exigidas pela rede, desta forma o potencial das FER fica comprometido à variabilidade meteorológica. Além da redução da performance das FER, as flutuações de frequência e tensão fazem com que a integração das FER em SGs fique comprometida, isto porque em situações como o aumento da produção de energia das FER, podem colocar em risco a confiabilidade e estabilidade do sistema. Além disso, estas fontes não regulam a tensão, colocando em risco a estabilidade do sistema [20].

O desenvolvimento das FER globais, de 2000 a 2020, é descrito na Figura 2.1, onde as fontes eólicas e solares fotovoltaicas têm as taxas de crescimento mais elevadas [21]. A referência [20] foca-se no estudo da energia eólica, procurando soluções de eficiência através da substituição dos geradores síncronos tradicionais por geradores eletrônicos de potência de FER com interface para vários problemas que necessitem de ser abordados para uma transição suave e segura.

Em resposta aos problemas apontados no parágrafo acima, estão a ser estudadas soluções de forma a contornar o problema da imprevisibilidade das FER. Estas soluções passam pela implementação de algoritmos preditivos para a produção de energia eólica e energia solar, a melhoria dos sistemas de armazenamento de energia (ESS) [11] e a gestão de energia.

2.1.2 - Fontes de Energia Renovável para Aplicações Residenciais

2.1.2.1 - Geração Fotovoltaica Residencial

Estudos realizados pela empresa EDP [22] afirmam que o preço dos painéis fotovoltaicos diminuiu nos últimos anos, sendo que é possível reaver este o valor investido nos primeiros anos. A empresa apresenta algumas soluções para a instalação de energia solar, nomeadamente a combinação entre os painéis com uma bateria estacionária "Sem a bateria só poderá usar energia produzida através dos painéis enquanto houver sol — ela é produzida e usada imediatamente; se não for usada quando há sol perde.

Com as baterias consegue armazenar a energia que produziu em momentos de sol e não utilizou. Pode, por exemplo, chegar a casa à noite e usar a energia armazenada, produzida durante o dia, quando esteve ausente". A formação deste sistema pode significar uma autonomia energética de até 70%- o que se vai sentir também na fatura da eletricidade- e o seu controlo é facilitado por aplicações de gestão inteligente.

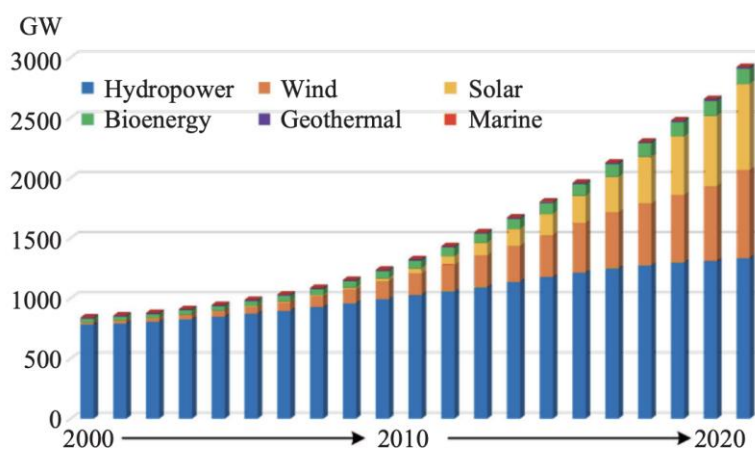


Figura 2.1. - Capacidade global acumulada de FER de 2000-2020 com base em os dados disponíveis da IRENA [23].

Aqui, a energia hidroelétrica cobre o armazenamento por bombagem e instalações mistas, o vento contém energia eólica terrestre e *offshore*, solar inclui energia fotovoltaica e solar térmica, e marinha inclui maré, ondas, e a energia dos oceanos.

Outra solução interessante, apresentada pela empresa [22] é o aquecimento quente sanitário, utilizando energia solar, embora mais limitada: os painéis solares para aquecimento de água. O seu funcionamento é mais simples do que o dos painéis fotovoltaicos. Embora visualmente possam parecer semelhantes. São placas de metais condutores (alumínio ou cobre) ligadas a um reservatório térmico. O calor que absorvem ao longo do dia é transferido para a água nesse reservatório que, por ser revestido por materiais isoladores térmicos, mantém esse calor (apenas com pequenas perdas).

A diversidade de dimensões que os painéis fotovoltaicos podem possuir, oferece margem uma vasta variedade de aplicação. As aplicações passam por instalações em grande escala, como parques solares ou implementações de menor dimensão, como telhados e paredes de edifícios residências [23]. O aprimoramento das tecnologias de rastreamento solar concede a capacidade de o instalar em estruturas que permitam acompanhar o movimento do sol, melhorando a sua eficiência e, conseqüentemente, geração de energia ao longo do dia, isto acontece porque os painéis solares atingem desempenhos máximos quando a luz do sol é perpendicular à superfície do painel, [24].

O ponto de potência máxima (*Maximum power point – MPP*) representa o potencial de inclinação em que a célula solar produz a potência útil máxima. Relativamente à potência PV de saída (P_t^{PV}), segundo os autores da referência [25], pode ser obtida através do produto entre a capacidade instalada da central fotovoltaica (I^{pv}) e o factor de capacidade PV (Cf_t^{PV}). Isto depende da média global irradiância horizontal por período e relacionada com a área de painéis fotovoltaicos. O mesmo pode ser traduzido matematicamente pela Equação (2.1):

$$P_t^{PV} = I^{pv} Cf_t^{PV} \quad (2.1)$$

O rastreio do MPP de um módulo/array PV é uma tarefa essencial num sistema de controlo PV, uma vez que maximiza a potência de saída do PV's, e, portanto, maximiza a eficiência do módulo PV. A extração da potência ótima de uma matriz fotovoltaica foi abordada geralmente de duas maneiras: configuração ótima de matrizes fotovoltaicas ou conceção de algoritmos de controlo do ponto de potência máxima (MPPT) eficientes, [24]. A tensão MPP pode derivar dependendo de uma vasta gama de variáveis, incluindo a intensidade de irradiação, temperatura do dispositivo, e degradação do dispositivo [24].

Os algoritmos utilizados para a monitorização do MPP estiveram sempre na vanguarda dos sistemas fotovoltaicos (PV) para contrariar a não linearidade causada pelas células PV e, assim, obter a potência máxima. Existem vários rastreadores MPP, incluindo os de passo fixo e variável, [26]. A aplicação de um rastreador MPP de tamanho fixo conduz a oscilações de potência em estado estável em torno do MPP. Por outro lado, um rastreador MPP convencional de passo variável emprega um fator de multiplicação constante para aumentar a taxa de convergência; contudo, a sua resposta é considerada lenta sob as incertezas dos parâmetros do PV. em [26], foi proposto um controlador sinérgico fracionário não linear otimizado (FNSC) conduzido por MPP *tracker* para detetar meticulosamente o verdadeiro MPP.

2.1.2.2 - Geração Eólica Residencial

A energia eólica é a grande responsável pelos bons números que Portugal apresenta, representado 27% do consumo nacional. Já a energia hidroelétrica abasteceu 17%, a biomassa 5,5% e a fotovoltaica 2,1%. No que toca às energias não renováveis, o gás natural contribui para 32% dos consumos e o carvão para 10% da energia usada – o que representa uma enorme quebra, visto que, em 2018, o carvão foi responsável por 21% dos consumos energéticos [22]. A energia eólica é capturada através de turbinas eólicas. As turbinas eólicas são um dispositivo capaz de converter a energia cinética do vento em energia elétrica. O tipo mais comum de turbina eólica, segundo [27] usa um rotor para capturar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica.

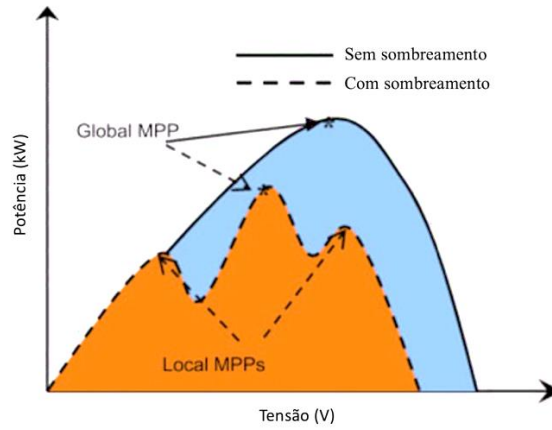


Figura 2.2. - Características de uma matriz fotovoltaica em condições de insolação uniforme (linha sólida) e não uniforme (linha pontilhada) [24].

Esta energia mecânica é então convertida em energia elétrica por um gerador. O tipo mais comum é a turbina eólica de eixo horizontal, que possui três lâminas que giram em torno de um eixo horizontal. Estas são as turbinas maiores e mais eficientes, mas podem ser difíceis de instalar e manter. Outro tipo de turbina é a turbina eólica de eixo vertical (VAWT), que possui lâminas que giram em torno de um eixo vertical. Essas turbinas são mais fáceis de instalar e manter do que as de eixo horizontal (HAWTs), e não são tão eficientes [28].

Existem também turbinas eólicas híbridas que combinam as melhores características entre HAWTs e as VAWTs. Essas turbinas são mais eficientes que as VAWTs, mas com menor custo que as HAWTs. Finalmente, existem microturbinas projetadas para uso residencial [28]. As turbinas eólicas funcionam com base na conversão da energia cinética do vento em energia mecânica. Segundo [25], a potência do vento (P^{wind}) é dada pela multiplicação entre a capacidade instalada da central eólica (I^{wind}) e o fator de capacidade do vento (Cf^{wind}), que depende da área varrida pelas pás da turbina e está relacionada com a velocidade média do vento por período, a qual pode ser descrita pela Equação 2.2:

$$P_t^{wind} = I^{wind} Cf^{wind} \quad (2.2)$$

Em [29], foi apresentado um modelo VAWT normalmente utilizado em situações de áreas residenciais densamente povoadas. Através dos resultados obtidos pelo estudo realizado na referência, é possível afirmar que as tecnologias de energia eólica podem ser uma fonte de energia renovável crucial para áreas urbanas. O método para calcular a potência de uma turbina eólica é o igual para as tecnologias VAWT e HAWT, e pode ser expressa pela Equação 2.3:

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p V^3 \quad (2.3)$$

onde ρ é a densidade do ar, A é a área percorrida pelas lâminas da turbina, C_p é o coeficiente de potência da lâmina e V é a velocidade do vento. Estima-se que a energia eólica *onshore* e *offshore* irá gerar mais do que um terceiro (35%) do total de eletricidade necessária a médio prazo, tornando-se a principal fonte de geração até 2050 [30]. A título de exemplo, na Figura 2.3 é mostrado os principais modelos das turbinas eólicas residenciais.

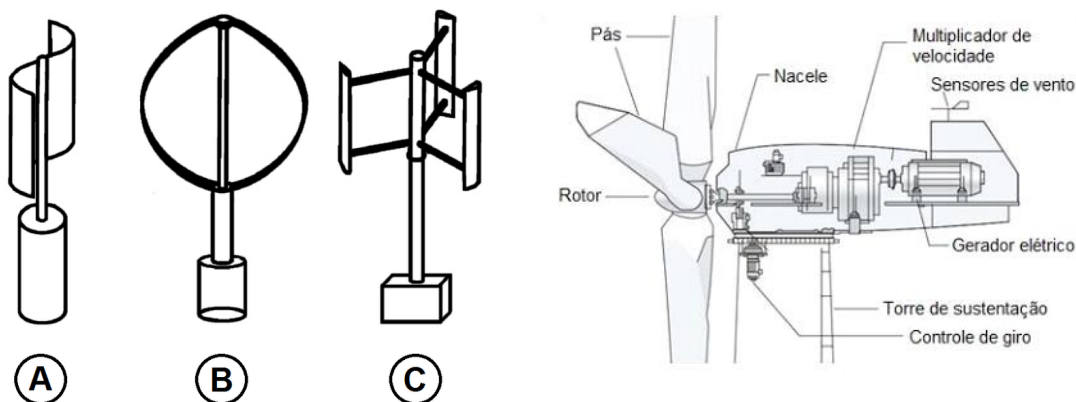


Figura 2.3. - Principais tipos de Turbinas de eixo vertical (à esquerda) e turbina eixo horizontal (à direita). As turbinas de eixo vertical ainda se denominam por A) Savonius, B) Darrieus, C) Rotor H, [28].

2.2 Smart Grid (SG)

O sistema tradicional de rede elétrica foi construído seguindo uma topologia centralizada e radial. Nesta topologia, a energia é gerada em centrais convencionais, que normalmente utilizam energias não renováveis, e depois é transportado para as indústrias e residências, sendo feita uma interação unidirecional entre fornecedores e consumidores. Os métodos convencionais de análise de fluxo de energia unidirecional, não são eficazes para controlar eficazmente as FER integradas no sector do consumo.

Posto isto, são necessárias novas estratégias para facilitar o fluxo bidirecional feito pela produção de energia das unidades de recursos energéticos distribuídos. Esta mudança leva à automatização inteligente da distribuição através da gestão descentralizada da energia, bem como tecnologias de informação e comunicação para atualizar a modernização inteligente da rede. A SG caracteriza-se como uma rede moderna que permite fluxos bidirecionais de energia e que utiliza capacidades de comunicação e controlo nos dois sentidos que, posteriormente, conduzem a uma série de novas funcionalidades e aplicações [31].

O facto de o sistema global da SG carecer de normas amplamente aceites, impede a fácil integração de aplicações avançadas, contadores inteligentes, sensores inteligentes, dispositivos e recursos de energia renovável, limitando assim a interoperabilidade entre eles [32]. Os sensores inteligentes em SGs fornecem dados em tempo real e estado dos fluxos bidirecionais de energia para monitorização, proteção e controlo das operações da rede para melhorar a fiabilidade e resiliência.

Por exemplo em [33] foi proposto uma metodologia para modelar a interoperabilidade dos sensores inteligentes em termos de interações utilizando sistemas de transição rotulados, e processos de estado finito, a fim de medir e avaliar quantitativa e automaticamente a interoperabilidade, identificar e resolver questões de interoperabilidade, e melhorar a interoperabilidade. Neste mesmo artigo, foi criado um modelo genérico de interoperabilidade de mensagem síncrona passando de um emissor para um recetor é construído com base na metodologia proposta.

O controle e a operação confiável do sistema de energia tornaram-se mais desafiantes à medida que foram conectadas à rede de energia mais unidades de Recursos de Energia Distribuída (DER) e sistemas de armazenamento de energia (ESS), alguns destes desafios passam pela gestão de informações produzidas pelos elementos do sistema, incluindo a recolha, transmissão e processamento dos dados [34].

A IoT pode desempenhar um papel fundamental na automação e interconexão de geradores, consumidores e equipamentos para alcançar um uso de energia mais eficiente e sustentável. Os autores da referência [86] apresentam as configurações de rede da rede inteligente baseada em IoT e as atividades recentes nos componentes do sistema são revisadas. Os desafios de comunicação de uma rede inteligente baseada em IoT são discutidos e algumas soluções são apresentadas a seguir.

Relativamente às tecnologias de comunicação, estas dividem-se em duas vertentes diferentes, sendo a primeira através da utilização de cabos, como *Ethernet* e *Power Line Communication*, e a segunda é meio sem fio. A segunda vertente referida, terá sido um grande passo na evolução da tecnologia de *mídia* sem fio, revolucionou os sistemas de automação, tecnologias como *Wi-Fi*, redes telefónicas sem fio [35].

Atualmente existem várias plataformas de comunicação, a referência [36] aborda vários métodos utilizados pelo conceito IoT de forma a reduzir o consumo de energia das habitações. Em seguida, os autores realizam uma comparação e análise sobre as vantagens e desvantagens dos métodos existentes e planos propostos, dando no final, uma visão abrangente de como a IoT pode ser implementada de maneira eficiente.

Apesar das vantagens evidentes em IoT, o controlo ainda é baseado em condições limitadas quando é necessário tomar uma decisão em operações inflexíveis. Além disso, a transmissão de dados dos sensores pela internet pode ser interrompida ou trocada, dando origem a erro de processamento do controlador. Outro aspeto importante numa SG, é a sua segurança. Em [34] foi abordado o tema de *cyber*-segurança, sendo esta, uma questão importante tecnologia moderna de uma SG. Uma vez que a SG é uma rede constituída por um conjunto de redes, podem surgir várias vulnerabilidades, que permitem ataques à privacidade e à segurança em toda a cadeia de energia.

De forma a atender aos requisitos impostos pelo cliente, é necessário garantir a estabilidade do fornecimento atual. Assim, segundo a referência [34] todos os componentes da rede de comunicação da SG devem ser altamente seguros e atender aos requisitos de privacidade desafiadores. Relativamente à comunicação utilizada numa SG, sabe-se que é realizado nos dois sentidos, caracterizando-se como bidirecional. Esta é uma característica importante das SG, por isso as empresas e operadoras de redes devem procurar manter a procura e a geração equilibradas dentro da rede, de forma a não haver congestionamentos. O aumento da integração de FER causa uma dificuldade em estabelecer equilíbrio, sendo cada vez mais necessário recorrer a programas de DR, o que só pode ser feito aproveitando as capacidades de comunicação bidirecional da rede [35].

A rede elétrica convencional não consciencializa os clientes para padrões de utilização de energia mais eficientes. Este fato resulta em perdas de energia e dinheiro dos utilizadores da rede. De forma a aumentar a eficiência energética, estes padrões de utilização e consumo por parte dos clientes, devem ser regulamentados, aumentando assim, a eficiência energética [35].

A SG apresenta vantagens importantes para um sistema de energia quando comparado a uma rede convencional, e em alguns estudos é visto como o futuro devido ao aumento das necessidades de energia e sua capacidade de suportar essa procura. Este tipo de rede é superior, quando comparado a uma rede convencional, em qualidade de energia, comunicação, suporte a sistemas de geração distribuída, operação e manutenção [36].

Numa SG são utilizadas ferramentas de gestão do lado da procura para a economia de energia por meio do uso de várias abordagens, como incentivos financeiros, tarifas subsidiadas e conscientização para alterar a demanda de energia dos consumidores. Na Figura 2.4 é mostrado em sumário todos os elementos que envolvem o conceito de SG [37].

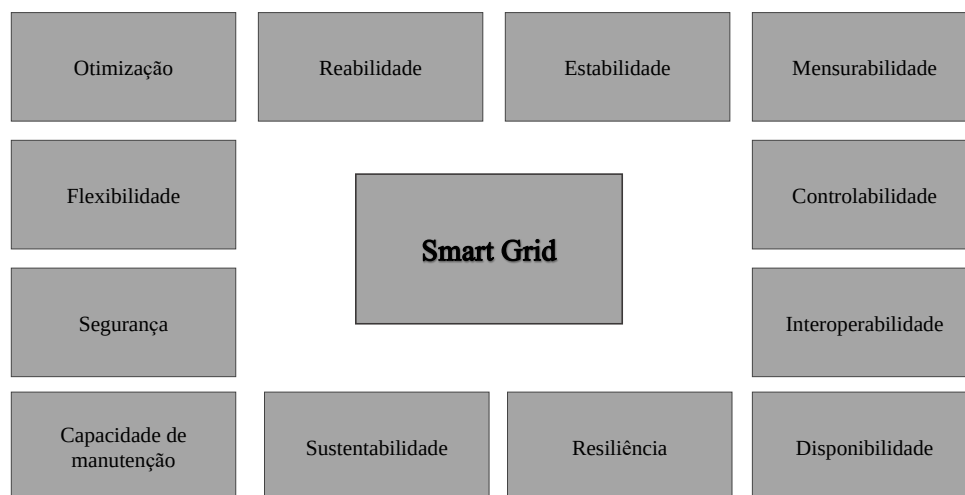


Figura 2.4. - Requisitos de uma SG, adaptado de [37].

2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS)

O papel desempenhado por um ESS é essencial numa microrede residencial. O ESS proporciona a necessária flexibilidade no sistema elétrico devido à variabilidade da geração proveniente das FERs, armazenando a energia quando a procura do consumidor ou dos *prosumers* é baixa e libertando a energia no momento do pico de procura. Este fenómeno possibilita a redução dos custos de eletricidade. O período de carga e descarga do ESS depende do preço da eletricidade no mesmo dia, como também do comportamento energético do utilizador, aos níveis de conforto associados, e às restrições fisicamente impostas [38].

Por exemplo em [39] é mostrado o incremento da qualidade da energia, e da fiabilidade, no fornecimento de energia ao nível do consumidor, aliado à redução do custo da eletricidade para o mesmo consumidor devido ao comportamento adquirido pelo ESS, que age como um medidor entre a carga e o fim da produção de energia renovável.

Apesar do ESS aumentar a capacidade do consumidor de participar nos eventuais programas de DR, também tem a capacidade de auxiliar os utilizadores para participarem e interagirem com o mercado de eletricidade. Todavia, devido ao elevado custo de investimento *versus* a quantidade de energia armazenada, leva a uma limitação na sua utilização. Além disso, a utilização inadequada e/ou pouco frequente, em conjunto com o comportamento do perfil de carga dos consumidores, pode reduzir os benefícios finais reais, como indicado em [40].

2.4 Sustentabilidade

A Figura 2.5 mostra o que se pode designar como a trindade da sustentabilidade. Sendo um conceito bastante amplo, contudo é possível subdividir este conceito em três tipos: ambiental/ecológica, social e a económica. A sustentabilidade ambiental trata-se do uso consciente dos recursos naturais, de modo que estes não se esgotem para as próximas gerações. A sustentabilidade social está ligada a um conjunto de ações que visam melhorar a qualidade de vida das pessoas, incluindo a diminuição da desigualdade social e a garantia de acesso a serviços básicos como saúde e educação. Por fim, a sustentabilidade económica refere-se à capacidade de a sociedade produzir, distribuir e utilizar as riquezas produzidas, tendo como foco uma distribuição de renda mais justa. Neste tipo de sustentabilidade utilizam-se meios que preservem os recursos naturais para as próximas gerações.

O tema da sustentabilidade está a ter um traço importante na atualidade, devido a necessidade de os países procurarem uma transição energética dos combustíveis fósseis para fontes sustentáveis ou FER. Relativamente aos transportes, no sector dos VEs, estes são considerados mais eficientes em termos energéticos, segundo a referência [41], relativamente aos veículos baseados em motores de combustão interna (ICE).

Por exemplo em [41], foi afirmado que os EVs, entre eles, Híbridos e Híbridos *Plug-in* (PHEVs), não têm quaisquer emissões na estrada que interfiram na qualidade do ar na cidade, e que, desta forma, a utilização destes veículos torna-se sustentável uma vez que são reduzidas as questões das alterações climáticas. Nesta referência, afirmam que um VE apenas se torna livre de carbono quando a energia utilizada para o carregamento dos mesmo é proveniente exclusivamente a partir das FER. Relativamente ao número de vendas dos VE, estas têm vindo a aumentar ao longo dos anos, e, segundo a análise de dados da referência [42], as vendas terão um comportamento crescente no mercado de forma a fazer face às alterações climáticas, objetivos impostos, e promessas de reduzir a pegada de carbono.

Segundo a referência [43], o mês de novembro 2021, teve um marco importante na história da indústria automóvel em Portugal, pois pela primeira vez, na categoria de automóveis ligeiros de passageiros, os veículos 100% elétricos (18,1%) superaram os veículos com motores a gasóleo (17,7%). Abordando valores gerais, o ano 2021 obteve 26340 VEs em novembro, aproxima-se rapidamente da fasquia dos 30000 VEs, vendidos num só ano em Portugal. Em [43] é afirmado que será o maior valor de sempre. Um estudo realizado na mesma área em 2022 mostra que o total de vendas das duas motorizações (BEV e PHEV), considerando ligeiros e pesados, venderam-se 31.989 veículos elétricos, ultrapassando assim o total das vendas dos veículos elétricos na totalidade do ano de 2021 que se cifrou em 29724 unidades. É importante reforçar que neste estudo ficou em falta o mês de dezembro. Em [44] foi afirmado que o ano de 2022 encerrou com um novo recorde de vendas de VEs em Portugal. A Tabela 2.1 apresenta o resumo dos números de vendas de VEs abordados na referência [42] e [43], respetivamente.

Com a devida legislação, e num futuro próximo, com a crescente integração do VE na rede elétrica, este também pode auxiliar a rede elétrica, quando se encontra estacionado e ligado à rede, sem utilização, seja ao nível residencial, laboral, ou ainda em parques de estacionamento, permitindo assim um aumento da flexibilidade da rede, e minimizando o eventual impacto negativo na integração do VE [45].

Os VE podem auxiliar a rede, fornecendo serviços auxiliares, porém, é necessário que o *Plug-in-Electric-Vehicle* (PEVs) permita o fluxo bidirecional de energia de, e para a rede. Se esta tecnologia o permitir, o VE fornece serviços auxiliares e esta aplicação é conhecida como *Vehicle-to-grid* (V2G) [46]. No modo V2G, a bateria recarregável dos PEVs pode ser utilizada como fonte de energia para a rede de distribuição local [47]. Ao nível da sustentabilidade, estudos recentes comprovam que os VE têm mais vantagens sobre outros tipos de transporte, considerando-os como veículos ecológicos e com menores emissões. A aplicação V2G é benéfica para o operador da rede e também para os proprietários dos VE [48].

Na aplicação V2G, os EV podem participar no mercado grossista de eletricidade através de um agregador, ou de forma individual, programando a sua carga e descarga de procura com a rede, permitindo assim a participação ativa nos serviços de reserva e equilíbrio da rede (após situações de congestionamentos), e ainda auxiliar a gestão da procura [49]. Os utilizadores de VE também podem ter benefícios económicos, possibilitando a redução do tempo de retorno do investimento, ou ainda lucrar com as transações realizadas.

No entanto, o progresso das políticas e regulamentação, e a aceleração para atingir os objetivos de mitigação das alterações climáticas será gradual ao longo do tempo para catalisar a aceitação dos VE como meio de transporte principal [49]. Consoante as características que os VE possuem relativamente ao fluxo de energia, os carregadores destes podem ser unidirecionais, permitindo apenas o funcionamento entre a rede e o veículo (G2V); ou bidirecionais, permitindo o funcionamento entre a rede e o veículo (V2G) [50].

