



Tiago Miguel Amaral de Sousa

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

ANÁLISE DE MÉTODOS DE PARTILHA DE ENERGIA PEER-TO-PEER EM COMUNIDADES DE ENERGIA

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Universidade NOVA de Lisboa
setembro, 2025



ANÁLISE DE MÉTODOS DE PARTILHA DE ENERGIA PEER-TO-PEER EM COMUNIDADES DE ENERGIA

Tiago Miguel Amaral de Sousa

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: João Francisco Alves Martins,
Professor Catedrático, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Bruno João Nogueira Guerreiro,
Professor Auxiliar, FCT-UNL

Arguente: Anabela Monteiro Gonçalves Pronto,
Professora Auxiliar, FCT-UNL

Orientador: João Francisco Alves Martins,
Professor Catedrático, FCT-UNL

Análise de métodos de partilha de energia Peer-to-Peer em Comunidades de Energia

Copyright © Tiago Miguel Amaral de Sousa Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

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

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar o meu profundo agradecimento ao meu orientador, Professor Doutor João Francisco Alves Martins, pela constante disponibilidade para esclarecer dúvidas e pela orientação prestada sempre que me deparei com dificuldades. Agradeço, ainda, a sua dedicação em acompanhar esta dissertação, mesmo numa fase em que ainda tinha uma unidade curricular de licenciatura por concluir.

Dirijo também um sincero agradecimento à Faculdade de Ciências e Tecnologia e a todo o corpo docente que me acompanhou ao longo destes seis anos, pela qualidade do ensino e pela aprendizagem sólida que me proporcionaram.

À minha família, em especial aos meus pais e avós, agradeço de coração todo o apoio e incentivo ao longo deste percurso, mesmo nos períodos mais exigentes.

Quero igualmente agradecer aos meus amigos, pelas conversas, incentivo e companheirismo, que tantas vezes me ajudaram a aliviar a pressão deste percurso académico.

Por último, um agradecimento muito especial à minha namorada Sofia, pela paciência, compreensão e apoio incondicional ao longo dos últimos quatro anos, estando sempre presente nos momentos mais difíceis.

A todos, um obrigado,
Tiago Sousa

RESUMO

A presente dissertação analisa a troca de energia peer-to-peer numa comunidade de energia composta por vinte habitações, das quais doze dispõem de produção fotovoltaica. O estudo centra-se na criação de diferentes mecanismos de partilha dos excedentes energéticos comparando os resultados obtidos com as condições oferecidas pela rede elétrica convencional.

Foram desenvolvidos cinco métodos de troca de energia:

- I. Atribuição de prioridade de venda às habitações com maior excedente e de compra às com maior défice.
- II. Comercialização do excedente agregado da comunidade (em vez de cada habitação vender individualmente), a um preço ponderado calculado hora a hora.
- III. Aplicação de um algoritmo genético com o objetivo de maximizar o lucro dos vendedores, mantendo, contudo, a competitividade no mercado.
- IV. Introdução de um mecanismo de leilão, tanto na venda (para determinar a ordem dos vendedores) como na compra (em função da oferta apresentada por cada habitação, da mais elevada para a mais baixa).
- V. Utilização do excedente comunitário: nas horas em que este supera o défice total, segue-se a lógica do segundo método; nas horas em que o défice é superior, aplica-se o mecanismo de leilão na compra.

Posteriormente, foi introduzido armazenamento energético em três das doze habitações com produção fotovoltaica, de forma a avaliar os benefícios obtidos para a comunidade. Considerou-se ainda a implementação de armazenamento comunitário, analisando se esta solução traz mais vantagens globais à comunidade do que o armazenamento individual.

Por fim, foram analisados os benefícios económicos decorrentes dos diferentes métodos de troca de energia, bem como da introdução de armazenamento energético.

Palavras-chave: Comunidades de energia, Peer-to-Peer, Métodos de partilha de energia, Excedente, Défice.