Tabela 2.1. - Evolução das vendas de unidades VE entra 2021 e 2022 [43]

Ano de Venda de VEs	2021	2022
Vendas BEV	11972	17813
Vendas PHEV	14638	14176
Vendas BEV + PHEV	26340	31989

Uma outra aplicação será o carregamento *Vehicle-to-Vehicle* (V2V). Esta aplicação permite utilizar o VE a qualquer hora, em qualquer lugar, como um carregador de energia. Por exemplo em [51] foi descrito as dificuldades causadas pela estagnação da tecnologia de armazenamento de energia, e as estações de carregamento inadequadas. Com efeito foi proposto uma nova plataforma tecnologia de carregamento de V2V, através do carregamento sem fio, trabalhando em consonância com a tecnologia de carregamento plug-in, ou operar de forma independente. A tecnologia de carregamento V2V pode efetivamente resolver o problema do número limitado de estações *plug-in* [51].

2.5 Sistemas de Automação Residencial

Os benefícios socioeconômicos aliados às vantagens ambientais presentes nas SH levou a que, vários países adotassem este novo conceito, tornando-se esta, uma componente essencial para a implementação de uma SG. O desenvolvimento deste novo paradigma tem sido notório nos últimos anos, e com o objetivo de aumentar a eficiência das SH, a comunidade científica tem vindo a estudar algumas soluções que possibilitem a integração da inteligência na automação residencial. O principal motivo para utilizar um sistema de automação residencial passa pelo controlo de vários dispositivos e eletrodomésticos, tornando o dia-a-dia do utilizador mais fácil, sustentável, económico e seguro [52]. Os HEMS são essenciais para um SG, devido à capacidade de gerir a procura de eletricidade, otimizando o consumo e a geração distribuída renovável, sem comprometer o conforto dos consumidores.

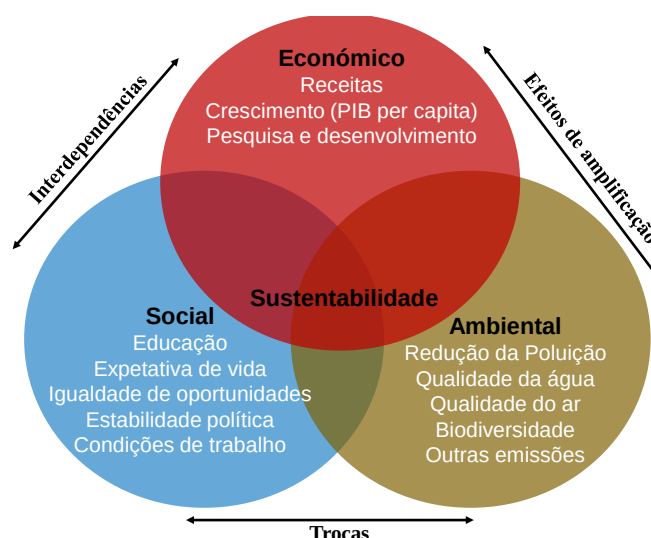


Figura 2.5. - Trindade da sustentabilidade.

Em [53] foi apresentado uma revisão abrangente da literatura sobre o conceito dos HEMS, com referência aos principais conceitos, configurações e tecnologias facilitadoras. Os HEMS operam de acordo com vários critérios, incluindo o custo de energia, as condições climáticas, os perfis de carga e conforto do consumidor. Os HEMS desempenham um papel cada vez mais onipresente na eficiência energética por meio da redução do consumo de eletricidade em SG residenciais e comerciais, uma vez que, permitem o agendamento de eletrodomésticos de acordo com os programas de DR promulgados pelos fornecedores de energia [53]. Assim, as SH ajudam os consumidores a otimizar o consumo de energia para reduzir custos e aumentar a confiabilidade e a eficiência da rede.

No capítulo anterior, a Figura 1.2 mostrou a estrutura global de um HEMS. O núcleo do HEMS é o controlador inteligente, responsável pelas funcionalidades de gestão do sistema que incluem o registo, monitorização e controlo. O controlador inteligente recolhe dados de consumo de eletricidade em tempo real a partir de dados programáveis e aparelhos não calendarizáveis para implementar uma procura ótima estratégias de gestão [53]. A integração de sistemas de automação residencial, segundo os autores [53], depende da convergência de tecnologias de deteção, comunicação e controle, que, em conjunto, permitem o acesso a dados de procura de energia e o posterior envio de estratégias de controle através da rede em tempo hábil. Por exemplo em [55] foi proposto uma abordagem baseada em inteligência artificial (IA) para controlar os dispositivos dotados IoT aprimorando a capacidade de operação do controlador de forma inteligente. Os resultados experimentais permitiram uma redução em 49,56% do consumo de eletricidade e uma redução da variação de dados dos sensores em 77,13%, comparativamente com o sistema convencional.

Os problemas relativos às ameaças e possíveis ataques aos sistemas de comunicação na rede, são abordados em [56], onde foi apresentado uma arquitetura de casa inteligente alternativa, considerando a segurança e a eficiência como pontos essenciais a ter em consideração. O modelo desenvolvido incorpora o conceito de *blockchain* e as tecnologias de computação em nuvem para uma solução cumulativa. Devido à natureza descentralizada da tecnologia *blockchain*, o modelo em [56] pode operar os serviços de processamento e realizar uma cópia da transação dos dados sensíveis obtidos por parte do consumidor presente na SH. Para garantir a segurança da rede doméstica inteligente, o modelo utilizou a técnica de análise de correlação multivariada para analisar o tráfego de rede e identificar a correlação entre os recursos de tráfego.

A aplicação de sistemas de automação residencial facilitadores do conceito SH tem vindo a ser amplamente utilizada e comunicada nos dias de hoje, com possível crescimento nos próximos anos na integração e melhoria. As aplicações SH permitem casas mais eficientes em termos de energia, e consequentemente, mais económicas, devido à redução dos custos, devido à possibilidade do deslocamento de cargas, o que é um claro sinal positivo para a rede, e a correta gestão entre a produção e o consumo [55]. A medição inteligente torna-se assim, uma componente chave da SH, devido às suas capacidades de registar o consumo de aparelhos elétricos e dar informação “em tempo real” aos serviços de distribuição e retalhistas. Os autores da referência [57] propõe uma infraestrutura de medição distribuída, que fornece recursos de comunicação bidirecional, autoconfiguração e atualização automática.

2.6 Demand Response (DR)

A variabilidade inerente e a natureza intermitente das FER exigem soluções de um sistema de energia flexível para garantir o funcionamento contínuo, robusto e seguro, com estabilidade e qualidade de energia. De forma a oferecer a flexibilidade ao sistema convencional, são adotados métodos como integração do sistema de produção de energia elétrica de resposta rápida, gestão do lado da procura e ESS [58]. Por exemplo em [58] foi apresentado que a digitalização das redes elétricas converte as redes convencionais em SG.

É ainda possível reconhecer que a utilização de novas tecnologias como a IoT, gestão e controlo de energia em tempo real, a diferentes níveis, e contratos inteligentes [59] torna os sistemas de energia mais eficientes, seguros, fiáveis, robustos e sustentáveis. Atualmente, os operadores do sistema de energia procuram aumentar a escala das iniciativas de DR, pois esta tem sido destacada como uma das técnicas que permite obter maior flexibilidade de Procura ao sistema de energia. Os modelos de DR têm sido apresentados como uma estratégia prática para aumentar a sustentabilidade dos sistemas energéticos e em simultâneo, reduzir os custos associados.

Segundo [60], devido à elevada quantidade de dados a serem geridos para a serem tomadas decisões, que se encontrem muito próximas das implicações em tempo real, e devido à elevada complexidade das tarefas associadas aos DR, criou-se a necessidade de utilizar ferramentas que fossem capazes de gerir estes acontecimentos, garantindo qualidade de serviço e eficiência.

Em [60] foi abordado o conteúdo relativo à inteligência artificial (IA) e *Machine Learning* (ML). Explica como se têm desenvolvido e enumera algumas funções referentes as tecnologias envolventes, sejam a seleção do melhor grupo de utilizadores para responder, aprendendo a sua atitude em relação aos consumos e às suas prioridades, a otimização dos preços, a monitorização e controlo dos dispositivos, a aprendizagem de envolver um maior número de consumidores nos esquemas de DR, e remunerá-los de forma justa e económica. Estas duas tecnologias (IA e algoritmos ML) foram utilizados em paralelo, com a análise dos esforços comerciais (tanto de novas como das empresas existentes no modelo) e os projetos de inovação em larga escala que tenham aplicado as tecnologias de IA para considerando programas de DR. São também discutidos diferentes tipos de programas de DR implementados em diferentes países.

A gestão do lado da procura é uma área mais vasta no sistema de energia elétrica, da qual a o conceito de DR é um subconjunto, e é realizável devido as tecnologias emergentes e inovadoras nas redes convencionais facilitadoras do conceito de SG [61]. O conceito de DR utilizado neste trabalho é referido às formas como os consumidores comerciais e industriais de eletricidade alteram os seus padrões de consumo, onde os clientes aceitam a alteração do perfil de carga, conforme sugerido pelo fornecedor de eletricidade, obtendo assim o máximo benefício para ambos os lados, através da diminuição ou deslocação do consumo de eletricidade nas horas de ponta [61].

A Figura 2.6, adaptada da referência [48], mostra a classificação dos diferentes programas de DR, onde os programas de DR baseados na motivação oferecida aos clientes são ainda divididos em duas categorias distintas, que correspondem às classificações fornecidas por [62], [63], e [64]. Relativamente aos programas de DR, estes podem ser programas baseados em Preços (PBDR), como descrito em [65], com o objetivo de que os consumidores finais mudem os seus hábitos de consumo de eletricidade, através da variação do preço da eletricidade ao longo de diferentes intervalos de tempo, sendo que estes programas estão dependentes da escolha do cliente em alterar seu consumo em resposta à variação do preço do mercado diário de eletricidade.

Alguns exemplos deste esquema são, os preços de tempo de utilização (ToU), os preços de pico crítico (CPP), e os preços em tempo real (RTP). Existem ainda os Programas Baseados em Incentivos (IBDR) que têm como objetivo, incentivar a redução do consumo dos clientes, em períodos em que os preços de eletricidade são mais elevados. Estes programas, fornecem aos clientes ofertas, para que estes possam reduzir o consumo, mediante pedido, ou em conformidade com um acordo contratual.

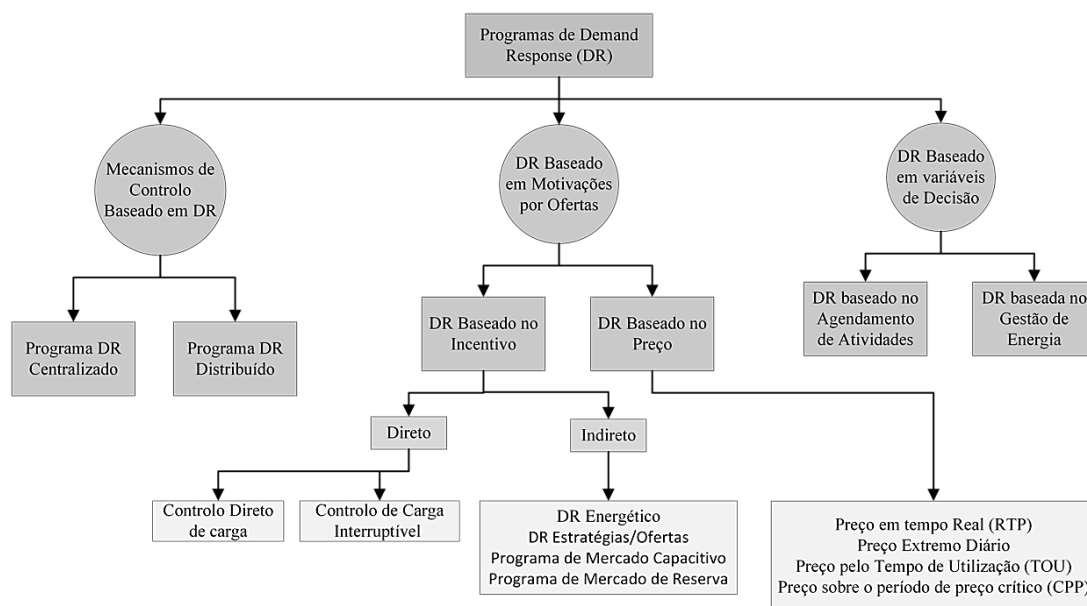


Figura 2.6. - Diferentes modelos de *Demand Response*, adaptada de [48].

Os controlos de carga direta (DLCs), tarifas interruptivas, e os programas de licitação de procura são todos exemplos deste tipo de esquema [65]. Dentro dos PBDR existem quatro tipos de programas voluntários, tais como [66]:

- ToU: neste método, uma tarifa é estabelecida para cada período. Isso é muito consistente, mas não pode refletir o custo da eletricidade no longo prazo.
- RTP: neste método a taxa de preço muda de hora em hora. Portanto, pode cobrir todos os custos de mudança da rede, mas é muito complexo e menos aceitável socialmente.
- CPP: é definido com base na fusão de TOU, RTP e preços fixos, utilizando os preços em tempo real quando a carga de pico é alta.
- *Extreme Day Pricing* (EDP): Este desenho de tarifas é semelhante ao CPP, com exceção de que o preço mais elevado está em vigor para todas as 24 horas durante um número máximo de dias críticos, cujo calendário e entrada em vigor é desconhecido até as 24 antecedentes à entrada do regime.

Existe também uma variedade de Programas IBDR, sendo os programas voluntários do IBDR os seguintes [63], ainda facilmente perceptíveis na flexibilização da carga pela observação da Figura 2.7:

- *Direct Load Control* (DLC): Referem-se aos programas em que o cliente, ou o operador do sistema, altera à distância o ciclo de utilização dos equipamentos do cliente, a curto prazo, para abordar a fiabilidade do sistema ou contingências locais, em troca de um pagamento, ou através de incentivos na forma de créditos na fatura mensal. O funcionamento do DLC ocorre tipicamente durante os períodos de pico de procura do sistema.
- *Interruptible/Curtailable Service* (I/C): Os clientes com serviço interruptivo recebem uma tarifa de desconto, ou crédito, para reduzir a carga durante as contingências do sistema. Se os clientes não reduzirem o perfil de consumo, poderão ser penalizados. As tarifas interrompíveis diferem da emergência na resposta à procura e o programa de capacidades alternativas, porque são tipicamente oferecidas por uma entidade de utilidade pública ou de serviço de carga.

- *Emergency Demand Response Program (EDRP)*: Este modelo proporciona um pagamento de incentivo aos clientes para reduzirem as cargas durante eventos acionados pela confiabilidade, mas a redução é voluntária. Os clientes podem optar por renunciar ao benefício e não reduzir quando notificado. O nível do pagamento é tipicamente especificado com antecedência.
- *Capacity Market Program (CMP)*: Neste modelo os clientes comprometem-se a fornecer reduções de carga pré-especificadas quando surgem contingências do sistema, e estão sujeitos a penalizações, se não reduzirem quando solicitado. O CMP pode ser visto como uma forma de seguro.

Em troca da obrigação na redução da carga quando solicitado, os participantes recebem pagamentos garantidos. Semelhante às apólices de seguros, em alguns períodos não serão realizadas restrições de carga, mesmo que os participantes sejam pagos para estarem de prevenção.

- *Demand Bidding/Buy Back*: Estes programas encorajam os grandes clientes a oferecerem reduções de carga a um preço ao qual estão dispostos a ser reduzidos, ou a identificarem quanta carga estariam dispostos a reduzir a preços afixados. Estes programas *Demand Bidding* fornecem um meio de obter uma resposta aos preços quando os preços começam a aumentar. Se as ofertas dos clientes forem mais baratas do que as ofertas de fornecimento alternativo, os pedidos de cortes de carga são enviados, e os clientes são obrigados a reduzir o seu consumo. Estes programas são atrativos para muitos clientes porque permitem que o cliente se mantenha em regimes de tarifas simples, mas recebem pagamentos pelas reduções de carga quando os preços no mercado são mais elevados.
- *Ancillary Service Markets (A/S)*: Os programas de serviços auxiliares permitem que os clientes apresentem propostas de redução de carga aos Operadores de Sistemas Independentes (ISO) como reservas operacionais. Se as suas ofertas forem aceites, recebem o preço de mercado por se comprometerem a estar em standby. Se os seus cortes de carga forem necessários, são chamados pelo ISSO, e podem ser retribuídos considerando o preço de eletricidade do mercado intradiário.

Para a participação no mercado de reserva, os clientes devem ser capazes de ajustar rapidamente a carga quando ocorre um evento de fiabilidade. A duração da resposta depende da natureza do evento, e do tipo de reserva a ser fornecida, mas normalmente é uma resposta fornecida em minutos, de forma a reduzir as horas de pico, ou pela reação oriunda aos sinais dos preços [66].

Segundo [67] a capacidade de geração elétrica é planeada de acordo com a procura nos casos extremos, ou picos de carga, que constitui apenas 5% do ano, 20% da capacidade instalada total da geração é utilizada apenas nos períodos de pico da procura, o fator de carga médio anual da capacidade total de geração instalada é de 55%, onde um baixo fator de carga significa menor eficiência, resultando em custos e emissões mais altos por unidade de eletricidade gerada. As FER diminuem as emissões, mas são imprevisíveis e geograficamente restritas, tornando-as pouco confiáveis já que diminuem a inércia, e por isso, é necessário manter as reservas (ou seja, as FER não podem substituir completamente as reservas).

No entanto, os programas de DR são uma ajuda económica para os clientes por conta dos incentivos recebidos e custos de eletricidade mais baixos, beneficiando de uma quantidade significativa na redução da fatura energética. Além disso, um método de precificação de DR bem-sucedido melhora significativamente a confiabilidade do sistema, reduzindo os impactos da volatilidade das FER, e, como mencionado anteriormente, permite a redução dos preços da eletricidade.

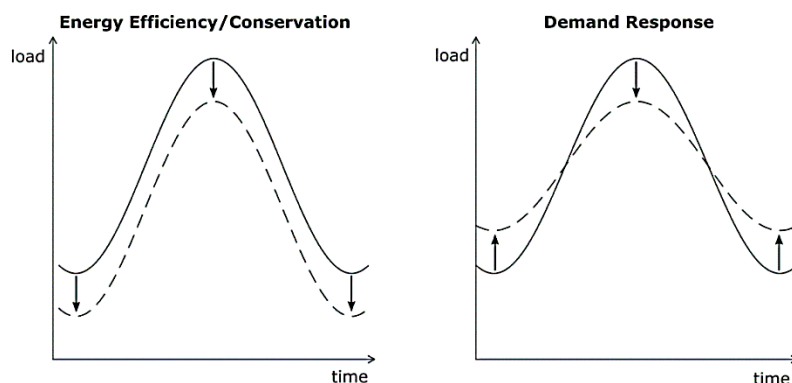


Figura 2.7. - Comparação entre duas abordagens DSM: eficiência/conservação de energia vs *Demand Response*.

2.7 Trabalhos Relacionados

Nesta secção são apresentados alguns trabalhos onde foram realizados estudos de casos relacionáveis, ou de semelhante tema, com o tema do presente trabalho de dissertação. O aumento do consumo de eletricidade ao nível residencial, e a variação de potência ao longo do dia, cria a necessidade de desenvolver novas estratégias de controlo, onde o estudo e futura implementação de modelos HEMS ao nível residencial, como também comercial ou industrial, possam ser também elementos de flexibilização do sistema e possibilitem a concretização do conceito de SG.

Em [67] foi proposto a implementação de um modelo HEMS com o objetivo de minimizar o custo do cliente em diferentes estratégias de DR, garantindo as restrições operacionais da bateria e as limitações dos aparelhos domésticos. De forma a alcançar este objetivo foram utilizados programas de *price-based* DR e *incentive-based* DR, modelados através da Programação Linear Inteira Mista (MILP). Segundo os autores, foi possível atingir uma redução de 40% nos custos finais de um consumidor que utilize os métodos acima referenciados.

Em [69] foram utilizados programas de DR, e uma modelação de um HEMS, baseados num quadro MILP. Porém, esta referência introduz os VE como uma oportunidade de armazenar energia, em vez do VE ser visto como mera carga do sistema, principalmente nos momentos em que a rede se encontra no pico da procura. Os conceitos da integração do VE se basearam V2H e V2G. Além disto, os autores consideram uma FER de pequena escala, um ESS e a troca de energia bidirecional, permitida através da medição da rede, e combinada para reduzir os custos de eletricidade, garantindo ainda o conforto do cliente final.

Apesar do estudo de aplicações sobre o controlo de dispositivos com termostatos inteligentes e HEMS serem realizados de forma independente, em [70] foi demonstrado que o estudo em conjunto das aplicações descritas, resulta no benéfico para a redução dos custos. O estudo realizado foi modelado considerando o MILP, com capacidade de executar a programação da carga com antecedência para redução dos custos, fornecendo a DR ideal, o autoconsumo fotovoltaico (PV), e o consumo ótimo. O HEMS considerou um fluxo de potência bidirecional entre a residência, ESS, EV, e a rede. Os resultados mostraram uma redução de custos de 53,2%, o que é significativo.

No entanto, o problema da gestão eficiente das cargas residências pode ser visto como um problema multiobjectivo, utilizando MILP, apresentado em [71], onde foi apresentado um modelo de auto programação para o HEMS, considerando uma nova formulação inserindo o índice de desconforto linear ou "*discomfort index*" (DI), o qual incorpora as preferências dos consumidores finais na operação diária dos eletrodomésticos.

O DI tem a capacidade de determinar as faixas horárias ideais para as operações dos eletrodomésticos, minimizando os custos. O estudo foi validado utilizando vários programas de DR baseados no preço, com diferentes cenários, e com a presença de ESS, mostrando resultados bastante interessantes. Em [72] foi apresentado um estudo semelhante aos anteriormente enunciados, no entanto, considerando um conceito de negociação coletiva, dentro de uma comunidade energética local. O modelo foi desenvolvido considerando um PBDR com o objetivo de encorajar os *prosumers* ativos, a comercializar a energia excedente, dentro de um mercado *pool* regulado. O HEMS foi modelado considerando um modelo MILP com o objetivo de minimizar o consumo global dos participantes. No trabalho foram mostrados dois cenários diferentes. O primeiro cenário mostra uma simulação independente do problema, e o segundo apresenta um modo de funcionamento integrado, de forma a ter em conta os impactos da coordenação entre diferentes utilizadores finais. Os resultados mostram que, numa operação independente, os custos de eletricidade reduziram 16,63% e, num caso integrado, a redução foi de 21,36%.

Com o objetivo de minimizar o custo final do consumo elétrico, considerando em simultâneo, a monetização da insatisfação dos consumidores finais nas mudanças dos perfis de consumo, em [73] foi apresentada uma comparação entre duas abordagens metodológicas diferentes - um modelo MILP e uma abordagem meta heurística baseada em *genetic algorithm*, (GA). Estas abordagens são incorporadas num HEMS, com o objetivo de otimizar a integração dos recursos energéticos sob tarifas dinâmicas, considerando ainda diferentes tipos de recursos do lado da procura, como cargas deslocáveis, interrompíveis e/ou controladas por termostato, geração e ESS local. A conclusão deste estudo mostra que o modelo MILP obteve resultados ótimos com um esforço computacional de 15 minutos, e o GA obteve um resultado próximo do ótimo com um esforço computacional de 1 minuto, evidenciando que modelos de GA podem ser uma abordagem de interesse para incorporação do HEMS.

Em [74] foi apresentado um HEMS seguindo um modelo estocástico que considera a disponibilidade do VE, a produção FER em pequena escala. Este modelo visa otimizar os custos de consumo, considerando diferentes programas de DR, e ao mesmo tempo, garantir o conforto e a satisfação do consumidor. O sistema HEMS estocástico desenvolvido permitiu reduzir drasticamente a fatura elétrica em 42%, permitindo a redução do consumo em 31% comparativamente ao valor obtido utilizando um modelo determinístico, demonstrando assim as potencialidades dos HEMS estocásticos. Os esquemas de energia comunitários, geralmente envolvem ativos de propriedade partilhada, como a microgeração partilhada através da implementação de painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas e/ou armazenamento compartilhado de baterias. Isto coloca a questão de como esses ativos devem ser controlados em tempo real e como as saídas de eletricidade desses ativos de propriedade conjunta devem ser partilhados de forma justa entre os membros heterogêneos da comunidade. Fundamentalmente, esse controle em tempo real e a partilha justa de eletricidade, também devem considerar as restrições técnicas da comunidade, como as características da rede local de BT, limites de tensão e potência nominal de cabos elétricos e transformadores.

A referência [75], projeta e analisa um algoritmo de controle de bateria baseado em heurística que considera a influência da degradação da vida útil da bateria e o aumento resultante no consumo local de energia renovável dentro das restrições operacionais locais da rede de BT. Os autores fornecem um modelo que primeiro estuda os benefícios tecno económicos de ativos de energia de propriedade da comunidade versus ativos de propriedade individual, considerando as restrições de rede/rede. Segundo o Departamento de Energia dos EUA, 80% do carregamento dos VEs é feito em casa, devido à conveniência, e ao baixo custo do carregamento residencial [76], o que pode causar um aumento substancial na procura de eletricidade ao nível residencial.

Em [77] foi apresentado o desenvolvimento de uma estrutura que modela e controla os carregadores residenciais dos VEs. O estudo de caso simulou uma comunidade com elevada integração de VEs, verificando a redução dos picos de procura, suavizando o perfil de carga, através do controlo dos carregamentos. Os resultados mostraram que a estratégia permitiu mitigar quase na totalidade o pico de carga dos VEs, reduzindo a necessidade da procura diária em 23%.

A Tabela 2.2 mostra um resumo relacionado com os trabalhos anteriormente referidos, e a proposta do presente trabalho de dissertação, face ao levantamento realizado. Em suma, os HEMS aplicados nos estudos mencionados, cumpriram com os objetivos propostos, sendo o objetivo principal, a redução dos custos da eletricidade. Isto reafirma que este tópico pode ser ainda estudado e implementado com sucesso ao nível residencial e ao nível comunitário, especialmente quando o HEMS combina a microgeração FER, ESS, VE e programas de DR.

Tabela 2.2. - Resumo dos trabalhos relacionados

Ref.	Foco	Função Objetivo	Otimizador	Dispositivos	Transação Energética	DR	Tipo Carga
[70]	Casa única	Min.Custos	MILP	ESS	Não	Sim	Variável
[71]	Casa única	Min.Custo Min.Desconforto utilizador	MILP	ESS, FER, VE	Sim	Sim	Variável
[72]	Comunidade de energia	Min.Custos	MILP	ESS, VE	Não	Sim	Fixa
[73]	Casa única	Min.Custo Min.Desconforto utilizador	MILP	ESS	Não	Sim	Variável
[74]	Casa única	Min.Custos	MILP	ESS, PV, VE	Sim	Sim	Fixa
[75]	Comunidade de energia	Min.Custo Min.Desconforto utilizador	MILP	ESS, FER, VE	Sim	Sim	Variável
Neste trabalho	Casa numa Comunidade de energia	Min.Custo Min.Desconforto utilizador	MILP	ESS, FER, VE, Eficiência	Sim	Sim	Variável

Min- Minimizar; MILP- Programação Linear Inteira Mista

Capítulo 3

Formulação Matemática

3.1 Função Objetivo

A função objetivo do modelo desenvolvido minimiza o valor diário a ser pago, pelo *prosumer*, de eletricidade. No caso da carga do *prosumer* sofrer uma deslocação para horários indesejados, por exemplo, horas em que a procura é máxima, e as tarifas a ser pagas têm um valor superior ao esperado, será considerada uma penalização de desconforto.

A redução dos custos implica uma mudança nos hábitos de consumo de eletricidade por parte do utilizador, [78]. A função objetivo pode ser descrita através da Equação 3.1, sendo composta por três termos diferentes.

$$\begin{aligned} Z = \sum_{\omega \in \Omega} \rho \omega \left(\sum_{t=1}^{NT} [\pi_t^{G2H} P_{\omega,t}^{G2H} \Delta t - \pi_t^{H2G} P_{\omega,t}^{H2G} \Delta t] \right) \\ + \sum_{\omega \in \Omega} \rho \omega \left(\sum_{i=1}^{NA} \sum_{t=1}^{NT} [STUP_{\vartheta\omega,i,t} C_i^{ST} + SHDN_{\omega,i,t} C_i^{SD}] \right) \\ - \sum_{i=1}^{NA} [C_i^{ST} + C_i^{SD}] + \sum_{\omega \in \Omega} \rho \omega \left(\sum_{i=1}^{NA} \sigma [DI_{\omega,i}^+ + DI_{\omega,i}^-] \right) \end{aligned} \quad (3.1)$$

O primeiro termo retrata o custo esperado das transações de eletricidade entre a rede e o HEMS. Nesta parcela foram considerados mecanismos de preços ToU. O segundo termo representa os custos associados ao arranque e respetiva paragem de cada eletrodoméstico, assumindo que após ligar um dispositivo, o mesmo permanece ligado durante um determinado período. Estes períodos encontram-se programados pelo HEMS pelo que, ao desativar dispositivos além do necessário, pode levar a custos de amortização desnecessários para o utilizador.

De forma a evitar eventos desnecessários de arranque e paragem, foram considerados valores elevados relativos ao custo de ligar e custo de desligar, designados por custo de ligar C_i^{ST} , e desligar C_i^{SD} , respetivamente. Por fim, o terceiro termo mostra os custos associados ao desconforto causado pela deslocação de carga para outros períodos horários. Este valor é tido em conta, quando uma carga é deslocada para períodos indesejados. Nesta parcela, σ representa o fator de penalização de desconforto. Esta penalização é aplicada quando a carga é deslocada para faixas de tempo não desejadas.

O modelo utilizado nesta dissertação, permite estimar a eletricidade líquida comprada à rede, com base na ToU, contudo, é necessário o conhecimento prévio do instante de tempo e respetiva duração do momento de aquisição de eletricidade à rede. Segundo a referência [79] e [80] é ainda possível, realizar uma avaliação da eletricidade vendida à rede. Neste modelo, a energia líquida comprada à rede é estimada com base na ToU.

3.2 Restrições de Programação do Sistema de Gestão de Energia Doméstica

Nesta secção, são especificadas as restrições de programação do HEMS. Estas restrições referem-se a limitações técnicas e económicas impostas pelo algoritmo desenvolvido neste trabalho. A Equação 3.2 mostra que, o total da carga deslocável em cada slot de tempo, $D_{\omega,t}^{Shift}$, está relacionado com a potência ativa nominal P_i , e o seu estado de operação, determinado pela variável binária $S_{\omega,t,t}$, cuja alusão gráfica pode ser observada na Figura 3.1.

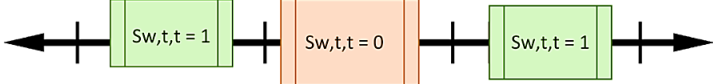
$$D_{\omega,t}^{Shift} = \sum_{i=1}^{NA} S_{\omega,i,t} P_i \quad (3.2)$$


Figura 3.1. - Exemplificação do intervalo de tempo onde existe a possibilidade de deslocação de cargas.

Normalmente, quando se opera com recursos de deslocamento de carga, considera-se que, o tempo autorizado para utilizar os vários eletrodomésticos, geralmente é maior que o tempo necessário para os usar. Desta forma, os estados de operação podem ser vistos como: $S_{\omega,t,t} = 0$ se a utilização estiver fora dos intervalos de tempo autorizados pelo *prosumer* e $S_{\omega,t,t} = 1$, no caso de a utilização dos aparelhos estar dentro dos intervalos de tempo autorizados. As restrições da variável binária são indicadas nas Equações 3.3 e 3.4.

$$S_{\omega,i,t} \leq \begin{cases} 0, & t < LB_{i,s} \\ 1, & LB_{i,s} < t < UB_{i,s} \\ 0, & t > UB_{i,s} \end{cases}, \quad S_{\omega,i,t} \in \{0,1\} \quad (3.3)$$

$$\sum_{t=1}^{NT} S_{\omega,i,t} = Ti \quad \forall i = 1, 2, \dots, NA \quad (3.4)$$

O lado direito da Equação 3.5 representa no caso de base, a variável B tem valor unitário durante os intervalos de tempo em que está ligado e valor nulo no caso contrário. Ainda, este é o horário de base e é com base neste período que é calculado o índice de desconforto para os utilizadores. De forma similar, a Equação 3.6 mostra a possibilidade de utilizar restrições semelhantes para calcular os custos referentes ao caso base. A principal diferença entre as duas restrições mencionadas anteriormente, é o fato da variável binária não ser utilizada no tempo autorizado, em vez disso, esta variável é igual a "1" durante o tempo de operação do dispositivo e "0" no restante do tempo.

$$B_{\omega,i,t} \leq \begin{cases} 0, & t < LB_{i,b} \\ 1, & LB_{i,b} < t < UB_{i,b} \\ 0, & t > UB_{i,b} \end{cases}, \quad B_{\omega,i,t} \in \{0,1\} \quad (3.5)$$

$$\sum_{t=1}^{NT} B_{\omega,i,t} = Ti \quad \forall i = 1, 2, \dots, NA \quad (3.6)$$

Como mencionado anteriormente, é aplicada uma penalização para evitar o arranque e a paragem desnecessária dos aparelhos. Isto é, apenas um arranque e uma paragem são permitidos, no caso de ser realizada outra ação de ligar/desligar, é aplicada uma penalização. É importante mencionar que, na prática, este horário não é real para eletrodomésticos como máquinas de lavar e secadores de cabelo. Com isto, as variáveis de arranque e paragem são determinadas como se mostra na Equação 3.7:

$$STUP_{\omega,i,t} - SHDN_{\omega,i,t} = S_{\omega,i,t} - S_{\omega,i,t-1}, \quad \forall t > 1 \quad (3.7)$$

O arranque e a paragem dos diferentes eletrodomésticos são representados pelas variáveis $STUP_{\omega,i,t}$ e $SHDN_{\omega,i,t}$, respetivamente. O custo de cada aparelho ligado pode ser calculado pela multiplicação dos custos, C_i^{ST} e C_i^{SD} , pelas suas variáveis correspondentes. Nas Equações 3.8 e 3.9, para um determinado dispositivo controlável, o índice de desconforto é responsável pelos intervalos de tempo para operações de carga deslocável. Assim, para o período de operação de base, o índice de desconforto é igual a zero, enquanto para a operação deslocada, uma das variáveis positivas seria diferente de zero. É importante notar que $DI_{\omega,i}^-$ e $DI_{\omega,i}^+$ são variáveis positivas, desta forma não há conflitos quando o lado direito da equação é inferior a zero.

$$DI_{\omega,i}^- \geq \frac{1}{Ti} \left[\sum_{t=1}^{NT} t \times B_{\omega,i,t} - \sum_{i=1}^{NT} t \times S_{\omega,i,t} \right] \quad (3.8)$$

$$DI_{\omega,i}^+ \geq \frac{1}{Ti} \left[\sum_{t=1}^{NT} t \times S_{\omega,i,t} - \sum_{i=1}^{NT} t \times B_{\omega,i,t} \right] \quad (3.9)$$

O HEMS deve realizar a melhor gestão referente ao agendamento do funcionamento dos eletrodomésticos de acordo com o tarifário ToU e dos requisitos exigidos pelo utilizador, com características de *prosumer*. De acordo com as necessidades do utilizador, o HEMS pode modificar a forma como as cargas controláveis são geridas e em simultâneo as despesas são minimizadas.

3.3 Transição de Energia e Restrições do Sistema de Armazenamento de Energia

Nesta secção são expostas e analisadas as limitações relativas à transação energética entre o *prosumer*, a rede e as restrições impostas pelo ESS. Na equação 3.10 é demonstrado o papel de ESS e da microgeração interna. O modelo analisado equilibra a potência para cada intervalo de tempo.

$$P_{\omega,t}^{G2H} + P_{\omega,t}^{FER} - P_{\omega,t}^{H2G} = D_{\omega,t}^{Fix} + D_{\omega,t}^{Shift} + \left[\sum_{j=1}^{NS} P_{\omega,j,t}^{Ch.} - \sum_{j=1}^{NS} P_{\omega,j,t}^{Disch.} \right] \Leftrightarrow \quad (3.10)$$

$$P_{\omega,t}^{FER} + \sum_{j=1}^{NS} P_{\omega,j,t}^{Disch.} = P_{\omega,t}^{H2G} + D_{\omega,t}^{Fix} + D_{\omega,t}^{Shift} + \sum_{j=1}^{NS} P_{\omega,j,t}^{Ch.}$$

No lado esquerdo da equação está presente a eletricidade comprada à rede pelo *prosumer* e a energia elétrica produzida pelas fontes de energia renovável para a rede elétrica. Em seguida, é subtraído o valor da eletricidade vendida pelo *prosumer* à rede. O lado direito da equação inclui a eletricidade exigida pelas cargas fixas e pelas cargas deslocáveis, a potência de carregamento para ESS e um sinal negativo referido à potência de descarga pelo ESS. Com o objetivo de organizar a equação, foram realizadas alterações de forma a todas as variáveis terem sinais positivos, facilitando futuros cálculos. É de notar que, a energia elétrica produzida pelas FER, $P_{\omega,t}^{FER}$, e a carga necessária para dar resposta à procura de cargas fixas e de cargas deslocáveis, representadas pelas variáveis, $D_{\omega,t}^{Fix}$ e $D_{\omega,t}^{Shift}$, respetivamente, são valores pré-determinados, enquanto, as restantes são variáveis do problema de auto-programação estocásticos.

As Equações 3.11 e 3.12 utilizam variáveis binárias para representar o estado de carga e descarga do ESS, representado pelas variáveis, $I_{\omega,j,t}^{Ch}$ e $I_{\omega,j,t}^{Disch}$, respetivamente. A restrição dos ESS relativamente ao modo de carga ou descarga num período específico, pode ser feita através da formulação presente na Equação 3.11, enquanto as Equações 3.13 – 3.16 estão associadas às limitações das operações diárias do ESS.

$$0 \leq I_{\omega,j,t}^{Ch} + I_{\omega,j,t}^{Disch} \leq 1 \quad (3.11)$$

A Equação 3.12 restringe a potência de carga do ESS, assim, quando o ESS opera em modo de carregamento, $I_{\omega,j,t}^{Ch} = 1$, ainda, a potência de carga tem de ser menor, ou igual, à potência máxima de carga. De forma similar, a Equação 3.13 garante que quando o ESS estiver em modo de descarga, $I_{\omega,j,t}^{Disch} = 1$, simultaneamente, a potência de descarga é menor ou igual à potência máxima de descarga.

$$P_{\omega,j,t}^{Ch} \leq I_{\omega,j,t}^{Ch} P_j^{Ch,max} \quad (3.12)$$

$$P_{\omega,j,t}^{Disch} \leq I_{\omega,j,t}^{Disch} P_j^{Disch,max} \quad (3.13)$$

Num ESS, a energia armazenada em um determinado momento é determinada pela energia armazenada no período anterior, bem como pelos resultados de todas as cargas e descargas ocorridas, de acordo com uma operação normalizada. A Equação 3.14 ilustra essa restrição bem como a eficiência de carga e descarga do ESS.

$$E_{\omega,j,t} = E_{\omega,j,t-1} + \eta_j^{Ch} P_{\omega,j,t}^{Ch} \Delta t - \frac{1}{\eta_j^{Disch}} P_{\omega,j,t}^{Disch} \Delta t \quad (3.14)$$

O modelo em questão assume que, após a conclusão do processo, o valor inicial da energia armazenada no ESS deve ser fixado. De acordo com a Equação 3.15, isso significa que a quantidade de energia armazenada durante o primeiro intervalo de tempo deve ser igual à quantidade armazenada durante o último.

$$E_{\omega,j,1} = E_{\omega,j,T} \quad (3.15)$$

O sistema é confinado por um limite mínimo e máximo de energia armazenada, e o valor de $E_{\omega,j,t}$ não pode ultrapassar esse limite, conforme a Equação 3.16, que afirma que a quantidade de energia armazenada no ESS é limitada.

$$E_j^{min} \leq E_{\omega,j,t} \leq E_j^{max} \quad (3.16)$$

A principal função do ESS, conforme é descrito em [76], é utilizar a eletricidade da rede e o sistema de microgeração da forma mais eficiente possível. Além disso, o armazenamento de energia oriunda da rede ou das FER enquanto os preços são baixos pode ser vantajoso, podendo fornecer a energia armazenada para a casa, durante o horário de pico, permitindo assim a redução dos custos com a aquisição de eletricidade nos momentos mais críticos.

Segundo [78], os HEMS são responsáveis manter os níveis de produção em cada local e horário da procura de eletricidade no mesmo período em todos os momentos. Assim, as tecnologias de ESS são utilizadas para transformar completamente o funcionamento da eletricidade, uma vez que, o nível de geração de eletricidade não necessita ser obrigatoriamente igual à procura em cada instante, permitindo assim aumentar a flexibilidade e reduzir os custos de produção de eletricidade. Neste trabalho o armazenamento de energia elétrica é realizado em momentos em que os preços são baixo, e é entregue à rede em momentos em que o preço de eletricidade é elevado, podendo assim armazenar o excesso da produção, e entregar o excedente armazenado em momentos de maior procura.

Capítulo 4

Estudos Numéricos e Resultados

4.1 Descrição do Caso de Estudo

Como descrito anteriormente, o modelo proposto neste capítulo é implementado utilizando linguagem *Python*, com o objetivo de investigar diferentes cenários, considerando equipamentos domésticos de grande eficiência, ou de baixa eficiência energética, considerando ainda diferentes índices de conforto, a utilização do HEMS, e produção oriunda de PVs, permitindo assim a analisar os diferentes parâmetros numa SH, podendo ainda realizar uma comparação económica mediante diversos cenários de utilização. Na Figura 4.1 é ilustrado uma representação do estudo de caso considerado, denotando todos os dispositivos de consumo, produção, gestão e de controlo para a rede.

Nos diversos cenários considerados, são introduzidos um conjunto de aparelhos domésticos com características controláveis (máquina de lavar roupa, máquina de secar roupa, um sistema de climatização HVACs e um cilindro elétrico de aquecimento de águas sanitárias), um conjunto de painéis PV, e carregador de um VE. De forma a conseguir obter melhores resultados, o estudo dos cenários difere em alguns pontos, nomeadamente:

- Nível de eficiência dos eletrodomésticos (alta eficiência ou baixa eficiência);
- Horário dos utilizadores (matinal ou noturno);
- Existência de geração PV;
- Compensação entre o nível de conforto e a poupança do valor a ser pago pelo consumidor final (*Trade-off*).

Ainda neste modelo, a casa encontra-se equipada com seis painéis fotovoltaicos, cada painel tem uma capacidade de pico de 0,395kW de pico. Por exemplo, em [81] foi mostrado uma análise gráfica da potência de saída teórica máxima com base na estimativa da irradiância solar e nas eficiências médias.

Na Figura 4.2 o estudo recorreu a quatro semanas de teste, representando as quatro estações do ano (em cima). Para cada semana de teste foram criados gráficos ampliados da potência AC de saída registada (sem média), gráficos com média de 3 h da potência AC de saída registada (sincronizada com os dados GFS) e gráficos de potência de saída máxima teórica com base na estimativa da irradiância solar e eficiências médias (em baixo). Relativamente ao perfil solar utilizado, foram considerados os 10 cenários mais significativos com uma probabilidade de acontecimento de 10% cada. A Figura 4.2 mostra a produção de energia fotovoltaica para cenários diferentes ao longo do dia [82], [83]. Para clarificar, este modelo estuda quarenta e oito intervalos de tempo diferentes, isto é, os dados são avaliados diariamente em períodos de trinta minutos.

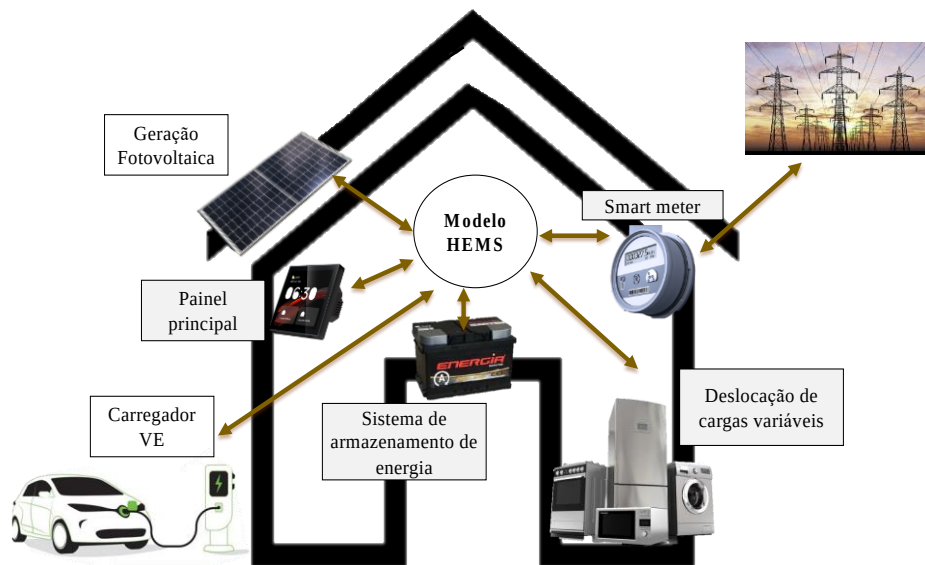


Figura 4.1. - Arquitetura do HEMS utilizado no modelo deste projeto.

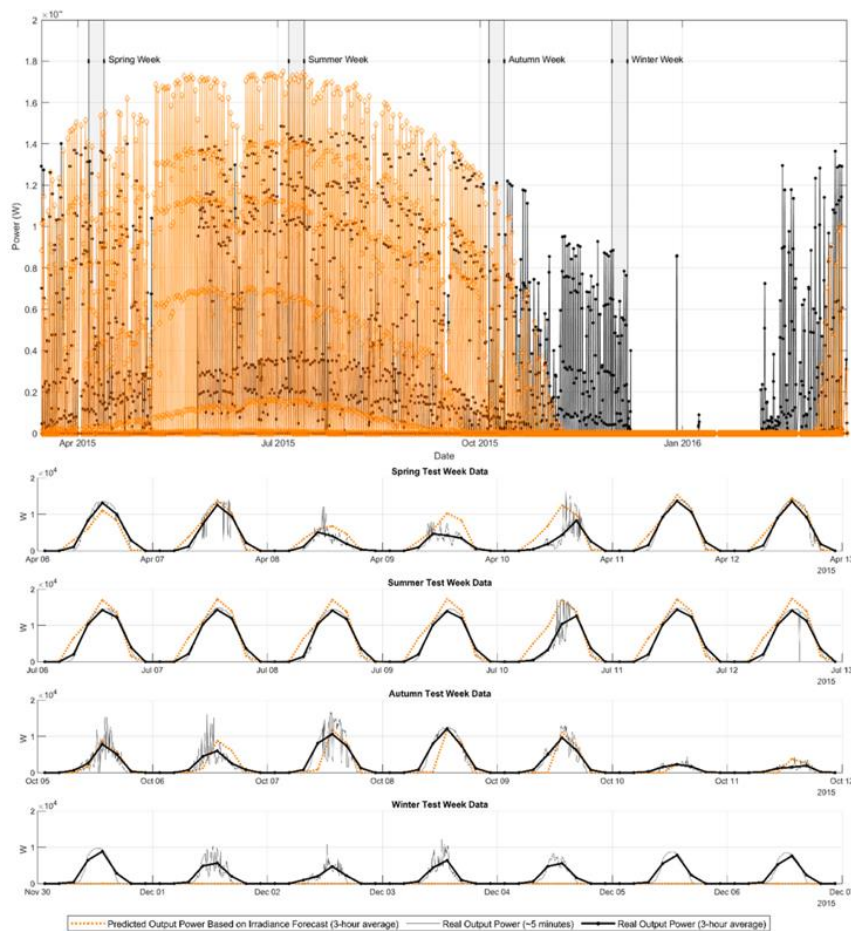


Figura 4.2. - Exemplo de geração de energia solar e extração de cenários previstos ao longo de um ano [82].

A eficiência dos aparelhos utilizados na rotina dos habitantes é um ponto de elevada importância para o estudo deste projeto. Isto porque, os consumidores podem optar por investir num eletrodoméstico mais caro, porém com uma eficiência mais elevada que consuma menos eletricidade e consequentemente o custo total diário seja menor, ou pelo contrário, podem optar pela compra de eletrodomésticos com um custo menor, mas com uma eficiência baixa que irá levar a um custo superior, em comparação com um aparelho de alta eficiência. Por outras palavras, quanto mais eficiente for o eletrodoméstico, menor será o seu consumo e consequentemente, o custo total diário de eletricidade. Assim, apesar de um aparelho ser mais caro, o valor de consumo de energia será mais baixo comparativamente a um eletrodoméstico com menor custo.

De forma a demonstrar com valores reais o consumo de eletricidade dos aparelhos e o valor pago por cada eletrodoméstico, realizei um levantamento de duas opções disponíveis no mercado português, que podem ser consultadas no Anexo 1. A Tabela 4.1 resume o valor a ser pago pelos aparelhos, considerando o seu tipo de eficiência, mostrando ainda o valor total a ser pago pelo habitante. É de notar que os carregadores de VE, assim como HVAC não constam nesta tabela, uma vez que o seu valor permanece constante, não interferindo no resultado.

O Capítulo 3, mostra que os eletrodomésticos podem ser vistos como cargas deslocáveis, isto significa, que conforme a rotina dos utilizadores, as cargas podem ser ligadas em diferentes alturas do dia, proporcionando um maior conforto aos utilizadores. Relembrando o que foi abordado, o HEMS está dependente das variáveis $LB_{i,s}$, $UB_{i,b}$, as quais são determinadas pelos ocupantes e pelas suas rotinas diárias. Assim, o horário vai ter um significado importante nos resultados aportados pelo HEMS, mesmo se todos os outros fatores se mantivessem constantes.

A geração PV local permite uma maior flexibilidade na deslocação das cargas. Sem geração local há menos flexibilidade na deslocação. Desta forma, é importante considerar a geração PV como um parâmetro a ser estudado. A função objetivo tem dois termos principais, sendo um deles o custo total do valor a ser pago pela eletricidade consumida e o outro termo é o índice de desconforto.

Por outras palavras, a otimização proposta neste modelo procura uma solução entre o horário ideal, tendo em consideração as necessidades do ocupante e a necessidades técnicas dos eletrodomésticos a serem utilizados pelo mesmo. Assim, é possível utilizar um fator numérico α para terminar a relevância de cada termo. Quando α é zero, consideramos o custo mínimo independentemente do nível de desconforto, por outro lado, quando o α é alto, o HEMS encontra a melhor zona de conforto para os utilizadores da casa primeiro, e se existir mais do que uma opção, escolhe a opção com menor custo, sendo a sua prioridade o nível de conforto dos utilizadores. Essa compensação é o parâmetro final que se tentará analisar neste trabalho.

Tabela 4.1. - Custo individual de cada aparelho considerado o valor total e a classificação da eficiência utilizada

Eficiência	Eletrodoméstico	Custo	Custo total
Baixa	Máquina de lavar roupa	279,00 €	1 265,00 €
	Máquina de secar roupa	249,00 €	
	Máquina de lavar louça	419,00 €	
	Cilindro elétrico	159,00 €	
Alta	Máquina de lavar roupa	516,00 €	6 483,00 €
	Máquina de secar roupa	1 199,00 €	
	Máquina de lavar louça	770,00 €	
	Cilindro elétrico	1 999,00 €	

Os quatro parâmetros atrás identificados têm uma importância significativa, e desta forma neste capítulo serão demonstradas duas coisas, sendo a primeira a validação do código em *Python* implementado, usando um estudo de caso base, depois os quatro fatores descritos serão alternados em diferentes casos, permitindo assim realizar uma análise paramétrica para determinar o nível de efeito de cada um parâmetro. A título de maior elucidação, a Tabela 4.2 mostra todos os cenários criados a partir da consideração da eficiência dos aparelhos, dos horários dos utilizados da casa, existência e valor do ESS ($\alpha = 250$; $\alpha = 0$) e pela presença de geração fotovoltaica:

Neste estudo de caso, considera-se que a habitação está equipada com um ESS com capacidade máxima de 2,5 kW e uma energia mínima de 500 Wh, conforme indicado na Tabela 4.3. O ESS tem uma eficiência de carga de 90% e uma eficiência de descarga de 85%, sendo de referir que a potência máxima de carga e descarga é igual a 2,5 kW. O principal objetivo do ESS passa por armazenar a energia comprada nas horas de vazio, ou o excedente da energia produzida pelo PV, para depois a utilizar nas horas de ponta, e se necessário, vender à rede. O modelo implementado utiliza as tarifas descritas na Figura 4.3, obtidas a partir de [84]. Na Figura 4.4 mostra os 10 cenários de produção fotovoltaica considerados no estudo realizado.