ABSTRACT

This dissertation analyses peer-to-peer energy trading within an energy community composed of twenty households, twelve of which are equipped with photovoltaic production. The study focuses on the development of different mechanisms for sharing surplus energy from the producing households, comparing the results with the conditions offered by the conventional electricity grid.

Five energy trading methods were developed:

- I. Assigning selling priority to households with the largest surplus and buying priority to those with the largest deficit.
- II. Trading the community's aggregated surplus (instead of each household selling individually), at a weighted price calculated on an hourly basis.
- III. Applying a genetic algorithm aimed at maximizing sellers' profit while maintaining market competitiveness.
- IV. Introducing an auction mechanism, both for selling (to determine the order of sellers) and for buying (based on the bids submitted by each household, from the highest to the lowest).
- V. Using the community surplus: in hours when it exceeds the total deficit, the method follows the logic of the second; in hours when the deficit is higher, a buying auction is applied.

Subsequently, energy storage was introduced in three of the twelve photovoltaic households to evaluate the benefits obtained for the community. Community-scale storage was also considered, assessing whether this solution brings greater overall advantages than individual storage.

Finally, the economic benefits resulting from the different energy trading methods, as well as from the introduction of energy storage, were analysed.

Keywords: Energy Communities, Peer-to-Peer, Energy sharing methods, Surplus, Deficit.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Contributos Originais.....	3
1.4	Estrutura da Dissertação.....	3
2	ESTADO DA ARTE	5
2.1	Comunidades de Energia	5
2.1.1	Definição.....	5
2.1.2	Enquadramento Legal.....	5
2.1.3	Exemplos de Comunidades de Energia pelo Mundo.....	8
2.2	Coeficientes de Partilha.....	10
2.2.1	Definição.....	11
2.2.2	Modelos de Partilha de Energia em Comunidades	11
2.3	Troca de Energia Peer-to-Peer em Comunidades de Energia.....	13
2.3.1	Enquadramento.....	14
2.3.2	Mercados de Partilha de Energia Peer-to-Peer.....	14
2.3.3	Tecnologias Associadas à Partilha de Energia Peer-to-Peer.....	17
2.3.4	Exemplos de Projetos pelo Mundo.....	18
2.4	Algoritmos Inteligentes Aplicados à Gestão de Energia	20
3	METODOLOGIA	23

3.1	Definição da Comunidade de Energia	24
3.2	Tarifas e Preços a Aplicar na Comunidade.....	25
3.3	Implementação dos Métodos de Troca de Energia	25
3.3.1	Método 1	26
3.3.2	Método 2.....	26
3.3.3	Método 3.....	27
3.3.4	Método 4.....	27
3.3.5	Método 5.....	28
3.3.6	Síntese dos Métodos de Partilha de Energia	29
3.4	Introdução do Armazenamento na Comunidade de Energia.....	29
3.4.1	Armazenamento Individual.....	29
3.4.2	Armazenamento Comunitário	30
3.5	Análise do Tempo de Retorno de Investimento das Casas.....	30
3.5.1	Casas com Painéis Fotovoltaicos sem Bateria	31
3.5.2	Casas com Painéis Fotovoltaicos com Bateria.....	32
4	ESTUDO DE CASO	33
4.1	Comunidade de Energia	33
4.2	Preços e Tarifas Aplicadas	36
5	IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS.....	37
5.1	Sem Armazenamento.....	37
5.1.1	Método 1	37
5.1.2	Método 2.....	40
5.1.3	Método 3.....	44
5.1.4	Método 4.....	47
5.1.5	Método 5.....	51

5.2	Com Armazenamento.....	54
5.2.1	Baterias Individuais.....	55
5.2.2	Bateria Comunitária.....	56
5.3	Análise Económica do Investimento em Produção e Armazenamento.....	60
5.3.1	Casas com Painéis Fotovoltaicos sem Bateria.....	60
5.3.2	Casas com Painéis Fotovoltaicos e Bateria.....	63
5.3.3	Análise de sensibilidade na Casa 20.....	65
6	CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Representação de um mercado coordenado. Adaptado de (Tushar et al., 2021)	15
Figura 2-2 - Representação de um mercado descentralizado. Adaptado de (Tushar et al., 2021)	16
Figura 2-3 - Representação de um mercado comunitário. Adaptado de (Tushar et al., 2021)	16
Figura 3-1 - Fluxograma do trabalho realizado	23
Figura 4-1 - Diagrama de consumo e produção da Casa 19 em janeiro	34
Figura 4-2 - Diagrama de consumo e produção da Casa 19 em junho	35
Figura 5-1 - Transações no mercado P2P às 8h referentes ao Método 1 em janeiro	38
Figura 5-2 - Lucro e poupança individual diáriosl de cada casa no Método 1 em janeiro	38
Figura 5-3 - Transações no mercado P2P às 8h referentes ao Método 1 em junho	39
Figura 5-4 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 1 em junho	40
Figura 5-5 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 2 em janeiro	41
Figura 5-6 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 2 em janeiro	42
Figura 5-7 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 2 em junho	43
Figura 5-8 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 2 em junho	43
Figura 5-9 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 3 em janeiro	44
Figura 5-10 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 3 em janeiro	45
Figura 5-11 - Transações no mercado P2P às 11h referentes ao Método 3 em junho	46
Figura 5-12 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 3 em junho	46
Figura 5-13 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 4 em janeiro	47
Figura 5-14 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 4 em janeiro	48
Figura 5-15 - Transações no mercado P2P às 13h referentes ao Método 4 em junho	49
Figura 5-16 - Excedente em algumas horas da Casa 20 no mês de junho	50
Figura 5-17 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 4 em junho	50

Figura 5-18 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 5 em janeiro.....	51
Figura 5-19 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 5 em janeiro	52
Figura 5-20 - Transações no mercado P2P às 14h referentes ao Método 5 em junho	53
Figura 5-21 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 5 em junho	54
Figura 5-22 - Poupanças individuais pelo uso da Bateria Comunitária em junho	57
Figura 5-23 - Poupanças individuais pelo uso da Bateria Comunitária de 21 kWh em junho ..	59
Figura 5-24 - Poupanças individuais pelo uso da Bateria Comunitária de 60 kWh em junho ..	59
Figura 5-25 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica	62
Figura 5-26 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica + Armazenamento	64
Figura 5-27 - Payback Time em função das diferentes capacidades da bateria	66
Figura 5-28 - Payback em função de variações no investimento em energia fotovoltaica	68
Figura 5-29 - Payback em função de variações no investimento em armazenamento.....	69
Figura 5-30 - Variação do payback time em função da alteração do preço de compra à rede	70
Figura 5-31 - Variação do payback time em função da alteração do preço de venda à rede..	72

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 - Diferenças entre CER e CCE	6
Tabela 3-1 - Resumo dos métodos de partilha de energia.....	29
Tabela 4-1 - Potências contratadas de cada habitação.....	33
Tabela 4-2 - Tipo e respetivo número de módulos de cada habitação tal como a Pstc.....	34
Tabela 4-3 - Capacidades escolhidas para cada Casa	36
Tabela 4-4 - Preços adotados para os dois períodos horários	36
Tabela 5-1 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 1 em janeiro	39
Tabela 5-2 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 1 em junho	40
Tabela 5-3 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 2 em janeiro	42
Tabela 5-4 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 2 em junho	44
Tabela 5-5 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 3 em janeiro	45
Tabela 5-6 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 3 em junho	47
Tabela 5-7 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 4 em janeiro	48
Tabela 5-8 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 4 em junho	51
Tabela 5-9 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 5 em janeiro	52
Tabela 5-10 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 5 em junho.....	54
Tabela 5-11 - Lucros diários de cada Casa pelo uso da bateria.....	56
Tabela 5-12 - Poupança da CE para as 2 capacidades da Bateria Comunitária	57
Tabela 5-13 - Poupança da CE para as 2 capacidades da Bateria Comunitária	58
Tabela 5-14 - Investimento inicial de cada Casa em Energia Fotovoltaica	61
Tabela 5-15 - Receita anual de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica	61
Tabela 5-16 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica	62
Tabela 5-17 - Investimento inicial de cada Casa em Energia Fotovoltaica + Armazenamento.....	63