Tabela 4.2. - Descrição dos diferentes cenários considerados no modelo

Eficiência	Horário	Habilitação do Índice de Desconforto	Existência de PV
Alta	Matinal	Sem HEMS	Sim
Alta	Matinal	0	Sim
Alta	Matinal	250	Sim
Alta	Matinal	Sem HEMS	Não
Alta	Matinal	0	Não
Alta	Matinal	250	Não
Alta	Noturno	Sem HEMS	Sim
Alta	Noturno	0	Sim
Alta	Noturno	250	Sim
Alta	Noturno	Sem HEMS	Não
Alta	Noturno	0	Não
Alta	Noturno	250	Não
Baixa	Matinal	Sem HEMS	Sim
Baixa	Matinal	0	Sim
Baixa	Matinal	250	Sim
Baixa	Matinal	Sem HEMS	Não
Baixa	Matinal	0	Não
Baixa	Matinal	250	Não
Baixa	Noturno	Sem HEMS	Sim
Baixa	Noturno	0	Sim
Baixa	Noturno	250	Sim
Baixa	Noturno	Sem HEMS	Não
Baixa	Noturno	0	Não
Baixa	Noturno	250	Não

Tabela 4.3. - Parâmetros Técnicos do ESS

E_0	E_{49}	Pot. Max Carga	Pot. Max Descarga	Efic. Carga	Efic. Descarga	E_{max}	E_{min}
0,5 Wh	0,5 Wh	2,5 kW	2,5 kW	0,9	0,85	4 kWh	1 kWh

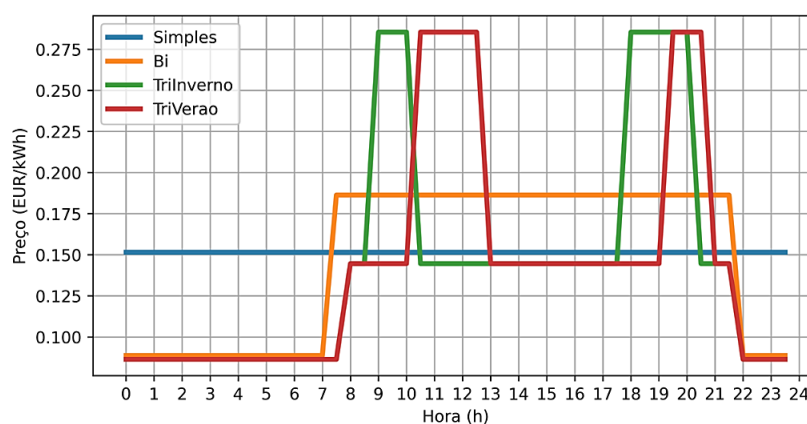


Figura 4.3. - Tarifas diárias de referência segundo EDP, mês de maio 2023, para programas de DR de tempo de utilização e de preços em tempo real, adaptados de [84].

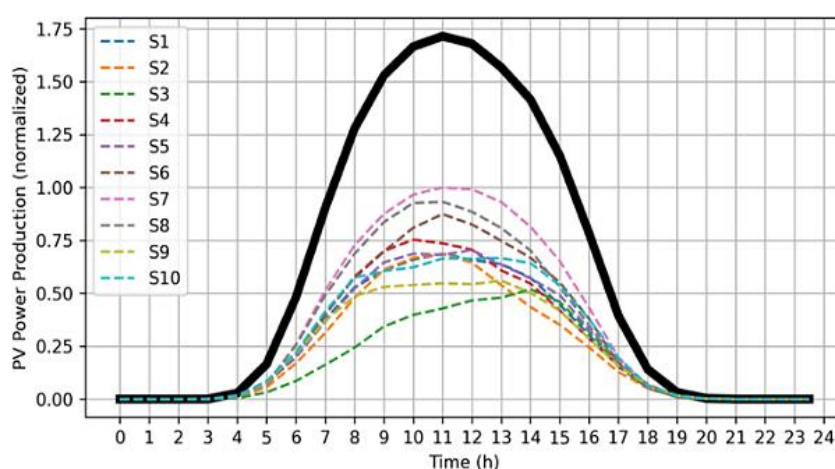


Figura 4.4 – Perfis de geração fotovoltaica normalizados para o considerado no sistema em estudo.

4.2 Análise de Resultados: Caso do Horário Manhã

4.2.1 Caso Manhã, Baixa Eficiência

O caso base presente neste estudo considera uma família que sai habitualmente para trabalhar às 08:00h da manhã e regressa a casa por volta das 14:00h. Desta forma, os intervalos de tempo foram feitos a pensar nas necessidades dos ocupantes. Ainda, neste caso foram considerados eletrodomésticos com baixa eficiência, isto é, o seu preço de aquisição é baixo, contudo, e os respetivos consumos serão mais elevados. A Tabela 4.4 descreve o resumo dos custos de aquisição. A Tabela 4.5 descreve sumariamente o agendamento das cargas consideradas.

Partindo da ideia de que a família está ausente no horário da manhã, a máquina de lavar a roupa apenas deverá ser ligada de tarde, desta forma, o limite preferido será entre as 15:00h e 18:00h, contudo existe a possibilidade de algum membro da família regressar mais cedo a casa, desta forma, o limite aceitável foi alargado para um período entre as 8:00h e as 18:00h. A máquina de secar a roupa apenas deve ser ligada quando a lavagem da roupa estiver concluída, assim, esta atividade terá início, meia hora após o limite inferior de tempo da máquina de lavar roupa (18h30m). O período aceitável da máquina de secar, foi considerado até às 22:30h, na eventualidade de surgirem atrasos, ou de tarefas que a família necessite de priorizar.

Tabela 4.4. - Custo de cada aparelho de baixa eficiência utilizado na habitação e o respetivo custo total

Eletrrodoméstico	Custo	Custo total
Máquina de lavar roupa	279,00 €	1 265,00 €
Máquina de secar roupa	249,00 €	
Máquina de lavar louça	419,00 €	
Cilindro elétrico	159,00 €	

Tabela 4.5. - Resumo da potência, duração, e preferências introduzidos no HEMS, no horário matinal

Eletrrodomésticos	Potência (kW)	Duração	Limite preferido		Limite aceitável	
			Base_S	Base_I	Valid_S	Valid_I
Máquina lavar roupa	0,8	6h	15	18	8	18
Máquina secar roupa	4	2h	18,5	19,5	18,5	22,5
Máquina lavar Louça	2	4h	9	11	9	18
Aquecimento água	3,5	4h	4	6	0	6
			16	18	9	18
Carregador VE	7,5	6h	18	21	18	24
			4	7	0	8
HVAC	2	4h	6	8	0	8
			18	20	15	20
			22	24	20	24

O período preferido para a máquina de lavar a loiça foi elaborado segundo a ideia de que a família acumula a louça das refeições noturnas e coloca a lavar de manhã, antes de sair de casa, assim o horário preferido será entre as 9:00h e 11:00h, contudo o período aceitável estende-se entre as 9:00h e 18:00h, considerando a hipótese de a loiça ser colocada a lavar após o almoço.

Relativamente ao aquecimento das águas sanitárias foram considerados dois períodos de aquecimento prioritários, um banho matinal, antes dos utilizadores saírem de casa, e um banho após a família regressar a casa. O aquecimento da água necessita de 4h de antecedência para conseguir gerar água quente suficiente para todos os utilizadores.

Ao se considerar que o banho matinal se realiza entre as 8:00h e 10:00h da manhã, então o cilindro de aquecimento deverá funcionar no limite preferido é entre as 4:00h e as 6:00h da manhã. O período aceitável estende-se para o aquecimento iniciar à meia-noite, pelo que existe a possibilidade de os utilizadores poderem tomar banho a partir das 4:00h da manhã. Para o banho noturno foi considerado um horário preferido entre as 20:00h e 22:00h, pelo que o aquecimento se deve iniciar entre as 16:00h e 18:00h respetivamente, contudo, o período aceitável estende-se entre as 13:00h e 2:00h, dando a possibilidade de qualquer utilizador da casa tomar banho após a sua chegada.

Para o carregamento do VE foi considerado em dois períodos distintos, sendo o primeiro relativo ao carregamento ao fim da tarde, quando a família chega do trabalho, e o segundo durante a madrugada, antes dos utilizadores saírem de casa.

4.2.1.1 Caso horário matinal, baixa eficiência, sem HEMS

Nesta secção é considerado o horário matinal e baixa eficiência para todos os eletrrodomésticos. O custo total de todos os eletrrodomésticos, considerando que todos eles têm a menor eficiência possível no ato da compra, foi de 1265,00 €. A Tabela 4.4 permite uma consulta individual do custo de investimento em cada aparelho.

Os períodos de utilização dos dispositivos podem ser consultados a partir da Tabela 4.5, onde mostra a duração da sua utilização, seguida do período preferido pelos ocupantes e na última coluna, o período que é possível ativar os eletrodomésticos. Neste cenário, considera-se a presença de geração PV, contudo, é considerado a ausência de HEMS, o que resulta num custo diário de 17,71€, com um índice de desconforto nulo.

4.2.1.2 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$

Assim como no caso anterior, neste cenário são utilizados equipamentos de baixa eficiência e considera-se geração PV. Contrariamente ao cenário anterior onde não é tido em conta um HEMS, neste caso existe a presença de HEMS com $\alpha = 0$.

Como mencionado anteriormente, quando se considera $\alpha = 0$ a função objetivo procura o custo mínimo de eletricidade a pagar pelo utilizador, independentemente do seu desconforto. Através dos resultados obtidos, é possível verificar que, o custo de eletricidade baixou para 12,90€, contudo o índice de desconforto aumentou para 42,0. É possível observar graficamente os resultados obtidos através das Figuras 4.5 – 4.7, onde se ilustra a procura de carga entre o sistema base e o em estudo, a injeção de energia na rede e o nível de energia na bateria, respetivamente.

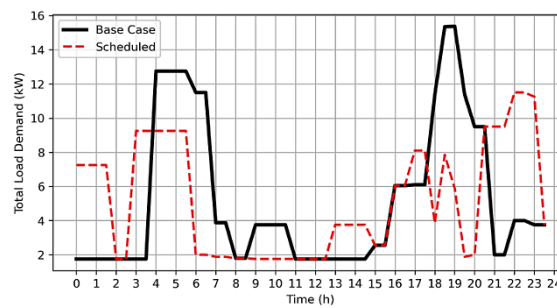


Figura 4.5. - Procura total de carga no caso de base sem o HEMS (preto) e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado) no horário matinal, baixa eficiência com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

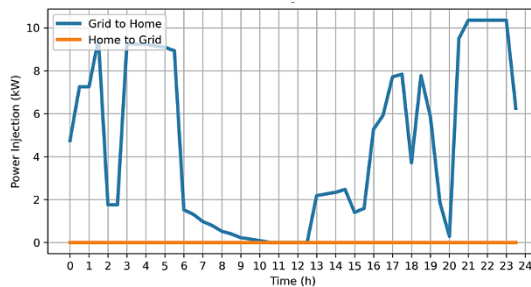


Figura 4.6. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

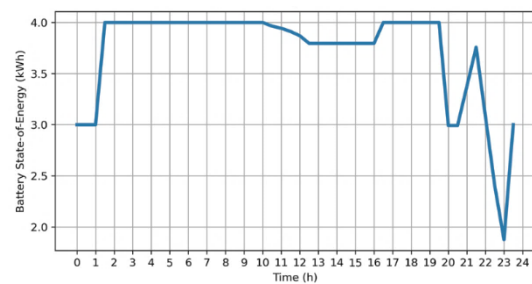


Figura 4.7. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, baixa eficiência, sem HEMS, $\alpha = 0$, com PV, no horário matinal, baixa eficiência com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

4.2.1.3 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$

Este cenário tem em consideração as mesmas características que o caso anterior descrito na subsecção 4.2.1.2, contudo difere no valor atribuído a α . Quando o valor de α é alto, o HEMS tem como prioridade a procura da melhor zona de conforto para os utilizadores. No caso de existir mais de uma opção, o HEMS recorre à opção com menor custo, porém a sua prioridade é nível de conforto dos consumidores.

Observando os resultados, foi possível verificar que o custo aumentou 1,68 € relativamente ao caso em que $\alpha = 0$, passando de 12,90€ para 14,58€. Contudo, o índice de desconforto apresenta uma redução acentuada de 42,0 para 8,0.

4.2.1.4 Caso horário matinal, baixa eficiência, sem HEMS, sem PV

Nos três casos seguintes, não foi considerada a geração PV, no entanto, foram mantidas as características semelhantes aos casos anteriores, relativamente à baixa eficiência dos eletrodomésticos, ao período de funcionamento dos mesmos e o custo inicial, presente na Tabela 4.4.

Neste cenário é ainda considerada a ausência de HEMS. Os resultados obtidos mostram um índice de desconforto nulo, e o valor de custo diário de eletricidade 17,71€, semelhante ao custo diário no cenário 4.2.1.1, onde igual a este caso, se considera a ausência de EMS, porém está a geração PV.

4.2.1.5 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV

Semelhante ao caso descrito na subsecção 4.2.1.2, porém não foi considerada a geração PV. A ausência de geração através da FER, leva a um aumento no custo diário de eletricidade de 12,90€ para 15,31€. Assim como o custo, o índice de desconforto também apresenta um aumento de 14 unidades, passando de 42,0 para 56,0.

Através da análise dos resultados encontrados, foi possível verificar que, mesmo não tendo como prioridade o conforto dos utilizadores, o índice de desconforto e o custo diário de eletricidade aumenta com a remoção da geração PV. Assim, é possível verificar que a produção de energia através de PV, numa casa inteligente, mostra benefícios económicos e de conforto para os ocupantes.

4.2.1.6 Caso horário matinal, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV

Este cenário tem em consideração as mesmas características que o caso descrito na subsecção 4.2.1.5, contudo difere no valor atribuído a α . O aumento de α leva a que seja considerado como prioridade o conforto dos utilizadores, desta forma, o índice de desconforto diminui para 12,0 unidades, em comparação com o caso anterior, todavia o custo de eletricidade a pagar aumenta para 17,04€.

4.2.2 Caso Manhã, Alta Eficiência

O caso base considerado nesta secção considera, informação e procedimento semelhante ao caso analisado na secção 4.2.1, isto é, uma família que sai habitualmente para trabalhar às 08:00h da manhã e regressa a casa por volta das 14h. Contudo, neste caso foram considerados eletrodomésticos com alta eficiência, isto é, o preço de aquisição dos equipamentos é superior em relação ao estudo anterior, porém, a eficiência energética também é superior aos equipamentos considerados na análise anterior.

Na Tabela 4.6 se apresenta o custo de aquisição dos equipamentos cujas cagas se denominam como sendo controláveis, enquanto, tal como na secção 4.2.1, a Tabela 4.5 mostra a informação inserida no HEMS para controlar a utilização do equipamento, considerando as condições no presente caso de estudo.

Tabela 4.6: Custo de cada aparelho de alta eficiência utilizado na habitação e o respetivo custo total

Eletrodoméstico	Custo	Custo total
Máquina de lavar roupa	516,00 €	6 483,00 €
Máquina de secar roupa	1 199,00 €	
Máquina de lavar louça	770,00 €	
Cilindro elétrico	1 999,00 €	

4.2.2.1 Caso horário matinal, alta eficiência, sem HEMS

Os períodos de utilização dos dispositivos podem ser consultados a partir da Tabela 4.5, onde mostra a duração da sua utilização, seguida do período preferido pelos utilizadores e na última coluna, o período que é possível ativar os eletrodomésticos. Neste cenário, considera-se a presença da geração PV, contudo, é considerado a ausência de HEMS, o que resulta num custo diário de 17,71€ e num índice de desconforto nulo. É possível verificar que a ausência de HEMS resulta num valor semelhante ao valor obtido para o cenário homólogo, considerando equipamentos de baixa eficiência. Desta forma, se a casa não estiver equipada com um HEMS, o investimento em aparelhos de alta eficiência não é justificável.

4.2.2.2 Caso horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$

Este cenário utiliza aparelhos de alta eficiência e considera-se geração PV. Contrariamente ao cenário anterior descrito na subseção 4.2.2.1, neste caso existe a presença de HEMS com $\alpha = 0$. Considerando os resultados obtidos é possível verificar que, o custo de eletricidade baixou para 11,01€, contudo o índice de desconforto aumento para 42,0. Comparando os resultados obtidos neste caso, com o cenário homólogo onde são utilizados equipamentos de baixa eficiência (subseção 4.2.1.2), podemos verificar que apesar do índice de desconforto ser constante, existe uma redução no custo diário de eletricidade de 1,89€.

Em relação ao caso anterior (subseção 4.2.2.1), a presença de HEMS reduz consideravelmente o custo diário de eletricidade, diminuindo até 6,70€ este valor. As Figuras 4.8 – 4.10 ilustram, respetivamente a procura de carga entre o sistema base e o sistema em estudo, a injeção de energia na rede, e o nível de energia na bateria.

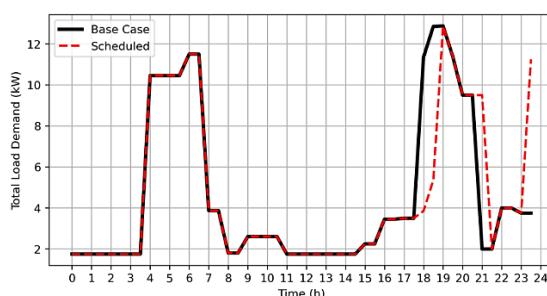


Figura 4.8. - Procura total de carga no caso de base, sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=0$, com PV.

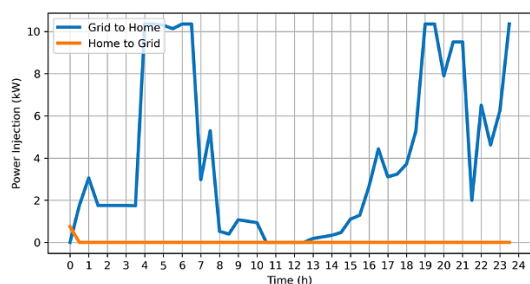


Figura 4.9. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário matinal, alta eficiência com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

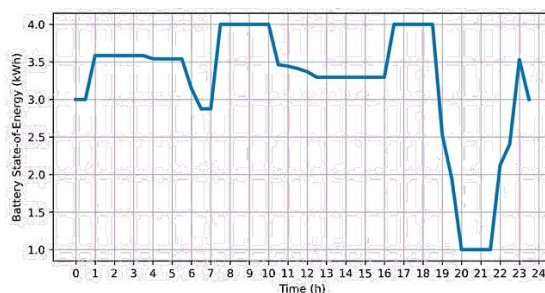


Figura 4.10. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

4.2.2.3 Caso horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$

Este cenário tem em consideração as mesmas características que o caso anterior (subseção 4.2.2.2), tendo o valor atribuído α aumentado para 250 unidades. Observando os resultados, é possível verificar que relativamente ao caso em que $\alpha = 0$ (cenário da subseção 4.2.2.2), o custo diário de eletricidade aumentou 4,73€, porém o índice de desconforto teve uma queda acentuada de 42,0 para 4,0.

Analisando a eficiência dos eletrodomésticos, podemos comparar este caso com o caso apresentado na subseção 4.2.1.2, onde é apresentado o cenário homologo, diferindo na baixa eficiência dos aparelhos. Os resultados desta comparação mostram um custo diário inferior, contudo, o índice de desconforto apresenta o dobro do valor, sendo que, de uma perspectiva de conforto para o consumidor, o investimento em eletrodomésticos mais caros, mostra-se uma boa opção. Na Tabela 4.7 é possível verificar o sumário das comparações abordadas nesta secção.

Tabela 4.7. - Comparação do custo diário e índice de desconforto de casos considerando geração PV

Caso	Custo diário (€)	Índice de desconforto
Subseção 4.2.1.2	14,58	8,00
Subseção 4.2.2.2	12,90	42,00
Subseção 4.2.2.3	15,74	4,00

4.2.2.4 Caso horário matinal, alta eficiência, sem HEMS, sem PV

Nos três casos seguintes não foi considerada a geração PV, mantendo-se as características semelhantes aos casos anteriores. Neste cenário em concreto é ainda considerada a ausência de HEMS. Os resultados obtidos mostram um índice de desconforto nulo, e o valor do custo diário de eletricidade fixou-se nos 17,71€, sendo um valor semelhante aos casos anteriores, onde não existe HEMS.

4.2.2.5 Caso horário matinal, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 0$, sem PV

Este caso segue as mesmas características que o caso apresentado na subseção 4.2.2.2, porém não foi considerada a geração PV. A ausência de geração através de FER, leva a um aumento no custo diário de eletricidade de 11,01€ para 13,42€. Assim, como o custo, o índice de desconforto também apresenta um aumento de 2 unidades, passando de 44,0 para 46,0 unidades.

Através da análise dos resultados obtidos, foi verificar que, mesmo não tendo como prioridade o conforto dos utilizadores, o índice de desconforto e o custo diário de eletricidade aumenta com a remoção da geração PV. Assim, é possível verificar que a produção de eletricidade através de PV, numa casa inteligente, mostra benefícios económicos e de conforto para os utilizadores.

4.2.2.6 Caso horário matinal, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 250$, sem PV

Este cenário tem em consideração as mesmas características que o caso homologo (subseção 4.2.2.5), contudo difere no valor atribuído a α . O aumento de α leva a que seja considerado como prioridade o conforto dos utilizadores, desta forma, o índice de desconforto diminui para 4,0 unidades, em comparação com o caso anterior, contudo o custo de eletricidade a pagar aumenta para 15,14€. Graficamente, os resultados podem ser consultados nas Figuras 4.11 – 4.13, onde respetivamente se observa a procura de carga, a energia transacionada com a rede, e o nível de energia do ESS.

4.3 Análise de Resultados: Caso Horário Noturno

4.3.1 Caso Horário Noturno, Baixa Eficiência

O caso base presente nesta secção considera um utilizador que sai habitualmente para trabalhar às 15:00h e regressa a casa por volta das 20:00h. Desta forma, os intervalos de tempo foram feitos a pensar na necessidade do utilizador. Ainda, neste caso foram considerados eletrodomésticos com baixa eficiência, isto é, o preço de aquisição do equipamento doméstico é baixo, contudo, o consumo energético será mais elevado, reflexo da eficiência energética baixa.

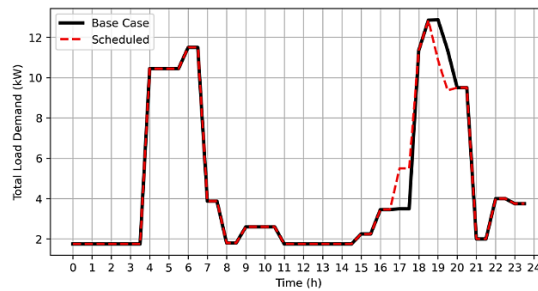


Figura 4.11. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV.

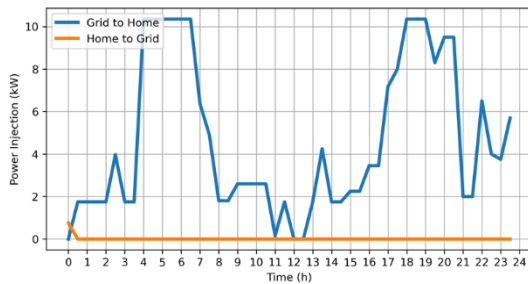


Figura 4.12. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário matinal, alta eficiência com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV.

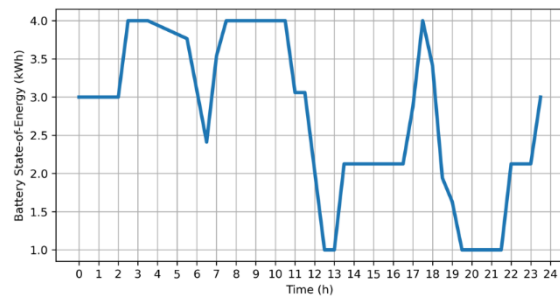


Figura 4.13. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV.

Partindo da ideia de que o utilizador está ausente no horário da tarde, a máquina de lavar a roupa apenas deverá ser ligada no período da noite, desta forma, o limite preferido será entre as 20:00h e 23:00h, contudo existe a possibilidade de o ocupante regressar mais cedo a casa, e desta forma, o limite aceitável foi alargado para um período entre as 19:00h e as 24:00h. A máquina de secar a roupa apenas deve ser ligada quando a lavagem da roupa estiver concluída, assim, esta atividade terá início, meia hora após o limite inferior de tempo da máquina de lavar roupa, isto é, após a meia-noite, 00:30h. O período aceitável da máquina de secar, foi considerado até às 00:30h, e as 11:00h, na eventualidade de o utilizador preferir colocar a roupa a secar no dia seguinte após a sua lavagem.

O período preferido para a máquina de lavar a loiça foi elaborado segundo a ideia de que o utilizador lava a louça após as refeições, assim o horário preferido será entre as 20:30h e as 22:30h, contudo o período aceitável estende-se entre as 19:00h e 24:00h, considerando a hipótese de que a máquina possa ser ligada antes e depois de jantar.

Relativamente ao aquecimento das águas sanitárias foram considerados dois períodos prioritários, um banho matinal, antes do utilizador sair de casa, e um banho após o utilizador regressar a casa. Tal como no caso matinal, o aquecimento da água necessita de 4h de antecedência para conseguir gerar água quente suficiente.

Considerando o primeiro banho que o utilizador toma, o período preferido é entre as 13:00h e 15:00h, pelo que o aquecimento se deve iniciar entre as 09:00h e 12:00h respetivamente, contudo, o período aceitável estende-se para 8:00h e 16:00h, dando a possibilidade de o utilizador acordar mais cedo e ter a oportunidade de tomar banho mais cedo, ou no limite inferior, se este se atrasar e entrar mais tarde, ter a possibilidade de utilizar a água após a hora estipulada. O segundo banho considerado um horário preferido entre as 23:00h e 01:00h, pelo que o aquecimento se deve iniciar entre as 19:00h e 21:00h respetivamente, contudo, o período aceitável estende-se para 19:00h e 00:00h, dando a possibilidade de o utilizador tomar banho após a hora prevista.

O carregamento de VE foi considerado em dois períodos, sendo o primeiro período relativo ao carregamento quando o utilizador chega do trabalho, e o segundo período durante a madrugada, antes do utilizador sair de casa. O caso presente nesta secção, com semelhanças ao caso analisado na secção 4.2, considera um ocupante que sai habitualmente para trabalhar às 15:00h e regressa a casa por volta das 20:00h. A Tabela 4.8 mostra a informação contida no HEMS.