Tabela 5-18 - Receita anual de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica + Armazenamento	63
Tabela 5-19 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica + Armazenamento	64
Tabela 5-20 - Tempos de retorno do investimento para diferentes capacidades da Casa 20 .65	
Tabela 5-21 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do investimento em energia fotovoltaica.....	67
Tabela 5-22 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do investimento em armazenamento	68
Tabela 5-23 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do preço de compra à rede.....	70
Tabela 5-24 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do preço de venda à rede.....	71

SIGLAS

AG	Algoritmo Genético
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCE	Comunidade de Cidadãos para a Energia
CE	Comunidade de Energia
CEP	Clean Energy Packet
CER	Comunidade de Energia Renovável
CP	Coeficientes de Partilha
DL	Decreto-Lei
IA	Inteligência Artificial
MT	Média Tensão
P2P	Peer-to-Peer
PME	Pequenas e Médias Empresas
Pstc	Potência em condições padrão de teste
RDF	Redes de Distribuição Fechadas
RED	Recursos Energéticos Distribuídos

SEN	Sistema Elétrico Nacional
TRD	Tecnologias de Registo Distribuído
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção
VE	Veículo Elétrico
VSC	Coeficiente de Partilha Variável

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O mundo está a mudar, e o setor energético não é exceção. Com o passar do tempo, presenciamos uma transição energética global, motivada pela necessidade de diminuir a emissão de gases de efeito estufa e mitigar os impactos das alterações climáticas. Neste contexto, a descentralização do mercado energético tem desempenhado um papel fundamental, contribuindo para a redução das perdas energéticas e a maior integração de fontes renováveis.

As comunidades de energia (CE) surgem assim como um modo para um grupo de pessoas não só consumirem energia gerada dentro da própria comunidade, como no caso dos prosumers, partilhar o excedente da sua produção. Este conceito leva a uma maior independência face ao sistema energético tradicional, promovendo um consumo mais sustentável e descentralizado.

Em Portugal, assim como na União Europeia (UE), as CE já estão regulamentadas, evidenciando o apoio ao crescimento destas iniciativas. A legislação prevê diversos mecanismos para a partilha de energia, entre os quais se destaca, para efeitos desta dissertação, o modelo peer-to-peer (P2P). Este modelo dinâmico permite que os membros da comunidade comprem e vendam energia entre si, promovendo uma gestão mais eficiente e descentralizada do consumo energético.

O modelo P2P é suportado por diversas tecnologias, como as tecnologias de registo distribuído (TRD), a inteligência artificial (IA), os recursos energéticos distribuídos (RED) controláveis e a comunicação de alta velocidade, que em conjunto permitem a criação de diferentes tipos de mercados, variando consoante as regras de negociação e a interação entre os participantes.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é analisar diversos métodos de partilha de energia P2P dentro de uma CE composta por 20 habitações unifamiliares, que servirá como estudo de caso. Será avaliado se este modelo pode proporcionar vantagens económicas para os seus membros.

Para atingir o objetivo principal existem alguns objetivos mais específicos a desenvolver. Estes incluem:

- I. Estabelecer a CE, composta por diferentes perfis de utilizadores, com dados simulados de consumo e produção.
- II. Desenvolver cinco métodos de troca de energia P2P, incluindo um método baseado num algoritmo genético que, ao longo do dia, determine os preços de venda de energia que maximizem os lucros de venda totais da comunidade.
- III. Calcular, para cada método, os lucros de venda e as poupanças na compra em comparação com a rede, considerando os meses de janeiro e junho.
- IV. Introduzir armazenamento de energia elétrica na CE, tanto individual como coletivo, e analisar de que forma este influencia as poupanças e os lucros de cada habitação.
- V. Determinar o tempo de retorno do investimento para as habitações com produção fotovoltaica e sistemas de armazenamento.