4.3.1.1 Caso horário noturno, baixa eficiência, sem HEMS

Nesta secção é considerado o horário noturno e baixa eficiência para todos os eletrodomésticos. O custo total de todos os eletrodomésticos, considerando que todos eles têm a menor eficiência possível no ato da compra, foi de 1265,00 €. Tal como no horário matinal, a Tabela 4.4 permite uma consulta individual do custo de investimento em cada aparelho.

Os períodos de utilização dos dispositivos podem ser consultados a partir da Tabela 4.8, onde mostra a duração da sua utilização, seguida do período preferido pelos utilizadores e na última coluna, o período que é possível ativar os eletrodomésticos. Ainda neste cenário, considera-se a presença de geração PV, contudo, é considerado a ausência de HEMS, o que resulta num custo diário de 20,41€ e num índice de desconforto nulo.

Comparando os resultados obtidos com os resultados obtidos no horário matinal (casos das subsecção 4.2.1.1 e subsecção 4.2.2.1, respetivamente) podemos ver que o índice de desconforto se mantém constante, contudo, considerando os períodos de utilização dos aparelhos que constam na Tabela 4.8, verifica-se um aumento relativo ao custo diário de eletricidade.

4.3.1.2 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$

Este cenário utiliza aparelhos de baixa eficiência e considera-se geração PV. Contrariamente ao cenário anterior (subsecção 4.3.1.1), neste caso existe a presença de HEMS, com $\alpha = 0$. Através dos resultados obtidos é possível verificar que, o custo de eletricidade baixou para 13,03€, contudo o índice de desconforto aumentou para 50,0. Comparando os resultados obtidos neste caso, com o cenário onde são utilizados períodos de utilização matinais, descritos nas subsecções anteriores, considerando a mesma eficiência nos aparelhos (subsecção 4.2.1.2), podemos verificar que modificando a rotina diária dos utilizadores, o custo aumentou em 0,13€ e o índice de desconforto aumenta de 42,0 para 50,0 unidades.

Ainda em comparação com o caso anterior (subsecção 4.3.1.1), a presença de HEMS reduz consideravelmente o custo diário de eletricidade, diminuindo até 7,38€ este valor. Os resultados obtidos podem ser graficamente analisados através das Figuras 4.14 – 4.16, onde se ilustra, respetivamente, o comportamento da procura de energia agendada, as transações com a rede, e ainda o estado de energia do ESS.

Tabela 4.8. - Resumo da potência, duração, e preferências introduzidos no HEMS, no horário noturno

Eletrodomésticos	Potência (kW)	Duração (h)	Limite preferido		Limite aceitável	
			Base_S	Base_I	Valid_S	Valid_I
Máquina lavar roupa	0,5	6	20	23	19	24
Máquina secar roupa	1,5	2	0,5	1,5	0,5	11
Máquina lavar Loiça	0,85	4	20,5	22,5	19	24
Aquecimento água	1,2	4	9	11	4	12
			19	21	19	24
Carregador VE	7,5	6	20	23	20	24
			8	11	0	11
HVAC	2	4	9	11	4	12
			19	21	18	21
			0	2	0	4

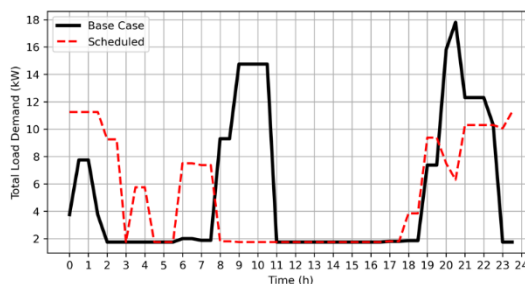


Figura 4.14. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

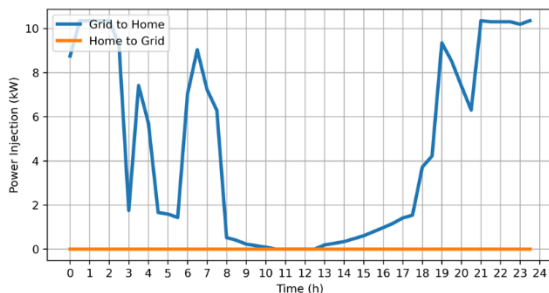


Figura 4.15. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

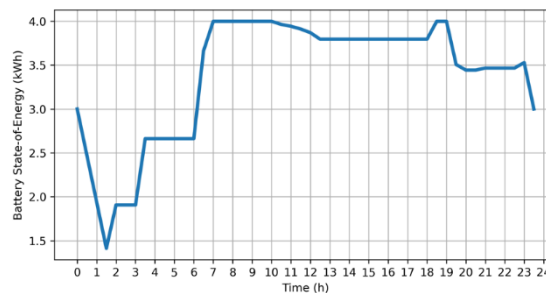


Figura 4.16. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, com PV.

4.3.1.3 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$

Neste cenário considera-se as mesmas características que o caso anterior (subseção 4.3.1.2), $\alpha = 250$. Observando e comprando os resultados obtidos, foi possível verificar que o custo aumentou 1,75 € relativamente ao caso em que $\alpha = 0$, passando de 13,03€ para 14,78€ (0,20€ superior ao caso descrito na subseção 4.2.1.2, onde difere a rotina dos utilizadores). O índice de desconforto apresenta uma redução acentuada de 50,0 para 18,0.

4.3.1.4 Caso horário noturno, baixa eficiência, sem HEMS, sem PV

Nos três casos seguintes não foi considerada a geração PV, mantendo-se as características semelhantes aos casos anteriores para o horário noturno, relativamente à baixa eficiência dos eletrodomésticos, ao período de funcionamento dos mesmos, e o custo inicial, conforme a descrição da Tabela 4.4. Neste cenário é ainda considerada a ausência de HEMS. Os resultados obtidos mostram um índice de desconforto nulo, e o valor do custo diário de eletricidade a fixar-se nos 20,41€, semelhante ao custo diário no cenário descrito na subseção 4.3.1.1, onde de forma semelhante a este caso, se considera a ausência de HEMS, porém está a geração PV.

4.3.1.5 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$, sem PV

Este caso segue as mesmas características que o caso apresentado na subseção 4.3.1.2, porém não foi considerada a geração PV. A ausência de geração através de FER, leva a um aumento no custo diário de eletricidade de 13,03€ para 15,64€. Assim como o custo, o índice de desconforto também apresenta um aumento para 48,0 unidades.

Através da análise dos resultados, podemos verificar que, mesmo não tendo como prioridade o conforto dos utilizadores, o índice de desconforto e o custo diário de eletricidade aumenta com a remoção de geração PV. Assim, é possível verificar que a produção de eletricidade através de PV, numa casa inteligente, mostra benefícios económicos e de conforto para os utilizadores. Em comparação com situação homologa no período da manhã, é possível também verificar que os custos são mais elevados considerando o período noturno.

4.3.1.6 Caso horário noturno, baixa eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV

Este cenário tem em consideração as mesmas características que o caso anterior (subseção 4.3.1.5), difere no valor atribuído a α . O aumento de α leva a que seja considerado como prioridade o conforto dos utilizadores, desta forma, o índice de desconforto diminui para 30,0 unidades, passando de 48,0 para 18,0 unidades. Em comparação com o caso anterior (subseção 4.3.1.5), o custo de eletricidade a pagar aumenta para 17,31€.

4.3.2 Caso Horário Noturno, Alta Eficiência

Nesta secção é considerado o horário noturno e alta eficiência para todos os eletrodomésticos, tendo em consideração a informação descrita nas Tabela 4.6 e Tabela 4.8, respetivamente. Além disso, a descrição da programação do HEMS, relativamente ao agendamento da aparelhagem segue igual informação. Homologamente, os perfis de preços, e de produção fotovoltaica considerado são os descritos nas Figura 4.3 e Figura 4.4, respetivamente.

4.3.2.1 Caso horário noturno, alta eficiência, sem HEMS

O custo total de todos os eletrodomésticos, considerando que todos eles têm a melhor eficiência possível no mercado, foi de 6 483,00 €. A Tabela 4.6 permite uma consulta individual do custo de investimento em cada aparelho. Os períodos de utilização dos dispositivos podem ser consultados a partir da Tabela 4.8, onde se indica a potência consumida por cada aparelho, a duração da sua utilização, seguida do período preferido pelos ocupantes e na última coluna, o período que é possível ativar os eletrodomésticos.

Neste cenário, considera-se a presença de geração PV, contudo, é considerado a ausência do HEMS, o que resulta num custo diário de 17,68€ e num índice de desconforto nulo. É possível verificar que a ausência de HEMS resulta num valor menor que o valor obtido para o mesmo cenário, considerando equipamentos de baixa eficiência.

4.3.2.2 Caso horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 0$

Neste cenário, os aparelhos utilizados apresentam alta eficiência, e considera-se geração PV. Contrariamente ao cenário anterior (subseção 4.3.2.2), neste caso existe a presença de HEMS, com $\alpha = 0$. Através dos resultados obtidos foi possível verificar que o custo de eletricidade baixou para 10,48€, o índice de desconforto aumento para 50,0.

Comparando os resultados obtidos neste caso, com o cenário onde são utilizados equipamentos de baixa eficiência (subseção 4.3.1.2), é possível verificar que apesar do índice de desconforto ser constante (50,0 unidades), existe uma redução no custo diário de eletricidade de 2,55€. Por outras palavras, aumentando a eficiência dos eletrodomésticos, obtemos um menor valor no custo diário de eletricidade, considerando que a casa é equipada com HEMS e geração PV. Em relação ao caso anterior (subseção 4.3.2.1), a presença de HEMS reduz consideravelmente o custo diário de eletricidade, diminuindo até 7,20€.

4.3.2.3 Caso horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$

Este cenário tem em consideração as mesmas características que o caso anterior (subseção 4.3.2.2), sendo o valor atribuído α de 250 unidades. Analisando os resultados, foi possível verificar que relativamente ao caso em que $\alpha = 0$ (subseção 4.3.2.2), o custo diário de eletricidade aumenta de 10,48€ para 13,64€, porém o índice de desconforto teve uma queda acentuada de 50,0 para 6,0 unidades.

Analisando a eficiência dos eletrodomésticos, é possível comparar este caso com o caso apresentado na subseção 4.3.1.2, onde é apresentado o mesmo cenário, diferindo na baixa eficiência dos aparelhos. Os resultados desta comparação mostram um custo diário inferior (14,78€), contudo, o índice de desconforto apresenta uma diminuição.

Quando considerados os equipamentos de baixa eficiência o índice de desconforto é de 18,0 unidades, reduzindo para 6,0 unidades quando os aparelhos apresentam maior eficiência. As Figuras 4.17 e 4.19, ilustram respectivamente, o comportamento da procura de energia agendada, as transações com a rede, e ainda o estado de energia do ESS.

4.3.2.4 Caso horário noturno, alta eficiência, sem EMS, sem PV

Nos três casos seguintes não foi considerada a geração PV, mantendo-se as características semelhantes aos casos anteriores, no regime noturno, relativamente à baixa eficiência dos eletrodomésticos, ao período de funcionamento dos mesmos, e o custo inicial, presente na Tabela 4.4. Neste cenário é ainda considerada a ausência do HEMS. Os resultados obtidos mostram um índice de desconforto nulo, e o valor de custo diário de eletricidade de 20,41€, semelhante ao custo diário obtido no cenário da subseção 4.3.1.1, onde, de forma semelhante, foi considerada a ausência do HEMS, porém é considerada a geração PV.

4.3.2.5 Caso horário noturno, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 0$, sem PV

Este caso é semelhante ao cenário apresentado na subseção 4.3.2.2, diferindo na remoção da geração PV. Com a remoção da geração PV o custo diário de eletricidade aumenta de 13,03€ para 15,64€, o índice de desconforto é reduzido em duas unidades, ou seja, 48,0 unidades.

4.3.2.6 Caso horário noturno, alta eficiência, com EMS, $\alpha = 250$, sem PV

Este caso é semelhante ao cenário apresentado na subseção 4.3.2.3, contudo, não foi considerada a geração PV. Com a ausência da geração PV, o custo diário de eletricidade aumenta de 14,78€ para 17,31€, no entanto, o índice de desconforto mantém-se constante, ou seja, 6,0 unidades. Em relação ao caso descrito na subseção 4.3.2.5, podemos verificar que o aumento de α aumenta o custo diário de eletricidade em 1,67€, porém reduz o índice de desconforto em 30,0 unidades. Os resultados gráficos podem ser observados nas Figuras 4.20 a 4.22 onde se mostra, respectivamente, o comportamento da procura de energia agendada, as transações com a rede, e ainda o estado de energia do ESS.

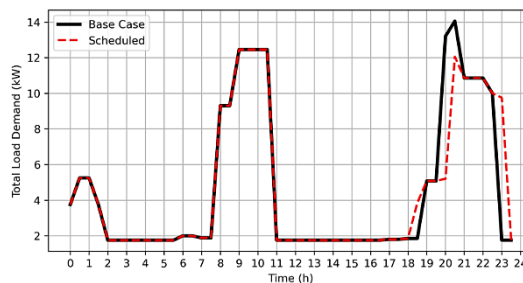


Figura 4.17. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado) no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, com PV.

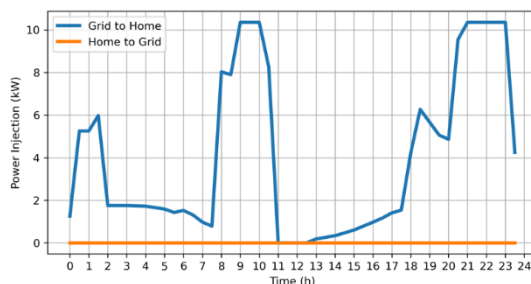


Figura 4.18. - Injeção de energia da rede para a casa (azul), e da casa para a rede (laranja), no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha=250$, com PV.

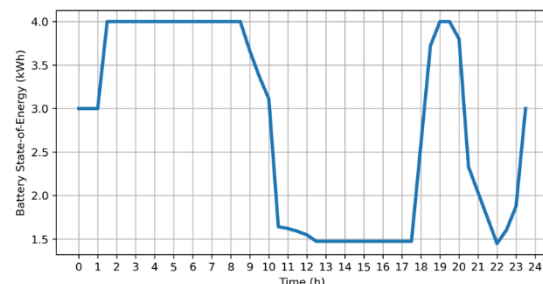


Figura 4.19. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha =250$, com PV.

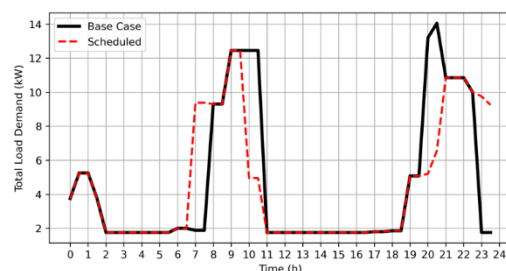


Figura 4.20. - Procura total de carga, no caso de base sem o HEMS (preto), e a procura de carga programada após o HEMS (vermelho tracejado), no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV.

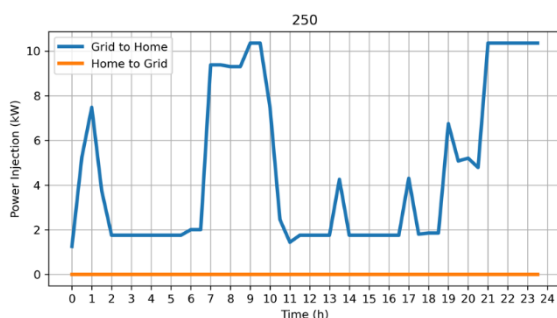


Figura 4.21. - Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV.

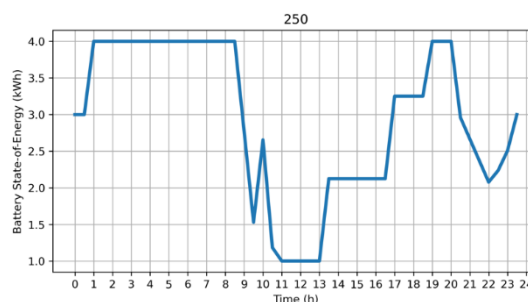


Figura 4.22. - Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência, com HEMS, $\alpha = 250$, sem PV.

4.4 Sumário dos Resultados Económicos Obtidos em 4.2 e 4.3

A utilização de tarifários tri-horários incentiva à mudança de hábitos no consumo de eletricidade dos utilizadores, uma vez que ao deslocar a utilização das cargas, para horários em que a procura seja menor, o valor da eletricidade será também menor, e desta forma, o valor nos custos finais é reduzido. Aliada à utilização de tarifários tri-horários, será necessário considerar a presença do HEMS, que permite a deslocação das cargas, com possibilidade de agendamento, para períodos de menor valor tarifário. Isto é refletido nos resultados obtidos, uma vez que o custo total diário é em regra menor quando se considera a presença do HEMS. Pelo contrário, a utilização de tarifários simples não garante benefícios ou incentivos à mudança de hábitos por parte dos *prosumers*, uma vez que, os custos finais são os mesmos, considerando a variação das cargas para horários fora da faixa horária de maior procura, ou mantendo as cargas fixas, especialmente se a mudança estiver a acontecer fora das horas de produção fotovoltaica.

Outra diferença verificada na utilização de tarifas simples para tarifas tri-horários é o facto de a tarifa tri-horária permitir o armazenamento de energia através do carregamento de baterias durante períodos em que os valores da eletricidade sejam baixos, e assim que os valores da energia elétrica aumentam, esta energia armazenada nas baterias pode ser utilizada. A utilização de tarifas simples não mostra benefícios no carregamento de baterias, uma vez que o preço da eletricidade se mantém constante ao longo dos diferentes períodos do dia.

Desta forma, é possível considerar que se existir preços de eletricidade variáveis e a presença de um HEMS, é necessário um reescalonamento da utilização dos equipamentos domésticos, e que a produção FER permite uma grande sinergia, isto é, incentiva à mudança de hábitos por parte do utilizador, como por exemplo, o armazenamento de energia através do carregamento do excedente oriundo da FER, para posterior aproveitamento, levando à diminuição dos custos, uma vez que a utilização de preços variáveis, seguindo uma linha semelhante às tarifas ToU, permite alcançar menores custos de utilização.

A Tabela 4.9 resume as diferentes combinações realizadas nos diferentes estudos de cenários apresentados nas secções 4.2 e 4.3, considerando as diferentes rotinas dos utilizadores, a eficiência dos eletrodomésticos utilizados, a existência de geração PV e o valor de α , que considera a introdução, ou não dos índices de desconforto dos utilizadores. Analisando os valores presentes na Tabela 4.9 é possível observar que o custo diário de eletricidade é em regra maior quando o utilizador se encontra no horário noturno. É também possível observar que, independentemente do horário utilizado, a utilização da geração PV e HEMS traz benefícios para o utilizador, obtendo menor custo diário de eletricidade e menor índice de desconforto.

Tabela 4.9. - Descrição do cenário utilizado, do seu custo total de aparelhos, do seu custo diário e respetivo índice de desconforto

Descrição do Caso	Custo total dos Eletrodomésticos (€)	Custo diário (€)	Índice de desconforto
Alta Eficiência, Horário da manhã, sem HEMS	6 483,00	17,71	0
Alta Eficiência, Horário da manhã, com HEMS, $\alpha=0$	6 483,00	11,01	42,0
Alta Eficiência, Horário da manhã, com HEMS $\alpha=250$	6 483,00	15,74	4,0
Alta Eficiência, Horário da manhã, Sem HEMS, sem PV	6 483,00	15,74	0
Alta Eficiência, Horário da manhã, com HEMS, $\alpha=0$, sem PV	6 483,00	13,42	44,0
Alta Eficiência, Horário da manhã, com HEMS $\alpha=250$, sem PV	6 483,00	15,14	4,0
Baixa Eficiência, Horário da manhã, Sem HEMS	1 265,00	17,71	0
Baixa Eficiência, Horário da manhã, com HEMS, $\alpha=0$	1 265,00	12,90	42,0
Baixa Eficiência, Horário da manhã, com HEMS $\alpha=250$	1 265,00	14,58	8,0
Baixa Eficiência, Horário da manhã, Sem HEMS, sem PV	1 265,00	17,71	0
Baixa Eficiência, Horário da manhã, com HEMS, $\alpha=0$, sem PV	1 265,00	15,31	56,0
Baixa Eficiência, Horário da manhã, com HEMS $\alpha=250$, sem PV	1 265,00	17,04	12,0
Alta Eficiência, Horário da tarde, sem HEMS	6 483,00	17,68	0
Alta Eficiência, Horário da tarde, com HEMS, $\alpha=0$	6 483,00	10,48	50,0
Alta Eficiência, Horário da tarde, com HEMS $\alpha=250$	6 483,00	13,64	6,0
Alta Eficiência, Horário da tarde, sem HEMS, sem PV	6 483,00	17,68	0
Alta Eficiência, Horário da tarde, com HEMS, $\alpha=0$, sem PV	6 483,00	12,89	50,0
Alta Eficiência, Horário da tarde, com HEMS $\alpha=250$, sem PV	6 483,00	14,86	10,0
Baixa Eficiência, Horário da tarde, sem HEMS	1 265,00	20,41	0
Baixa Eficiência, Horário da tarde, com HEMS, $\alpha=0$	1 265,00	13,03	50,0
Baixa Eficiência, Horário da tarde, com HEMS $\alpha=250$	1 265,00	14,78	18,0
Baixa Eficiência, Horário da tarde, sem HEMS, sem PV	1 265,00	20,41	0
Baixa Eficiência, Horário da tarde, com HEMS, $\alpha=0$, sem PV	1 265,00	15,64	48,0
Baixa Eficiência, Horário da tarde, com HEMS $\alpha=250$, sem PV	1 265,00	17,31	18,0

Como elucidado nas secções anteriores, o nível de α apresenta um grande impacto nos resultados, uma vez que, quanto maior for esta constante, maior será o conforto do utilizador, mas será mais elevado o custo da eletricidade. Todavia, é possível encontrar um ponto ótimo entre o valor a pagar e o nível de conforto. Numa perspetiva de sustentabilidade, é possível verificar que a melhor opção é um investimento em aparelhos de maior eficiência dado o seu menor consumo, como podemos observar através da análise da Tabela 4.10. Estes equipamentos, através do HEMS, conseguem criar um ponto de equilíbrio entre o custo diário de eletricidade e o índice de desconforto para o consumidor.

É necessário reforçar que o resultado gráfico dos restantes cenários que não foram considerados neste capítulo, considerando a análise de resultados, podem ser consultados no Anexo 2.

Tabela 4.10: Comparação da potência consumida e respetivo custo entre os aparelhos de alta e baixa eficiência

Eletrodoméstico	Eficiência	Potência (kW)	Custo (€)
Máquina de lavar roupa	Alta	0,5	516,00
	Baixa	0,8	279,00
Máquina de secar roupa	Alta	1,5	1 199,00
	Baixa	4	249,00
Máquina de lavar louça	Alta	0,85	770,00
	Baixa	2	419,00
Cilindro elétrico	Alta	1,2	1 999,00
	Baixa	3,5	159,00

Capítulo 5

Conclusões

Este último capítulo apresenta linhas conclusivas do trabalho desenvolvido neste projeto. Indica também a possibilidades de trabalhos futuros que poderiam ser considerados para melhorar algumas áreas do modelo apresentado.

5.1 Conclusão

Durante as atividades realizadas foi possível realizar o levantamento de um breve enquadramento do tema da dissertação, abordando de forma geral, os principais pontos relacionados com o conceito das FER, SG e SH, e a importância de uma descarbonização do setor elétrico. Foi também apresentado as principais linhas que motivam o desenvolvimento desta dissertação, os objetivos e questões de investigação, mostrado uma revisão sistemática da literatura, e dos temas que a presente dissertação enlaça, apresentando-se o conhecimento obtido a partir das diversas referências estudadas.

Foi descrita com detalhe a formulação matemática que descreve o modelo desenvolvido, considerando a função objetivo e as diversas restrições do problema, considerando uma otimização em MILP, em ambiente *Python*. Este trabalho procurou estudar um ponto ótimo entre a minimização dos custos de eletricidade e o desconforto do consumidor, englobando as vantagens da FER instalada na residência em estudo, também dotada de ESS, e de um HEMS que permite o deslocamento de cargas atendendo aos programas de DR, e as diferentes eficiências das cargas utilizadas pelo consumidor. O estudo de caso inclui uma residência, em que os utilizadores apresentam diferentes necessidades de carga. Este estudo foca-se em minimizar os custos de aquisição de eletricidade, procurando soluções de resposta à variabilidade oriunda da FER, de modo que o utilizador que se encontra em vias de integrar a comunidade energética possa ser abastecido com recurso ao PV, e ao ESS.

Os resultados da presença de geração PV, mostram que, com um modelo HEMS, é possível gerir a procura dos aparelhos para períodos horários mais económicos. Este estudo considerou um fator α que habilita o índice de desconforto variando entre dois níveis, 0 e 250. No caso de a prioridade passar pela minimização do custo diário da eletricidade consideramos $\alpha = 0$, por outro lado, no caso da prioridade ser o conforto do consumidor, consideramos $\alpha = 250$. Desta forma, é ainda possível encontrar o equilíbrio adequado entre o custo diário da eletricidade e as preferências de utilização dos aparelhos dos utilizadores.

Os resultados foram obtidos considerando quatro variações de cenários: o horário praticado pelo consumidor - matinal ou noturno-, a eficiência dos aparelhos; valor de α , a presença ou não, de PV; e presença ou não de HEMS. Os resultados confirmam que a presença do HEMS pode reduzir a fatura de eletricidade de uma residência, tendo-se verificado, que a ausência do HEMS leva a uma média de custo diário de eletricidade de 18,13€.

Quando $\alpha = 0$, os resultados económicos foram satisfatórios: em média foi possível minimizar a fatura diária de eletricidade 2,83€, em comparação com $\alpha = 250$, considerando as restantes condições constantes em ambos os casos. Contudo, apesar dos resultados económicos terem sido minimizados, o índice de desconforto, considerando $\alpha = 0$, teve em média 25,0 unidades, enquanto com $\alpha = 250$, o índice de desconforto baixa para as 8,0 unidades. Isto permite concluir que, quanto maior o valor de α considerado, menor será o índice de desconforto, contudo, maior será o valor do custo diário de eletricidade a ser pago pelo consumidor. Através dos resultados, podemos verificar que a presença da geração PV, permite mitigar um pouco o impacto do preço final a pagar.