Com esta dissertação, espera-se comprovar a efetividade deste tipo de modelo dinâmico de troca de energia, e perceber se fornece vantagens face ao mercado elétrico tradicional.

1.3 Contributos Originais

Esta dissertação apresenta como principais contribuições o desenvolvimento e a implementação de cinco métodos de partilha de energia P2P numa CE composta por habitações residenciais, bem como a posterior introdução de sistemas de armazenamento energético, tanto a nível individual como comunitário.

1.4 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em seis capítulos, incluindo a Introdução. Os conteúdos resumidos dos restantes capítulos estão apresentados de seguida:

- **Capítulo 2 - Estado da Arte:** Neste capítulo é realizada uma breve abordagem a conceitos importantes da dissertação. Inicialmente, apresentam-se as comunidades de energia, e o respetivo enquadramento legislativo, tanto a nível da União Europeia como em Portugal, complementando com exemplos de comunidades já implementadas no Mundo, na Europa e em Portugal. De seguida, são analisados os diferentes tipos de coeficientes de partilha existentes nas CE. Posteriormente é explorada a dinâmica da troca de energia P2P em CE, abordando os vários tipos de mercados existentes, as tecnologias subjacentes e exemplos de projetos pelo Mundo. Por fim, procede-se a um enquadramento sobre a aplicação de algoritmos inteligentes na gestão de energia, destacando-se exemplos práticos da sua implementação.
- **Capítulo 3 - Metodologia:** Neste capítulo apresenta-se de forma detalhada a descrição do trabalho realizado, incluindo a determinação dos perfis de consumo e produção, a implementação dos métodos de troca de energia, a introdução do armazenamento na comunidade e a análise económica efetuada.
- **Capítulo 4 - Estudo de Caso:** Este capítulo aborda a forma como está organizada a Comunidade de Energia que servirá de caso de estudo. É apresentado um exemplo de diagrama de consumo e produção de uma Casa. São igualmente apresentadas as capacidades das baterias individuais e da bateria comunitária.

Por fim, são descritas as tarifas aplicadas na comunidade, bem como o intervalo de preços de compra no mercado P2P.

- **Capítulo 5 - Análise e Discussão de Resultados:** Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos para cada método de troca de energia P2P. Inicialmente são analisados os resultados da comunidade sem armazenamento, para os meses de janeiro e junho. Seguidamente, discutem-se as principais vantagens e desvantagens de cada método. Numa fase posterior, são expostos os resultados obtidos com o armazenamento individual e coletivo.
- **Capítulo 6 - Conclusões e Trabalho Futuro:** Este capítulo reúne as conclusões finais do trabalho desenvolvido, resultantes do trabalho realizado, tais como possíveis abordagens que podem ser usadas em trabalho futuro.

ESTADO DA ARTE

2.1 Comunidades de Energia

A transição energética tem impulsionado a procura por modelos descentralizados de produção e consumo, sendo as comunidades de energia uma solução cada vez mais procurada.

2.1.1 Definição

De acordo com (Rescoop.eu, n.d.) uma comunidade de energia é uma forma de cidadãos cooperarem no setor energético de maneira aberta e democrática permitindo a todos os membros terem benefícios devido a essa cooperação.

Outra definição é feita por (Roberts et al., 2019) que refere que uma CE engloba diversas ações coletivas no setor energético, onde os cidadãos assumem um papel ativo na sua gestão e funcionamento.

Ambas as definições indicam a presença de um trabalho conjunto entre cidadãos no setor energético, permitindo que membros da comunidade não apenas produzam a sua própria energia, mas também a troquem e vendam entre si.

2.1.2 Enquadramento Legal

O crescimento das CE tem sido impulsionado por regulamentos que visam a transição para um sistema energético mais distribuído, sustentável e participativo.

Em 2019, a UE implementou o Clean Energy Packet (CEP), com o objetivo de promover a descarbonização do seu sistema energético. No âmbito deste pacote legislativo, foram estabelecidas regras para as CE através de duas diretivas: a Diretiva (UE) 2018/2001, que define as diretrizes para as Comunidades de Energia Renovável (CER), e a Diretiva (UE) 2019/944, que introduz as Comunidades de Cidadãos para a Energia (CCE) no mercado interno, permitindo a participação ativa dos consumidores na produção, partilha e comercialização de energia.

Com base no artigo 2.º de cada uma das diretivas, o CEP classifica as CE em dois grupos distintos, cujo objetivo comum é proporcionar benefícios ambientais, económicos e sociais aos seus membros ou zonas locais onde operam, ao invés de gerar lucros financeiros:

- **CER** - É uma entidade jurídica que se baseia numa participação aberta e voluntária. É administrada por membros da comunidade ou acionistas localizados próximos à fonte de energia renovável da comunidade. Os seus membros e acionistas são pessoas singulares, pequenas e médias empresas (PME) ou autoridades locais (European Union, 2018).
- **CCE** - É uma entidade jurídica que se baseia numa participação aberta e voluntária. Pode ser administrada por integrantes da comunidade, acionistas, autoridades locais, tais como municípios ou pequenas empresas. Pode envolver-se em atividades de geração, distribuição, comercialização, consumo, agregação, armazenamento de energia, prestação de serviços de eficiência energética, ou fornecimento de serviços de carregamento para veículos elétricos (VE), além de fornecer outros serviços energéticos para os seus membros ou titulares de participações sociais (European Union, 2019).

Tabela 2-1 - Diferenças entre CER e CCE

Critério	CER	CCE
Adesão	Adesão limitada	Adesão não limitada
Localização	Próxima à fonte de ER	Sem restrições
Tipo de Energia	ER	Apenas eletricidade
Natureza Tecnológica	100% renovável	Neutra

A Diretiva da UE 2018/2001 (RED II) (European Union, 2018) substituiu a anterior Diretiva 2009/28/CE, a qual estabeleceu o marco legal para incentivar o uso de energia proveniente de fontes renováveis. Esta reformulação que também introduziu o conceito de CER, estabeleceu metas nacionais obrigatórias para a participação de energia renovável no consumo final bruto de energia e também para a proporção de energia renovável no consumo energético no setor de transportes.

Por sua vez a Diretiva da UE 2019/944 (European Union, 2019) que também faz parte do CEP, reformulou o quadro regulatório do mercado interno da eletricidade, substituindo a Diretiva 2012/27/UE. Esta diretiva reforçou os direitos dos consumidores, promoveu a flexibilidade e a descentralização do setor elétrico e introduziu o conceito de CCE, permitindo a sua participação ativa na produção, partilha e comercialização de eletricidade.

Em Portugal, o DL n.º 15/2022 (Diário da República, 2022), de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo para a legislação portuguesa a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001. Este diploma define o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável e, pela primeira vez, regula as CER e as CCE.

O artigo 189.º do DL referido permite às CER produzir, consumir, armazenar, adquirir e vender energia renovável, bem como partilhá-la entre os seus membros, nomeadamente através de UPAC. As CER podem ainda aceder aos mercados de energia, incluindo aos serviços de sistema, diretamente ou através de agregadores.

O quadro regulatório assegura que os consumidores podem aderir às CER sem restrições injustificadas e prevê que qualquer membro possa sair da comunidade, desde que cumpra as obrigações assumidas. As CER são ainda responsáveis pelos desvios de programação no SEN, podendo transferir essa responsabilidade para um agregador ou representante. Além disso, o diploma prevê mecanismos específicos de gestão dinâmica da energia, promovendo um modelo mais descentralizado e colaborativo de produção e consumo energético.