Concluiu-se também que a implementação do modelo HEMS, como o estudado neste projeto, é capaz de reduzir significativamente os custos de energia, considerando as preferências dos utilizadores. Para além disso, os resultados obtidos confirmam o importante papel da microgeração de energia a partir de FER, reduzindo em média o custo da eletricidade em 1,12€ e o índice de desconforto em 9,17 unidades. Mais, note-se que a consideração de um tarifário tri-horário têm um papel importante em cativar os consumidores a alterar os seus hábitos de consumo e, conseqüentemente, a minimizar os custos diários de eletricidade.

5.2 Trabalho Futuro

Em primeiro lugar, o problema aqui desenvolvido poderá ser escalável considerando um estudo alargado, considerando um número significativos de SH, com diferentes características, que possam acoplar uma comunidade inteligente de energia. Essa comunidade pode também integrar vários edifícios não residenciais, tais como escolas, centros comerciais, serviços comunitários e edifícios industriais.

Em segundo lugar, outra oportunidade de trabalho futuro, e considerando o problema da escalabilidade do problema e das variáveis envolvidas poderá passar pela apresentação de um modelo considerando uma abordagem heurísticas ou meta heurísticas para o problema apresentado, com o objetivo final de chegar a uma solução ótima, permitindo a validação do conceito da comunidade energética, a qual pode partilhar ESS ou a energia local produzida, como também um sistema central HEMS que garanta que as restrições do fluxo de energia com a rede e com os dispositivos inteligentes sejam garantidas.

Referências

- [1] "Statistical review of world energy," BP, 2020. [Online]. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statisticalreview-of-world-energy.html> (Acesso: 20/03/2023).
- [2] PNEC 2030 – Plano Nacional Energia e Clima, 2021-2030. (PDF). [Online]. Available: <https://eurocid.mne.gov.pt/artigos/plano-nacional-energia-e-clima-2021-2030> (Acesso: 01/02/2023).
- [3] B. P. Esther and K. S. Kumar, "A survey on residential demand side management architecture, approaches, optimization models and methods," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 342–351, Jun. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.12.282.
- [4] H. J. Jabir, J. Teh, D. Ishak, and H. Abunima, "Impacts of demand-side management on electrical power systems: A review," *Energies*, vol. 11, no. 5, pp. 1–19, 2018, doi: 10.3390/EN11051050.
- [5] P. Saha, S. Sen, and P. Bera, "Hourly energy sharing model of peer-to-peer PV prosumers for microgrids with price-based demand response," in *Proc. 2021 National Power Electronics Conference (NPEC)*, Bhubaneswar, India, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/NPEC52100.2021.9672478.
- [6] B. B. Huang, G. H. Xie, W. Z. Kong and Q. H. Li, "Study on smart grid and key technology system to promote the development of distributed generation," in *Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, China, 2012, pp. 1-4, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303265.
- [7] A. Waltham, "Smart grid abstract: "What are the benefits of smart grid?", in *Proc. 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, DC, USA, 2012, pp. 1-1, doi: 10.1109/ISGT.2012.6175580.
- [8] I. Sami, Z. Ullah, et al., "A bidirectional interactive electric vehicles operation modes: Vehicle-to-grid (V2G) and grid-to-vehicle (G2V) variations within smart grid", in *Proc. 2019 International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET)*, Lahore, Pakistan, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/CEET1.2019.8711822
- [9] H. Sæle, A. Morch, A. Buonanno, M. Caliano, M. D. Somma, and C. Papadimitriou, "Development of Energy Communities in Europe," in *Proc. 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921054
- [10] A. Kovacs, D. Marples, R. Schmidt, and R. Morsztyn, "Integrating EVs into the Smart-Grid," in *Proc. 2013 13th International Conference on ITS Telecommunications (ITST)*, Tampere, 2013, pp. 413-418, doi: 10.1109/ITST.2013.6685582. (4/03)
- [11] S. Choudhury, "Review of energy storage system technologies integration to microgrid: types, control strategies, issues, and future prospects," *J. Energy Storage*, vol. 48, 103966–113984, 2022.
- [12] A. Zakaria, Firas B. Ismail, M.S. Hossain Lipu, and, M.A. Hannan, "Uncertainty models for stochastic optimization in renewable energy applications," *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 1543-1571, 2020, doi: doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.081.
- [13] G.K. Sakki, I. Tsoukalas, P. Kossieris, C. Makropoulos, and A. Efstratiadis, "Stochastic simulation-optimization framework for the design and assessment of renewable energy systems under uncertainty," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, 112886, 2022, doi: doi.org/10.1016/j.rser.2022.112886.
- [14] L. Liu, Y. Liu, L. Wang, A. Zomaya, and S. Hu, "Economical and balanced energy usage in the smart home infrastructure: A tutorial and new results," *IEEE Trans. on Emerging Topics in Computing*, vol. 3, no. 4, pp. 556-570, Dec. 2015, doi: 10.1109/TETC.2015.2484839.
- [15] H. Shareef, M. S. Ahmed, A. Mohamed, and E. Al Hassan, "Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, Smart Technologies, and Intelligent Controllers," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 24498-24509, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2831917.

- [16] Redes Elétricas Inteligentes. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. (PDF) [Online] Available: <https://www.cgee.org.br/> (Acesso: 22/03/2023).
- [17] Maior Investimento nas Energias Renováveis. Jornal Público. [Online]. Available: <https://www.publico.pt/2023/02/25/azul/noticia/guerra-ucrania-fez-ue-avancar-energias-renovaveis-nao-livrou-gas-2040173> (Acesso: 25/02/2023).
- [18] Crescimento das Renováveis. Notícias Sapo. [Online] Available: <https://eco.sapo.pt/2022/12/06/renovaveis-vao-quase-duplicar-nos-proximos-cinco-anos-estima-aie/> (Acesso: 07/03/2023)
- [19] M. Nassereddine, M. Nagrial, J. Rizk, and A. Hellany, "Design of low cost and high efficiency smart PV solar system for sustainable residential home," in *Proc. 2018 IEEE International Multidisciplinary Conference on Engineering Technology (IMCET)*, Beirut, Lebanon, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/IMCET.2018.8603062.
- [20] F. Ayadi, I. Colak, I. Garip, and H. I. Bulbul, "Targets of countries in renewable energy," in *Proc. 2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, Glasgow, UK, 2020, pp. 394-398, doi: 10.1109/ICRERA49962.2020.9242765.
- [21] C. Nikolakakos, U. Mushtaq, and M. Cvetkovic, "An integrated control system for frequency and voltage support via type-3 wind turbines equipped with energy storage system," in *Proc. 2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, QC, Canada, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281816.
- [22] Z. Tang, Y. Yang, and F. Blaabjerg, "Power electronics: The enabling technology for renewable energy integration," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 39-52, Jan. 2022, doi: 10.17775/CSEJJPES.2021.02850.
- [23] Renováveis em Portugal. EDP. [Online]. Available: <https://www.edp.pt/particulares/content-hub/portugal-campeao-das-energias-renovaveis/> (Acesso: 07/03/2023)
- [24] Q.T. Nguyen, H.L.S. Chau, T.N. Dang, and D.A. Nguyen, "Design a hybrid energy system for household using small vertical wind turbine," in *Poc. 2017 International Conference on System Science and Engineering (ICSSE)*, Ho Chi Minh City, Vietnam, 2017, pp. 606-611, doi: 10.1109/ICSSE.2017.8030946.
- [25] N.P. Basán, and C.A. Méndez, "Hybrid MILP/simulation/heuristic algorithms to complex hoist scheduling problems," Eds. Z. Kravanja, M. Bogataj, *Computer Aided Chemical Engineering*, Elsevier, vol. 38, pp. 1929-1934, 2016, doi: doi.org/10.1016/B978-0-444-63428-3.50326-X.
- [26] Y. Tang, G. Fang, Q. Tan, X. Wen, X. Lei, and Z. Ding, "Optimizing the sizes of wind and photovoltaic power plants integrated into a hydropower station based on power output complementarity," *Energy Conversion and Management*, vol 206, 12465, 2020, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2020.112465.
- [27] M.M. Farag, *et al.*, "An optimized fractional nonlinear synergic controller for maximum power point tracking of photovoltaic array under abrupt irradiance change," *IEEE Trans. Journal of Photovoltaics*, vol. 13, no. 2, pp. 305-314, March 2023, doi: 10.1109/JPHOTOV.2023.3236808.
- [28] Modelo Turbina Eólica. [Online]. Available: <https://riverlakeco.com/pt/blog/wind-turbine-guide-introduction-installation-and-maintenance/> (Acesso: 8/03/2023)
- [29] Turbinas Eólicas. [Online]. Available: <https://www.telub.com.br/blog/artigos-tecnicos/turbinas-eolicas> (Acesso: 09/03/2023)
- [30] G. Mansi, E. Edwan, M. Elnaggar, and M. Ritter, "Design of COTS vertical axis wind turbine for urban areas," in *Proc. 2018 International Conference on Promising Electronic Technologies (ICPET)*, Deir El-Balah, Palestine, 2018, pp. 69-73, doi: 10.1109/ICPET.2018.00019.
- [31] Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects (A Global Energy Transformation Paper) (PDF). *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, United Arab Emirates. (2019). [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf (Acesso: 10/03/2023)
- [32] C. Greer *et al.*, "NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 3.0," (PDF), *NIST*, Gaithersburg, MD, USA, Rep. NIST SP 1108r3, 2014. [Online]. Available: <https://www.nist.gov/publications/nist-framework-and-roadmap-smartgrid-interoperability-standards-release-30> (Acesso: 10/03/2023)

- [33] V. C. Güngör, et al., "Smart grid technologies: Communication technologies and standards," *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, Nov. 2011 (10/03)
- [34] E. Y. Song, G. J. Fitzpatrick, K. B. Lee, and E. Griffor, "A methodology for modeling interoperability of smart sensors in smart grids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 555–563, Jan. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3124490. (10/03)
- [35] M. Wagner, M. Kuba, and A. Oeder, "Smart grid cyber security: A German perspective," in *Proc. 2012 International Conference on Smart Grid Technology, Economics and Policies (SG-TEP)*, Nuremberg, Germany, 2012, pp. 1–4, doi: 10.1109/SG-TEP.2012.6642389.
- [36] M. U. Saleem, M. R. Usman, M. A. Usman, and C. Politis, "Design, deployment and performance evaluation of an iot based smart energy management system for demand side management in smart grid," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 15261–15278, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3147484.
- [37] I. Colak, "Introduction to smart grid," in *Proc. 2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*, Istanbul, Turkey, 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGWCP.2016.7548265.
- [38] I. Colak, R. Bayindir, and S. Sagiroglu, "The effects of the smart grid system on the national grids,". In *Proc. 2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, Paris, France, 2020, pp. 122–126, doi: 10.1109/icSmartGrid49881.2020.9144891
- [39] V. Ganesh, S. Senthilmurugan, A.V.M. Krishna, A.R.R. Ram, and A. Prabhu, "Smart Grid - Meters and communications - Design, challenges, issues, opportunities and applications," In *proc. 2020 IEEE International Conference on Advances and Developments in Electrical and Electronics Engineering (ICADEE)*, Coimbatore, India, 2020, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICADEE51157.2020.9368903.
- [40] J. P. Barton, and D. G. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 441–448, 2004.
- [41] J. Yang, J. Liu, Z. Fang, and W. Liu, "Electricity scheduling strategy for home energy management system with renewable energy and battery storage: a case study," *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 6, pp. 639–648, 2017.
- [42] M. Kumar, S. Vyas, and A. Datta, "A review on integration of electric vehicles into a smart power grid and vehicle-to-grid impacts," in *Proc. 2019 8th International Conference on Power Systems (ICPS)*, Jaipur, India, 2019, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICPS48983.2019.9067330. (12/03)
- [43] T. Bunsen, P. Cazzola, M. Gerner, L. Paoli, S. Scheffer, R. Schuitmaker, J. Tattini, and J. Teter, "Global EV outlook 2019: Scaling-up the transition to electric mobility," 2019. (PDF). [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/.../Global_EV_Outlook_2019.pdf (Acesso: 12/03/2023)
- [44] Associação dos Utilizadores de Veículos Elétricos. (UVE). Vendas de VE 2022. [Online]. Available: <https://www.uve.pt/page/vendas-ve-11-2022/> (Acesso: 12/03)
- [45] Associação dos Utilizadores de Veículos Elétricos. (UVE). Vendas de VE 2022. [Online]. Available: <https://www.uve.pt/page/vendas-ve-11-2021/> (Acesso: 12/03)
- [46] Q. Cui, X. Bai, S. Zhu, and B. Huang, "Cost-benefit calculation and analysis of V2G system," in *Proc. 2016 IEEE China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. 2016, pp. 1–5.
- [47] W. Zhang, K. Spence, R. Shao, and L. Chang, "Optimal scheduling of spinning reserve and user cost in vehicle-to-grid (v2g) systems," in *Proc. 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2018, pp. 1058–1064.
- [48] M. S. Ahmad, and S. Sivasubramani, "Multi-objective V2G energy storage system for grid support with cost and emission reduction," in *Proc. 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, 2016, pp. 1925–1928.
- [49] Z. Luo, Z. Hu, Y. Song, Z. Xu, H. Liu, L. Jia, and H. Lu, "Economic analyses of plug-in electric vehicle battery providing ancillary services," in *Proc. 2012 IEEE International Electric Vehicle Conference*, 2012, pp. 1–5.
- [50] H. Han, Z. Lv, Q. Li, and D. Huang, "Analysis and design of a high performance voltage control strategy for V2G system," in *Proc. 2017 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*, 2017, pp. 302–307.

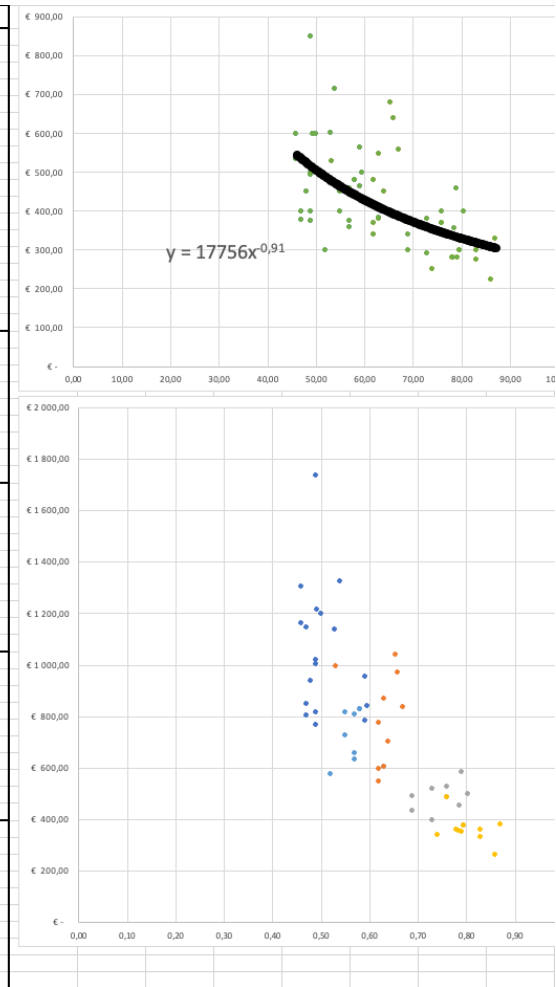
- [51] R. G. Gago, S. F. Pinto, and J. F. Silva, "G2V and V2G electric vehicle charger for smart grids," in *Proc. 2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, Trento, Italy, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISC2.2016.7580786. (20/03)
- [52] X. Mou, R. Zhao and D. T. Gladwin, "Vehicle-to-Vehicle charging system fundamental and design comparison," in *Proc. 2019 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Melbourne, VIC, Australia, 2019, pp. 1628-1633, doi: 10.1109/ICIT.2019.8755057.
- [53] V. Puri and A. Nayyar, "Real time smart home automation based on PIC microcontroller, Bluetooth and Android technology," in *Proc. 2016 3rd International Conference on Computing for Sustainable Global Development (INDIACom)*, New Delhi, India, 2016, pp. 1478-1484.
- [54] U. Zafar, S. Bayhan and A. Sanfilippo, "Home Energy Management System Concepts, Configurations, and Technologies for the Smart Grid," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 119271-119286, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3005244. (20/03)
- [55] A. A. Naqbi, S. S. Alyielieli, M. A. Talib, Q. Nasir, M. Bettayeb and C. Ghenai, "Energy reduction in building energy management systems using the internet of things: systematic literature review," in *Proc. 2021 International Symposium on Networks, Computers and Communications (ISNCC)*, Dubai, United Arab Emirates, 2021, pp. 1-7, doi: 10.1109/ISNCC52172.2021.9615641. (20/03)
- [56] I. Intarungsee, P. Thararak, P. Jirapong, K. Pengwon and S. Kaewwong, "Intelligent internet of things using artificial neural networks and Kalman filters for energy management systems," in *Proc. 2022 International Electrical Engineering Congress (IEECON)*, Khon Kaen, Thailand, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/IEECON53204.2022.9741649.
- [57] S. Singh, I-H Ra, W. Meng, M. Kaur, GH. Cho, and S.H-CC Block. "A secure and efficient Internet of things smart home architecture based on cloud computing and blockchain technology," *International Journal of Distributed Sensor Networks*, vol. 15, no. 4, 2019, doi: doi:10.1177/1550147719844159
- [58] M. Orlando, et al., "A smart meter infrastructure for smart grid IoT applications," *IEEE Trans. Internet of Things Journal*, vol. 9, no. 14, pp. 12529-12541, July, 2022, doi: 10.1109/JIOT.2021.3137596.
- [59] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015.
- [60] P. Wei, et al., "Progress in energy storage technologies and methods for renewable energy systems application," *Applied Sciences*, vol. 19, no. 9, 2023, doi: doi.org/10.3390/app13095626
- [61] M. A. Khan, A. M. Saleh, M. Waseem, and I. A. Sajjad, "Artificial intelligence enabled demand response: Prospects and challenges in smart grid environment," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 1477-1505, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3231444.
- [62] P. Palensky, and D. Dietrich, "Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads," *IEEE Trans. Ind. Informat.*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, Aug. 2011.
- [63] H. T. Haider, O. H. See, and W. Elmenreich, "A review of residential demand response of smart grid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 166–178, Jun. 2016.
- [64] S. Mohagheghi, J. Stoupis, Z. Wang, Z. Li, and H. Kazemzadeh, "Demand response architecture: Integration into the distribution management system," in *Proc. 1st IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun.*, Oct. 2010, pp. 501–506.
- [65] C. Goldman, M. Reid, R. Levy, and A. Silverstein, "Coordination of energy efficiency," LBNL, Berkeley, CA, USA, Tech. Rep. LBNL-3044E, Jan. 2010.
- [66] N. Good, K. A. Ellis, and P. Mancarella, "Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, pp. 57–72, May 2017.
- [67] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, Nov. 2008.
- [68] Pricing Programs Tutorial. [Online] Available: <http://what-when-how.com/energy-engineering/pricing-programs-time-of-use-and-real-time-energy-engineering/> (Acesso: 23/03/2023)

- [69] M. Shafie-khah, S. Javadi, P. Siano and J. P. S. Catalão, "Optimal behavior of smart households facing with both price-based and incentive-based demand response programs," in *Proc. 2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, UK, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7981248.
- [70] O. Erdinc, N. G. Paterakis, T. D. P. Mendes, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalão, "Smart household operation considering bi-directional EV and ESS utilization by real-time pricing-based DR," *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1281-1291, May 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2352650.
- [71] A.C. Duman, H.S. Erden, Ö. Gönül, and Ö. Güler. A home energy management system with an integrated smart thermostat for demand response in smart grids. *Sustainable Cities and Society*, vol. 65, no. 2, 2021, doi: 10.1016/j.scs.2020.102639.
- [72] M.S. Javadi, et al., "Self-scheduling model for home energy management systems considering the end-users discomfort index within price-based demand response programs," *Sustainable Cities and Society*, vol. 68, no. 5, 2021. doi: 10.1016/j.scs.2021.102792.
- [73] M.S. Javadi, et al, "Pool trading model within a local energy community considering flexible loads, photovoltaic generation and energy storage systems," vol. 79, 103747, 2022, doi: doi.org/10.1016/j.scs.2022.103747
- [74] V. Rasouli, I. Goncalves, C.H. Antunes, and A. Gomes. "A comparison of MILP and metaheuristic approaches for implementation of a home energy management system under dynamic tariffs," in *Proc. SEST 2019 - 2nd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies*, Porto, Portugal, 2019. doi:10.1109/SEST.2019.8849064
- [75] M. Shafie-Khah, P. Siano, "A stochastic home energy management system considering satisfaction cost and response fatigue," *IEEE Trans. Industrial Informatics*, vol. 14, no. 2, pp. 629-638, Feb. 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2728803.
- [76] M. Blonsky, P. Munankarmi and S. P. Balamurugan, "Incorporating residential smart electric vehicle charging in home energy management systems," in *Proc. 2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, Denver, CO, USA, 2021, pp. 187-194, doi: 10.1109/GreenTech48523.2021.00039.
- [77] S. Norbu, B. Couraud, V. Robu, M. Andoni, and D. Flynn, "Modeling economic sharing of joint assets in community energy projects under LV network constraints," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 112019-112042, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3103480.
- [78] Batteries, Charging, and Electric Vehicles. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Washington DC, USA. [Online] Available: <https://www.energy.gov/eere/electricvehicles/charging-home> (Acesso: 01/04/2023)
- [79] H. T. Dinh, et al., "A home energy management system with renewable energy and energy storage utilizing main grid and electricity selling," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 49436-49450, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2979189.
- [80] M. Khan, J. Seo and D. Kim, "Real-time scheduling of operational time for smart home appliances based on reinforcement learning," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 116520-116534, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3004151.
- [81] R. Evins, K. Orehounig, V. Dorer, and J. Carmeliet, "New formulations of the 'energy hub' model to address operational constraints," *Energy*, vol. 73, pp. 387–398, 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.06.029.
- [82] M. Lotfi, M.S. Javadi, G.J. Osório, C. Monteiro, J.P.S. Catalão, "A novel ensemble algorithm for solar power forecasting based on Kernel density estimation," *Energies*, vol. 13, no. 216., 2020, doi: doi.org/10.3390/en13010216
- [83] M. Lotfi, C. Monteiro, M. Shafie-khah and J. P. S. Catalão, "Evolution of Demand Response: A historical analysis of legislation and research trends," in *Proc. 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Cairo, Egypt, 2018, pp. 968-973, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635264.
- [84] Tarifários de Eletricidade EDP. [Online] Available: https://www.edp.pt/particulares/energia/tarifarios/?prod=15421&_gl=1*rhjotn*_up*MQ..&gclid=CjwKCAjwo7iiBhAEiWAsIxQEYO_TmAVbrpe42LAYSGoYFwep3L-bJ47BHbleYTltVQZpm9eKgUjzhoCpPUQAvD_BwE&gclidsrc=aw.ds (Acesso: 17/04/2023)

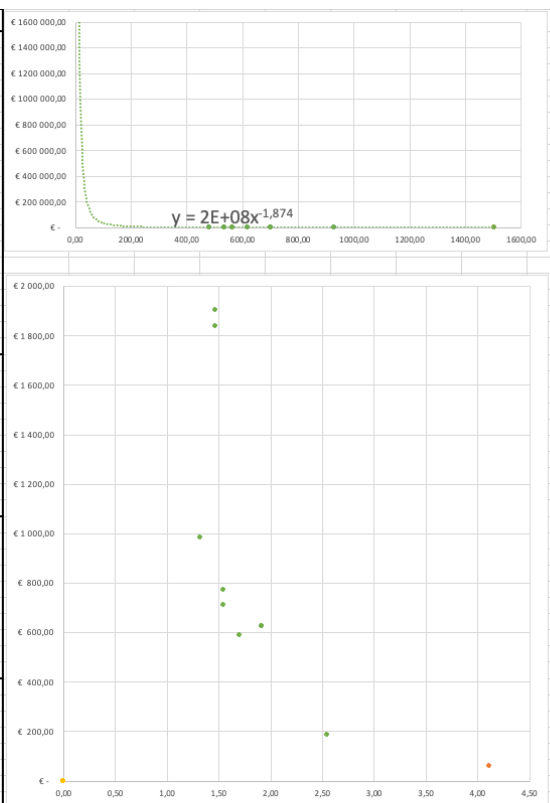
Anexo 1

É mostrado ainda as características dos eletrodomésticos considerados, realizado através de uma consulta dos principais comercializadores, onde se tentou capturar aparelhagem com iguais características, disponíveis nos diversos operadores. Entre outras coisas mostra a energia consumida por ciclo, custo por aquisição, custo por kW, entre outros.

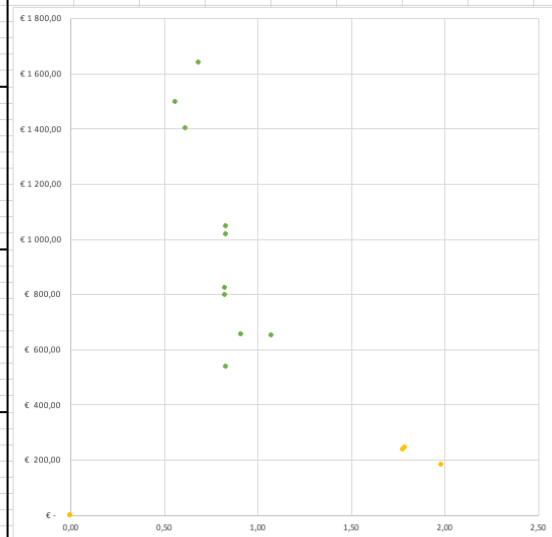
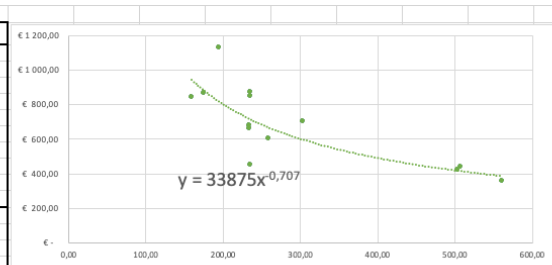
	Class	Energy Use per 100 Cycles (kWh)	Energy Use per Cycle (kWh)	Average Power (kW)	Price	Price/kW	Model
Mediamarkt	A	47,00	0,47	0,47	€ 378,00	€ 804,26	Whirlpool FFB 8469 BV SPT 8Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	49,00	0,49	0,49	€ 399,00	€ 814,29	Whirlpool FFB 9469 BV SPT 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	46,00	0,46	0,46	€ 534,00	€ 1.160,87	Bosch WGG14401EP 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	53,00	0,53	0,53	€ 602,00	€ 1.135,85	Samsung WW118BA046AWEP 11Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	48,00	0,48	0,48	€ 449,00	€ 935,42	LG F2WV305856W 8,5Kg 1200RPM
Mediamarkt	A	59,09	0,59	0,59	€ 463,00	€ 783,54	Samsung WW90TA026TE/EP 9Kg 1200RPM
Mediamarkt	A	59,09	0,59	0,59	€ 564,00	€ 954,46	Samsung WW90TS34DAW/53 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	49,30	0,49	0,49	€ 599,00	€ 1.215,01	AEG L7FEE942V 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	46,00	0,46	0,46	€ 599,00	€ 1.302,17	Siemens WG44G101EP 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	59,55	0,60	0,60	€ 499,00	€ 838,02	Hoover H-WASH 500 HWQ 69AMBS/1-S 9Kg 1600RPM
Mediamarkt	A	49,00	0,49	0,49	€ 849,00	€ 1.732,65	Whirlpool W8 W946WR SPT - 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	54,00	0,54	0,54	€ 714,00	€ 1.322,22	Samsung WW12T504DTW/53 12Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	50,00	0,50	0,50	€ 599,00	€ 1.198,00	LG F4WV7009S1W 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	47,00	0,47	0,47	€ 537,00	€ 1.142,55	Haier HW80-BP1439N 8Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	49,00	0,49	0,49	€ 492,00	€ 1.004,08	Hotpoint NLCD 946 SS A EU N - 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	49,00	0,49	0,49	€ 375,00	€ 765,31	Indesit BWE 91496X WS SPT N - 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	A	49,00	0,49	0,49	€ 1.018,37	€ 2.077,06	Candy RapidÓ PRO RP 696BWMRR/1-S 9kg 1600 RPM
Mediamarkt	A	47,00	0,47	0,47	€ 399,00	€ 848,94	Candy RO 1484DWMT/1-S 8Kg 1400rpm
Worten	B	57,00	0,57	0,57	€ 629,82	€ 1.103,37	BEKO WTA 9713 XSWR (9 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	B	55,00	0,55	0,55	€ 399,00	€ 725,45	BECKEN Boostwash BWM5379WH (8 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	B	57,00	0,57	0,57	€ 373,00	€ 654,39	BECKEN Boostwash BWM5380WH (9 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	B	52,00	0,52	0,52	€ 299,00	€ 575,00	MIDEA MFL17W70B/W-PT (7 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	B	58,00	0,58	0,58	€ 479,00	€ 825,86	LG F4WV3009S6W (9 kg - 1400 rpm - Branco)
Mediamarkt	B	63,00	0,63	0,63	€ 381,00	€ 604,76	Whirlpool FFB 7259 BV PT 7Kg 1200RPM
Mediamarkt	B	55,00	0,55	0,55	€ 449,00	€ 816,36	Samsung WW80TA046AE/EP 8Kg 1400RPM
Mediamarkt	B	57,00	0,57	0,57	€ 459,00	€ 805,26	Indesit BWE 91285X WS SPT N 9Kg 1200RPM
Mediamarkt	B	58,00	0,58	0,58	€ 479,00	€ 825,86	LG F4WV3009S6W 9Kg 1400RPM
Worten	C	62,00	0,62	0,62	€ 479,00	€ 772,58	BOSCH WAN24260EP (8 kg - 1200 rpm - Branco)
Worten	C	64,00	0,64	0,64	€ 449,00	€ 701,56	LG F2WV3585S3W (8.5 kg - 1200 rpm - Branco)
Worten	C	62,00	0,62	0,62	€ 339,00	€ 546,77	BEKO SteamCure WTA 8612 XSWR (8 kg - 1200 rpm - Branco)
Worten	C	67,00	0,67	0,67	€ 559,00	€ 834,33	BOSCH WGG25400ES (10 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	C	63,00	0,63	0,63	€ 548,00	€ 869,84	LG F4WV3008S6S (8 kg - 1400 rpm - Inox)
Mediamarkt	C	63,00	0,63	0,63	€ 379,00	€ 601,59	Jocel JLR013934 8Kg 1400RPM
Mediamarkt	C	65,91	0,66	0,66	€ 638,00	€ 968,00	Encastre Whirlpool BI WMWG 91484E EU 9Kg 1400RPM
Mediamarkt	C	53,18	0,53	0,53	€ 529,00	€ 994,70	LG F4WV3008S6S 8kg 1400RPM
Mediamarkt	C	62,00	0,62	0,62	€ 369,00	€ 595,16	Hotpoint NS 824 WK SPT N 8Kg 1200RPM
Mediamarkt	C	65,40	0,65	0,65	€ 679,00	€ 1.038,23	AEG L6FBK947 9kg 1400RPM
Mediamarkt	D	73,00	0,73	0,73	€ 289,00	€ 395,89	Confortec CF8010L 8KG 1000RPM D
Mediamarkt	D	79,55	0,80	0,80	€ 299,00	€ 375,89	Candy CSO 1275TE 1-S 7Kg 1200RPM
Mediamarkt	D	80,45	0,80	0,80	€ 399,00	€ 495,93	Máquina Lavar Roupas Samsung WW80T4040EE/EP 8Kg 1400RPM
Mediamarkt	D	79,00	0,79	0,79	€ 459,00	€ 581,01	VOX WM1415-YT2QD 10KG 1400RPM
Mediamarkt	D	76,00	0,76	0,76	€ 399,00	€ 525,00	VOX WM1495-T14QD 9KG 1400RPM
Mediamarkt	D	78,64	0,79	0,79	€ 356,00	€ 452,72	Beko WTE 7611 BWR 7Kg 1200RPM D
Worten	D	69,00	0,69	0,69	€ 299,00	€ 433,33	BEKO WFTE 7611 WWR (7 kg - 1200 rpm - Branco)
Worten	D	69,00	0,69	0,69	€ 339,00	€ 491,30	CANDY CS 1072DE/1-S (7 kg - 1000 rpm - Branco)
Worten	D	73,00	0,73	0,73	€ 379,00	€ 519,18	SAMSUNG WW80T4020EE (8 kg - 1200 rpm - Branco)
Worten	D	76,00	0,76	0,76	€ 369,00	€ 485,53	VOX WM1290T14D (9 kg - 1200 rpm - Branco)
Mediamarkt	E	79,09	0,79	0,79	€ 279,00	€ 352,76	Hotpoint NS 722U WK SPT N 7Kg 1200RPM
Mediamarkt	E	78,30	0,78	0,78	€ 279,00	€ 356,32	Jocel JLR013989 7Kg 1200RPM
Mediamarkt	E	79,55	0,80	0,80	€ 299,00	€ 375,89	Indesit MTWA 71252 W SPT - 7Kg 1200 RPM
Worten	E	74,00	0,74	0,74	€ 249,99	€ 337,82	KUNFT KWM5315 (6 kg - 1000 rpm - Branco)
Worten	E	78,00	0,78	0,78	€ 279,00	€ 357,69	KUNFT KWM5316 (7 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	E	83,00	0,83	0,83	€ 299,00	€ 360,24	KUNFT KWM5317 (8 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	E	87,00	0,87	0,87	€ 329,00	€ 378,16	KUNFT KWM7598 (9 kg - 1200 rpm - Branco)
Worten	E	83,00	0,83	0,83	€ 274,00	€ 330,12	MIDEA MFS606W80/W-PT (8 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	E	86,00	0,86	0,86	€ 224,00	€ 260,47	HISENSE WFPV9014EM (9 kg - 1400 rpm - Branco)
Worten	E	76,00	0,76	0,76	€ 369,00	€ 485,53	HISENSE WFPV7012EM (7 kg - 1200 RPM - Branco)



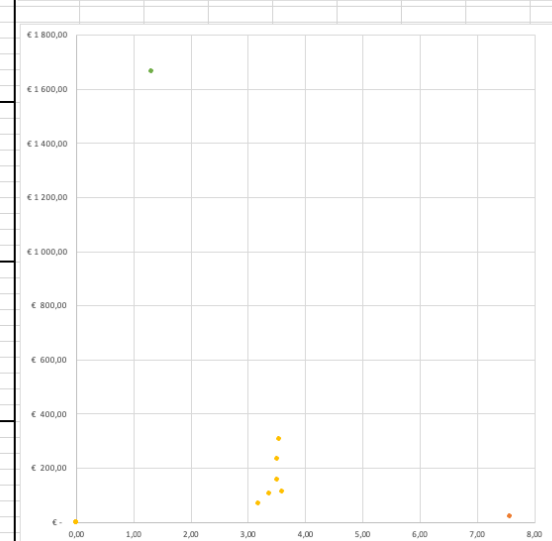
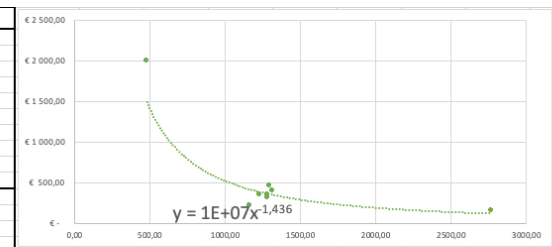
	Class	Energy Use per Year (kWh)	Energy Use per Day (kWh)	Max Power (kW)	Price	Price/kW	Model
Miele	A	565,75	1,55	1,55	€ 1 099,00	€ 709,03	TCC220WP 8kg
Miele	A	565,75	1,55	1,55	€ 1 199,00	€ 773,55	TCD260WP 8kg
Miele	A	481,80	1,32	1,32	€ 1 299,00	€ 984,09	TCF760WP EcoSpeed&8kg
Miele	A	536,55	1,47	1,47	€ 2 699,00	€ 1 836,05	TCR780WP Eco&Steam&9kg
Miele	A	620,50	1,70	1,70	€ 999,00	€ 587,65	TCA220WP Active
Miele	A	700,80	1,92	1,92	€ 1 199,00	€ 624,48	TCC364WP 9kg
Miele	A	536,55	1,47	1,47	€ 2 799,00	€ 1 904,08	TWV780WP Passion
Miele	A	700,80	1,92	1,92	€ 1 199,00	€ 624,48	TWC364WP 9kg
Worten	B	930,75	2,55	2,55	€ 469,00	€ 183,92	VOX TDM810T1G (8 kg - Condensação - Cinzento)
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
	B	0,00	0,00	0,00		#DIV/0!	
Worten	C	1503,80	4,12	4,12	€ 249,00	€ 60,44	KUNFT KDM2739 AV (7 kg - Exaustão - Branco)
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	C		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	D		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
	E		0,00	0,00		#DIV/0!	
				1,55	€ 1 199,00		
				4,12	€ 249,00		



	Class	Energy Use per Year (kWh)	Energy Use per Cycle (kWh)	Average Power (kW)	Price	Price/kW	Model
	A	234,00	0,83	0,83	€ 679,00	€ 821,18	Whirlpool FFTN M11 82 SPT 8Kg Bomba de Calor
	A	175,00	0,62	0,62	€ 867,00	€ 1 402,06	LG RC90V9AV2IW 9KG
	A	195,00	0,69	0,69	€ 1 129,00	€ 1 638,50	AEG T8DEB979 9Kg Série 9000
	A	159,00	0,56	0,56	€ 841,00	€ 1 496,87	LG RC80V9AV2W 8KG
	A	236,00	0,83	0,83	€ 449,00	€ 538,42	Candy ROE H8A2TE-S 8KG
	A	259,00	0,92	0,92	€ 599,00	€ 654,51	Candy ROE H9A2TE-S 9KG
	A	236,00	0,83	0,83	€ 849,00	€ 1 018,08	Bosch WTG85231EE 8Kg
	A	234,00	0,83	0,83	€ 659,00	€ 797,00	Hotpoint-Ariston NTM1182SK 8KG
	A	235,00	0,83	0,83	€ 869,00	€ 1 046,50	AEG T8DEG844 Série 8000 8Kg A++
	A	304,00	1,07	1,07	€ 699,00	€ 650,71	Candy ROE ROE H11A2TE-S 11KG
	B	561,00	1,98	1,98	€ 359,00	€ 181,10	Candy CSOE C8TE-S 8KG
	B	507,00	1,79	1,79	€ 439,00	€ 245,04	Infiniton SD-8NDP
	B	504,00	1,78	1,78	€ 419,00	€ 235,27	Beko DU 7111 GA1 7Kg
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	B		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	C		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	D		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!
	E		0,00	0,00			#DIV/0!

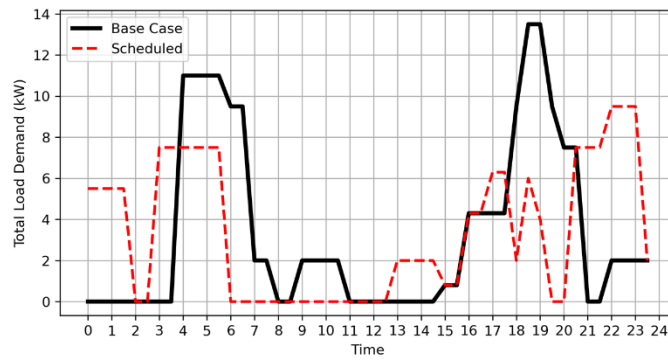


	Class	Energy Use per Year (kWh)	Energy Use per Day (kWh)	Max Power (kW)	Price	Price/kW	Model
Leroy Merlin	A	480,00	1,32	1,20	€ 1 999,00	€ 1 665,83	Bomba de calor AQS MURAL VAILLANT VWL B 100/5
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	A		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
Leroy Merlin	B	1281,00	3,51	2,00	€ 314,00	€ 157,00	Termoacumulador BOSCH TRONIC TR 4000T 100L
Radio Popular	B	1284,00	3,52	1,50	€ 349,00	€ 232,67	ARISTON LYDOS ECO 100L
Leroy Merlin	B	1296,00	3,55	1,50	€ 459,00	€ 306,00	ARISTON VEUS WIFI 100L
Leroy Merlin	B	1316,00	3,61	3,61	€ 399,00	€ 110,66	COINTRA TDD PLUS 100L
Leroy Merlin	B	1228,00	3,36	3,36	€ 354,00	€ 105,22	JUNEX FLAT 2 DEP/SUM ELEC JFE 100
Leroy Merlin	B	1161,00	3,18	3,18	€ 219,00	€ 68,85	JUNEX JRD100 VERT 100L
	B		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	B		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	B		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	B		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
Leroy Merlin	C	2765,00	7,58	7,58	€ 159,00	€ 20,99	EQUATION Q1 100L
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	C		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	D		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
	E		0,00	0,00		✓ #DIV/0!	
					1,20	€ 1 999,00	
					7,58	€ 159,00	

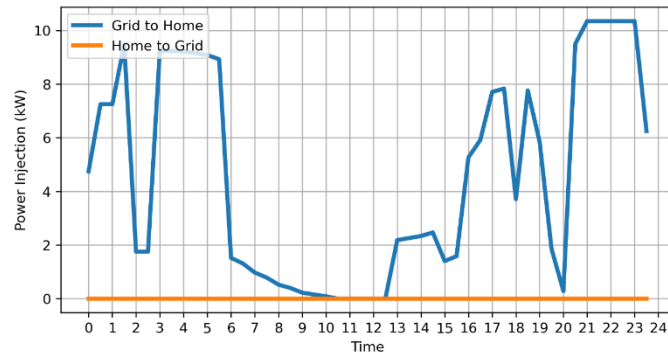


Anexo 2

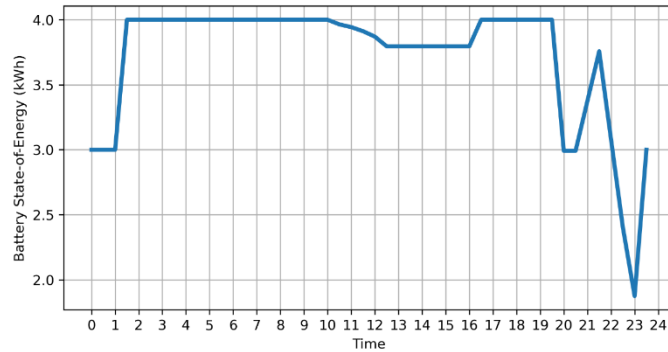
Mostra com legenda, os resultados gráficos obtidos nos diversos cenários considerados no trabalho realizado, embora não tenham sido deliberadamente escolhidos como os descritos na secção da análise de resultados da presente dissertação.



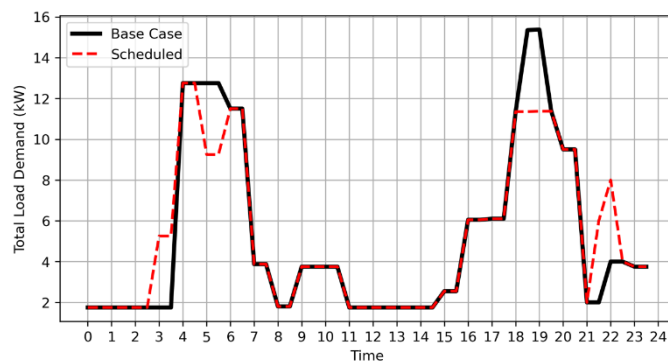
A.2.1. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



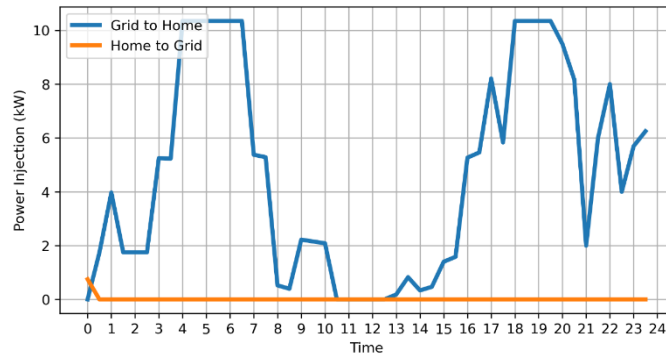
A.2.2. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



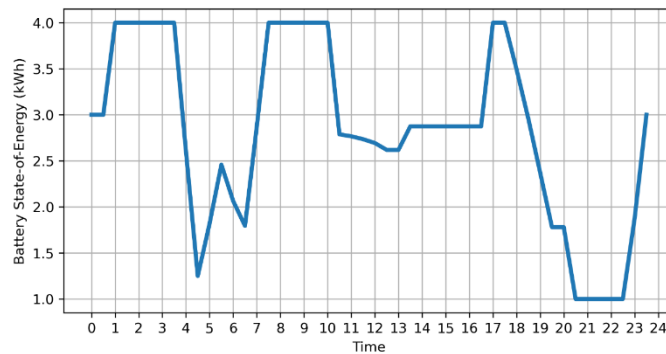
A.2.3. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, baixa eficiência sem EMS, $\alpha=0$, com PV, no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



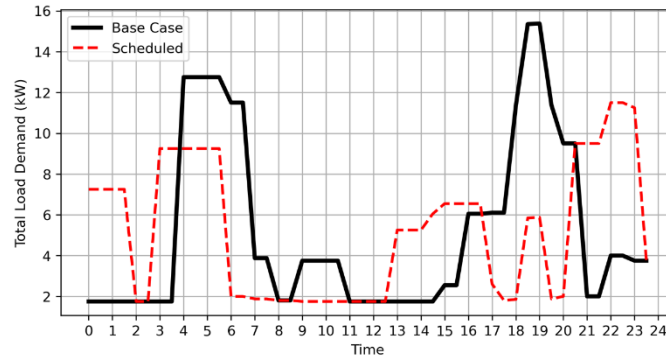
A.2.4. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



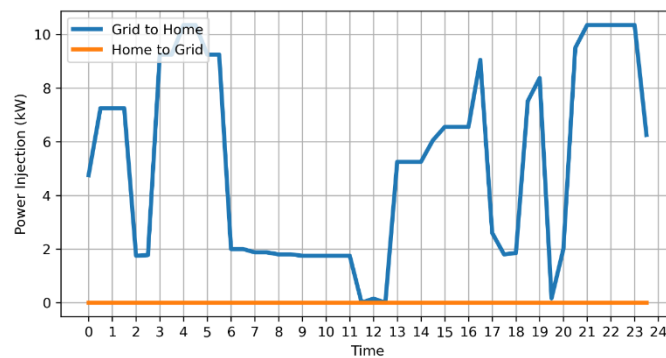
A.2.5. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



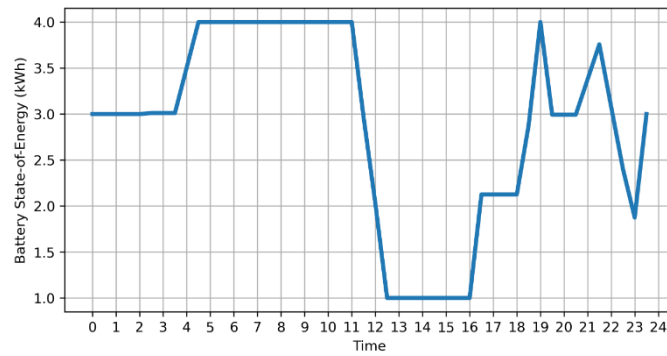
A.2.6. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, baixa eficiência sem EMS, $\alpha=0$, com PV, no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



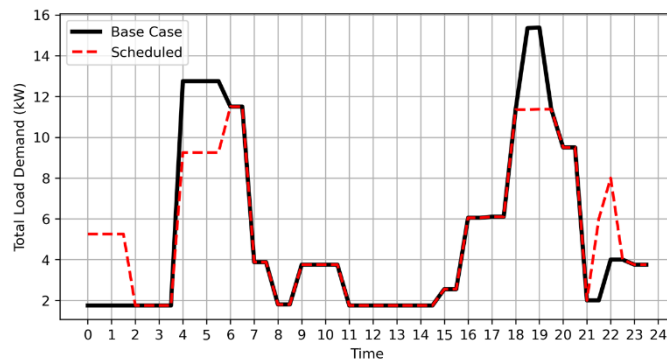
A.2.7. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



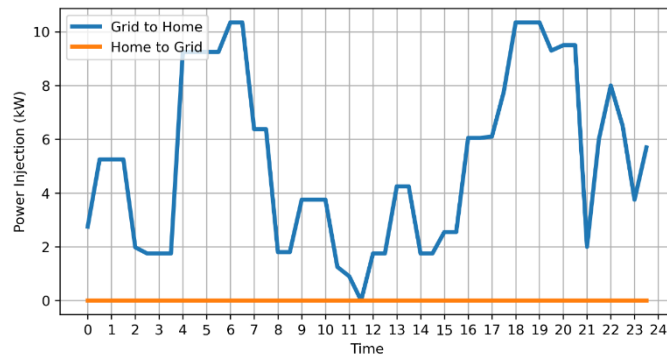
A.2.8. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



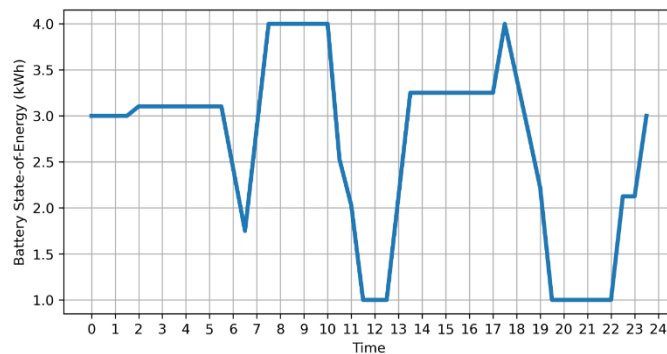
A.2.9. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, baixa eficiência sem EMS, $\alpha=0$, com PV, no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



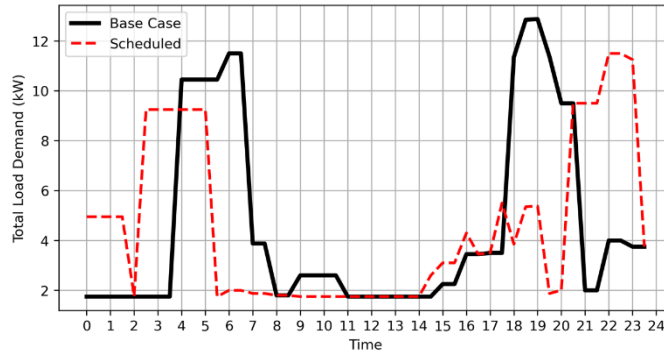
A.2.10. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



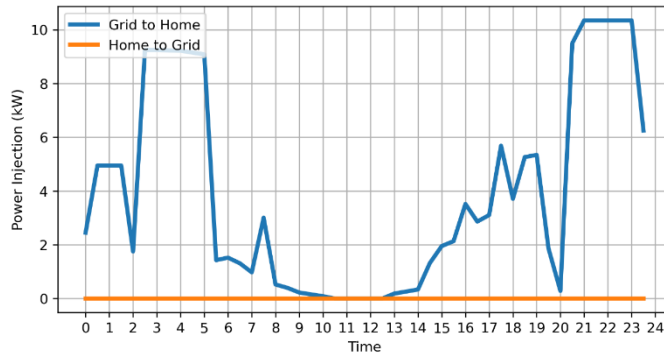
A.2.11. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



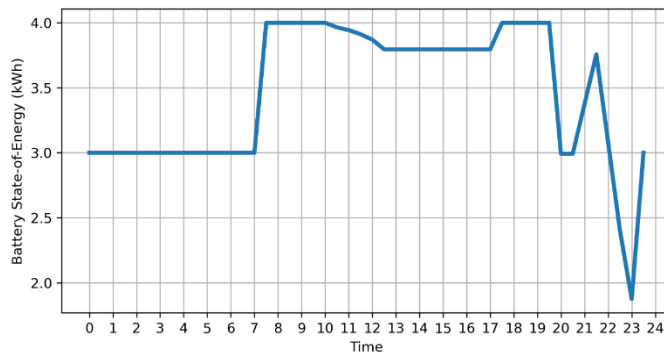
A.2.12. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



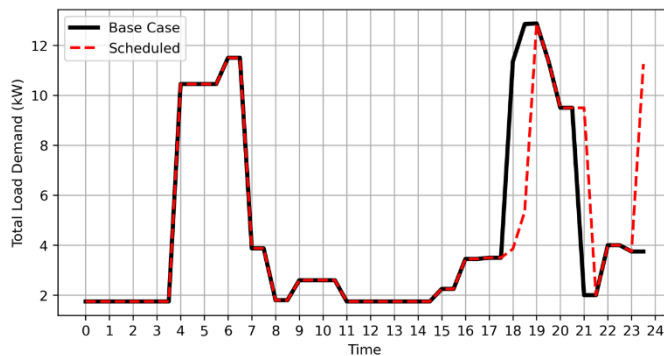
A.2.13. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



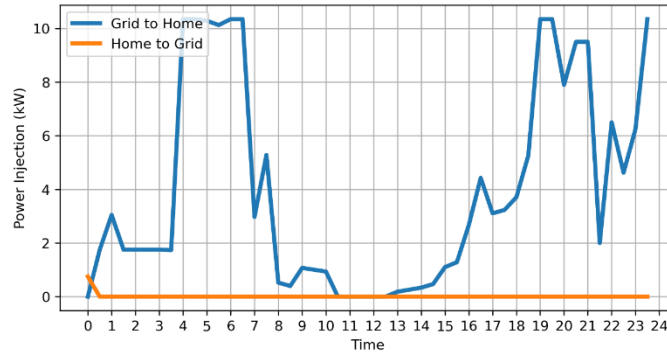
A.2.14. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



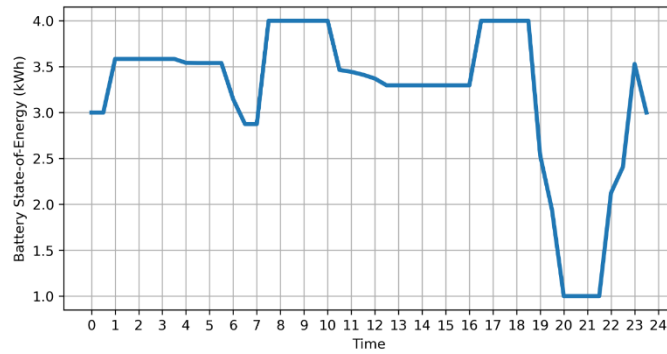
A.2.15. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



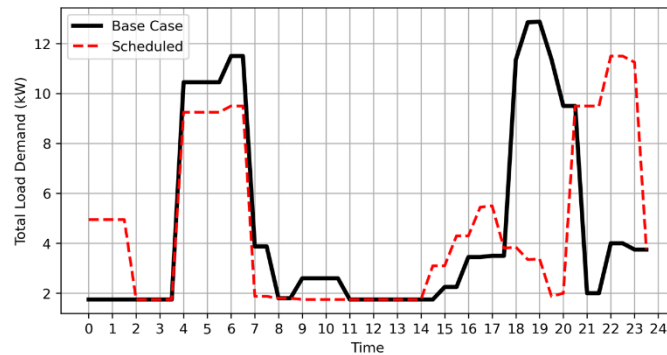
A.2.16. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



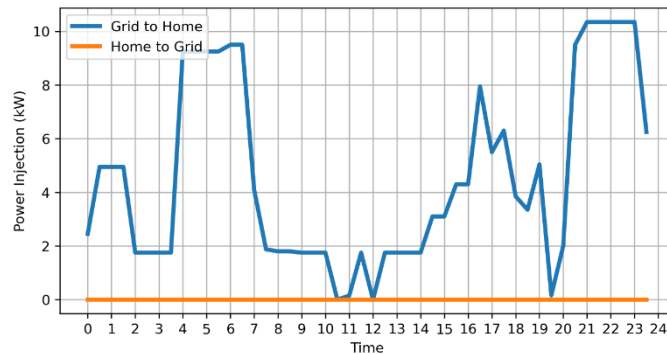
A.2.17. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



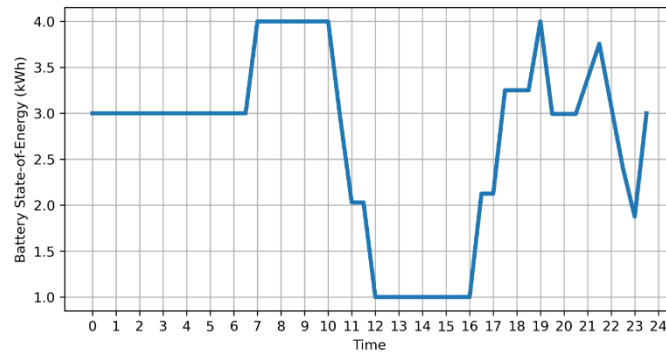
A.2.18. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



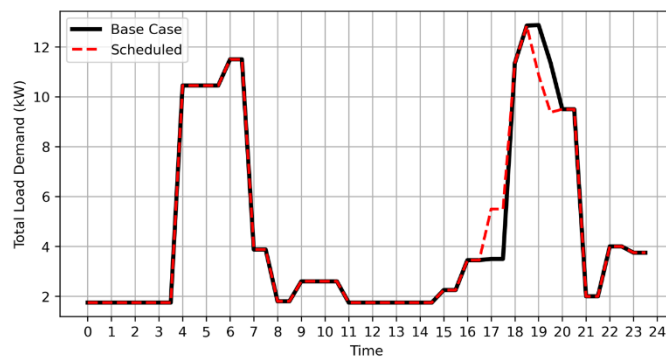
A.2.19. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



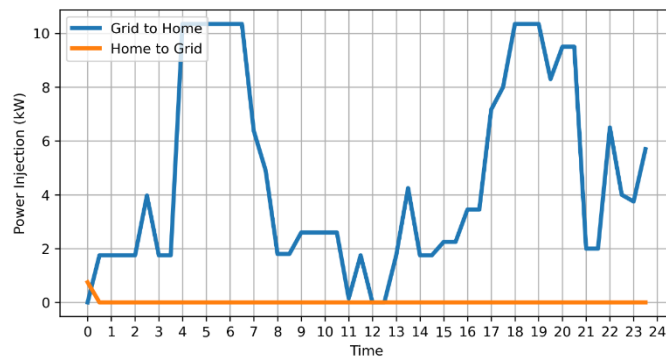
A.2.20. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



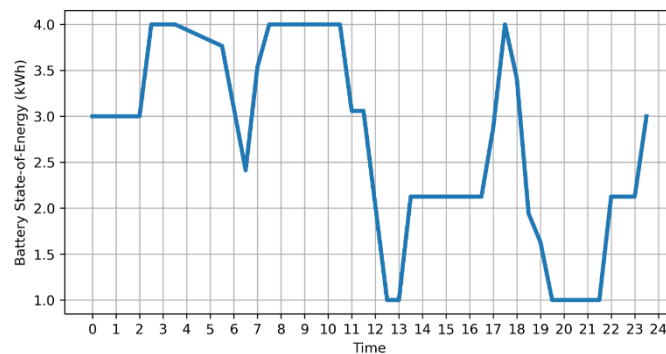
A.2.21. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



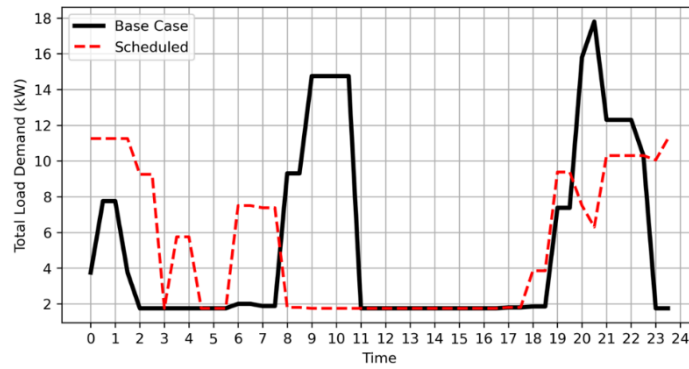
A.2.22. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



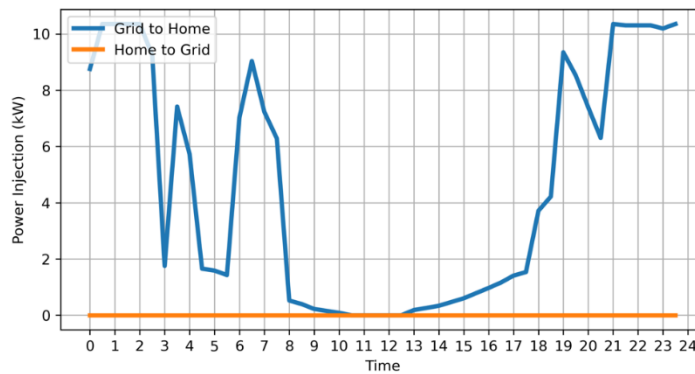
A.2.23. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



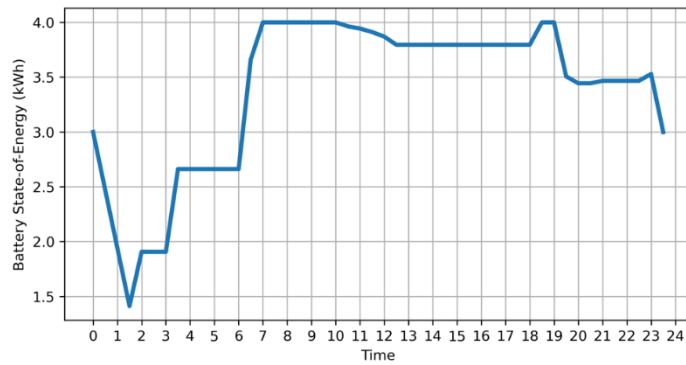
A.2.24. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário matinal, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



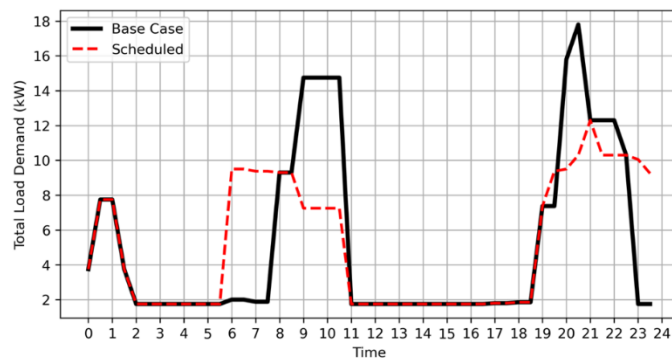
A.2.25. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



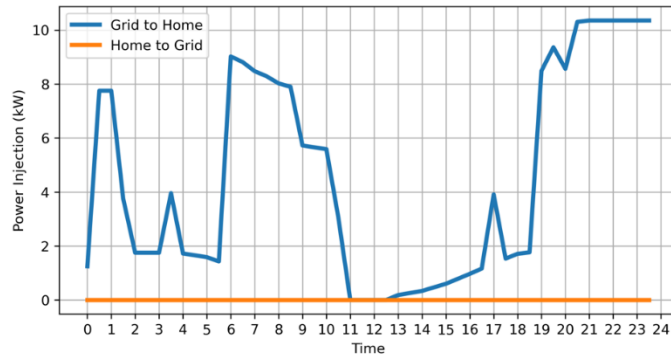
A.2.26. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



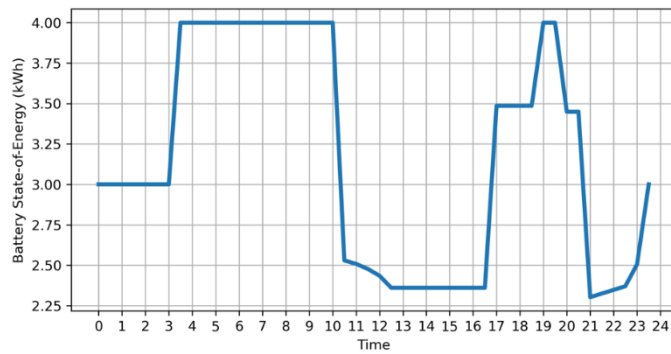
A.2.27. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



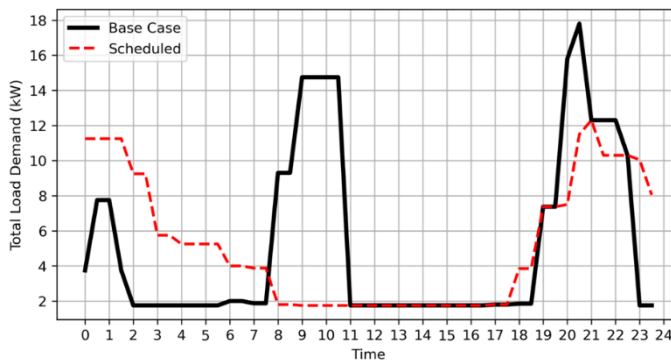
A.2.28. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



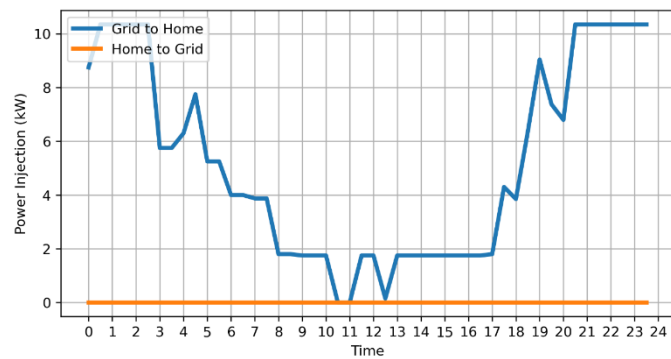
A.2.29. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



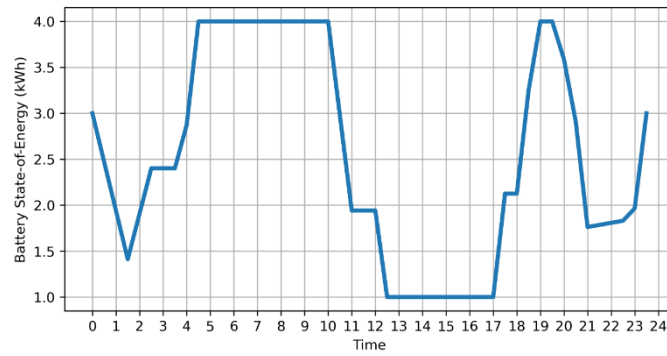
A.2.30. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



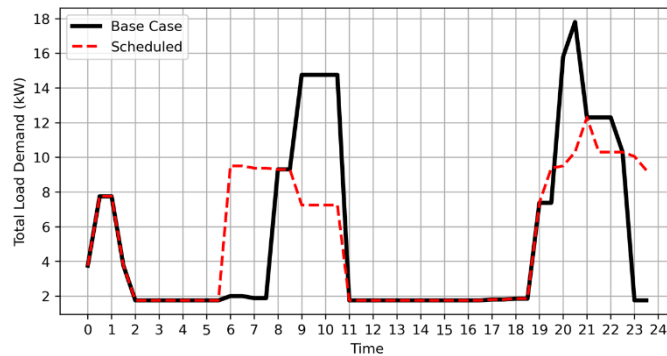
A.2.31. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



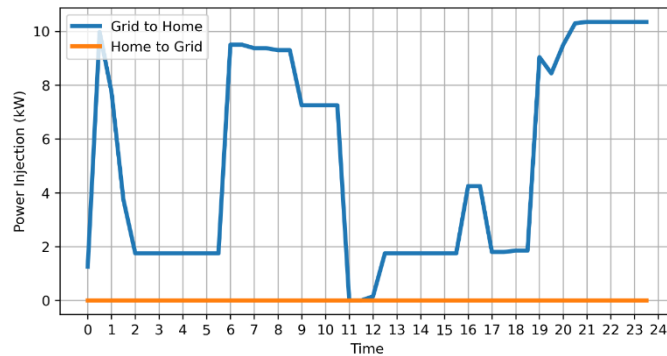
A.2.32. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



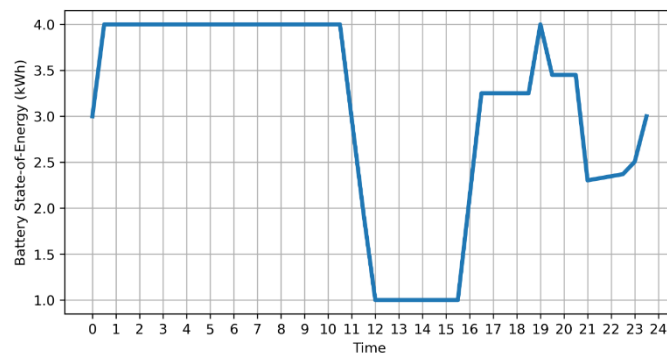
A.2.33. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



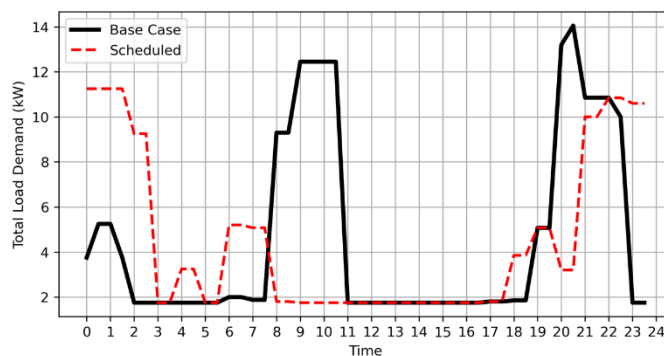
A.2.34. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



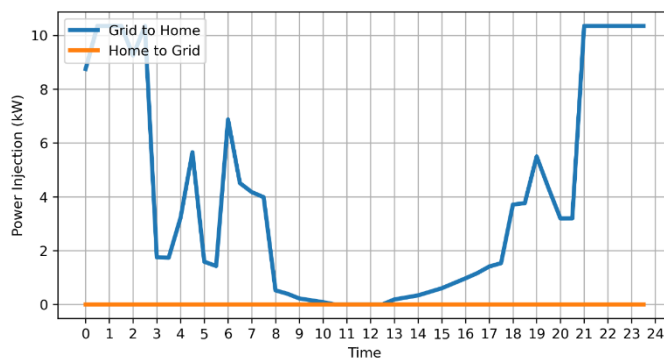
A.2.35. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



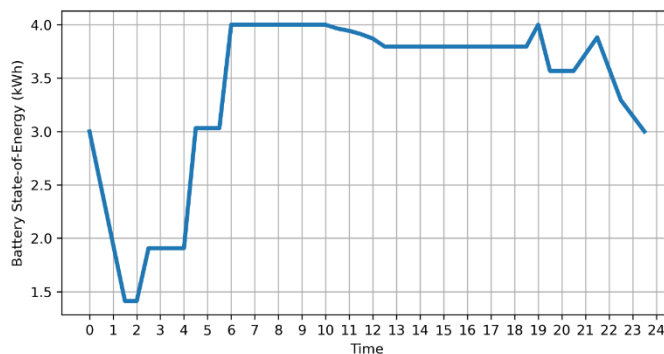
A.2.36. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, baixa eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



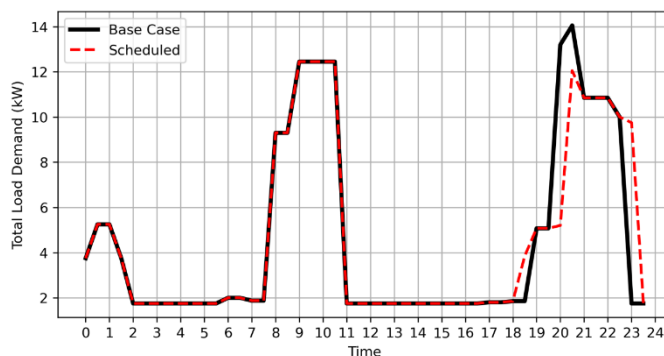
A.2.37. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



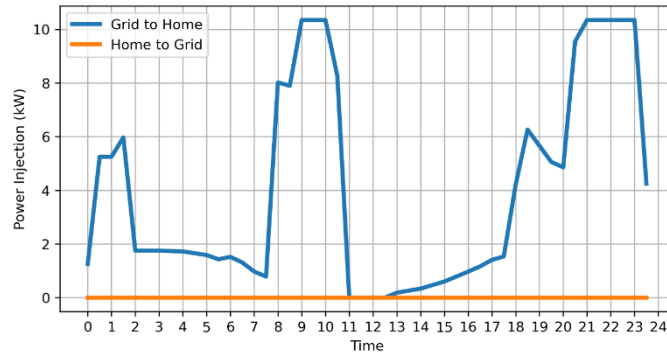
A.2.38. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



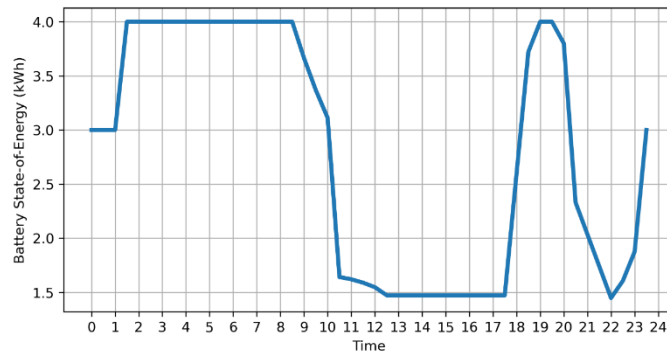
A.2.39. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, com PV.



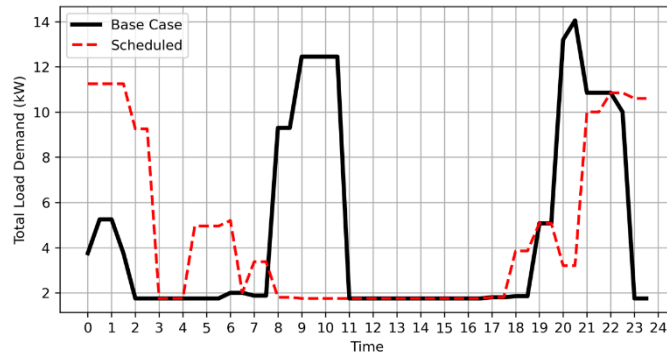
A.2.40. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



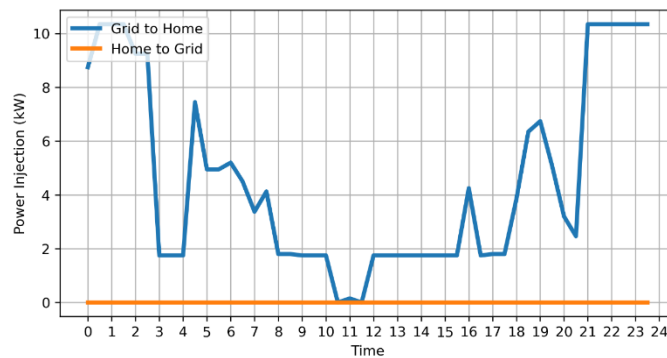
A.2.41. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



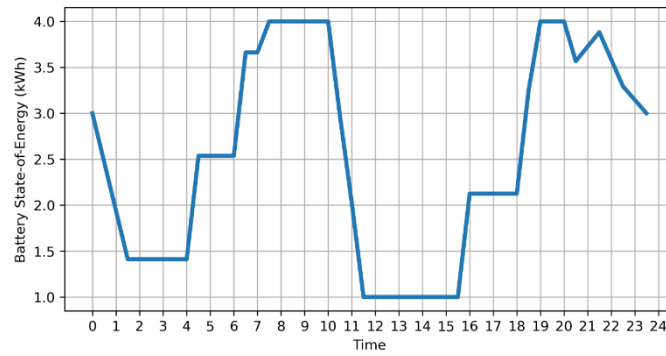
A.2.42. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, com PV.



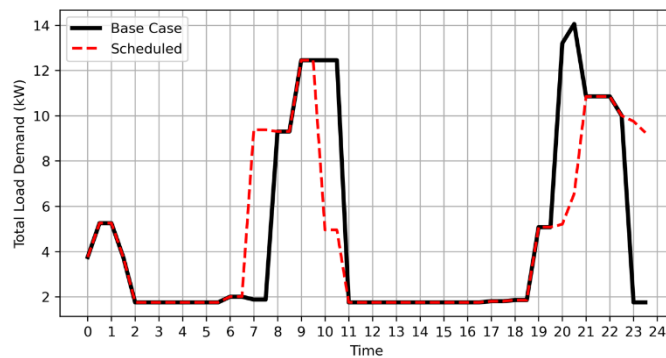
A.2.43. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



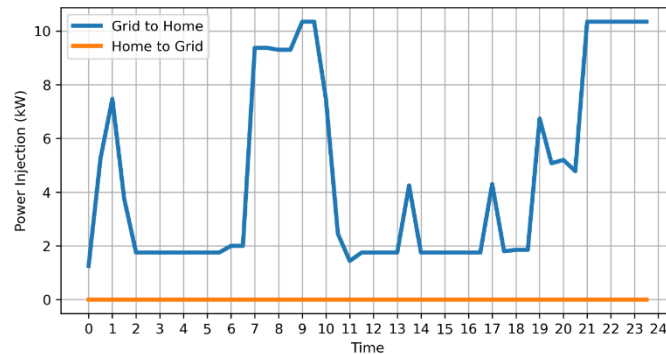
A.2.44. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



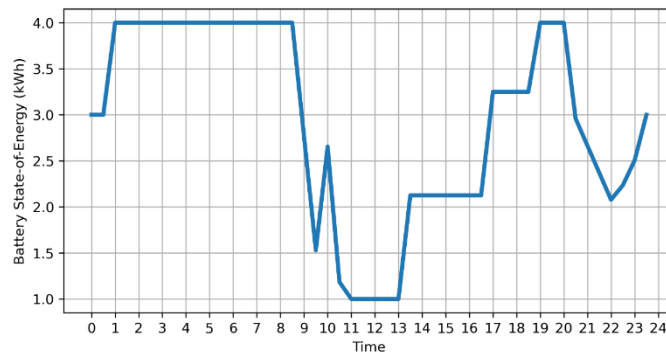
A.2.45. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=0$, sem PV.



A.2.46. Procura total de carga no caso de base sem o EMS (preto) e a procura de carga programada após o EMS (vermelho tracejado) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



A.2.47. Injeção de energia da rede para a casa (azul) e da casa para a rede (laranja) no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.



A.2.48. Nível de energia da bateria durante todo o dia, no horário noturno, alta eficiência com EMS, $\alpha=250$, sem PV.