O artigo 191.º do referido DL estabelece que as CCE seguem um regime semelhante ao das CER, mas com algumas especificidades:

- I. Têm a possibilidade de ser proprietárias, estabelecer, adquirir ou arrendar Redes de Distribuição Fechadas (RDF), bem como gerir essas infraestruturas, de acordo com as disposições do decreto-lei.

- II. Podem desempenhar atividades como produção, distribuição, comercialização, consumo, agregação e armazenamento de energia, seja esta proveniente de fontes renováveis ou não renováveis.

Observou-se que não existem diferenças significativas entre os grupos, por isso foi decidido que para fins de análise, esta tese não fará uma distinção prática entre CCE e CER.

2.1.3 Exemplos de Comunidades de Energia pelo Mundo

Ao longo dos últimos anos as CE têm vindo a expandir-se pelo mundo. Apesar de todas terem o objetivo de implementar um modelo de energia mais sustentável e descentralizado, a sua estrutura e operação podem diferir dependendo do contexto regulatório e das necessidades locais.

Seguem-se alguns exemplos de CE em diferentes regiões do mundo.

2.1.3.1 Portugal

Antes de os conceitos de energia renovável e CE se consolidarem, as cooperativas elétricas desempenhavam um papel essencial na eletrificação de zonas mais rurais, onde o acesso à energia era particularmente difícil (Alves, 1999).

Estas cooperativas surgiram como uma resposta à necessidade de fornecer eletricidade a comunidades que, muitas vezes, não eram economicamente viáveis para as grandes empresas do setor, garantindo assim um modelo descentralizado e participado de fornecimento energética (Alves, 1999). Existem assim semelhanças com o conceito atual de CE.

A primeira cooperativa elétrica em Portugal, denominada Cooperativa Elétrica do Vale d'Este, foi fundada em 1930. Localizada entre Barcelos e Famalicão continua em operação até aos dias de hoje, assim como outras nove cooperativas elétricas no país (J. G. Mendes et al., 2023).

Atualmente, as cooperativas elétricas evoluíram para CE, e várias empresas especializam-se na criação dessas comunidades. Um exemplo é a *Greenvolt Comunidades*, que desenvolve e implementa CE. Entre os projetos da empresa, destaca-se a CE de Montemor-o-Novo, estabelecida em 2008. A cidade conta com a instalação de painéis solares em diversas

infraestruturas, totalizando uma capacidade instalada de 342 kW. A eletricidade produzida é consumida pelos edifícios locais, sendo o excedente injetado na rede elétrica (Greenvolt Comunidades, 2023).

2.1.3.2 Europa

Em linha com o que acontece em Portugal, na Europa as cooperativas elétricas também surgiram com o objetivo de produção de energia para comunidades locais (J. G. Mendes et al., 2023).

Existem assim inúmeros exemplos de CE que podem ser encontrados em diversos países da Europa. Estas comunidades estão adaptadas às necessidades locais e legislação de cada país. De acordo com (Caramizaru & Uihlein, 2020), em 2019 existiam cerca de 3500 CER na Europa, um número que aumenta ao incluir as CCE.

Para apoiar o crescimento e a colaboração entre essas comunidades, a *REScoop* é uma organização que reúne e apoia comunidades de energia renovável na Europa. Ao todo são mais de 2500 CER e 2 milhões de cidadãos representados (REScoop.eu, n.d.).

Seguem-se exemplos de alguns países que já adotaram este tipo de modelo:

Espanha – A *Som Energia* foi a primeira cooperativa elétrica renovável em Espanha. Hoje conta com mais de 85000 membros, e o seu objetivo é de incentivar projetos de desenvolvimento sustentável com a participação dos cidadãos (Som Energia, 2010).

Reino Unido – Localizada em Edimburgo, a *Edinburgh Community Solar Limited* conta com mais de 500 membros. Instalou 24 arrays de painéis solares em telhados da cidade, sendo assim o maior projeto de energia comunitário no Reino Unido (Edinburgh Community Solar Co-operative, 2023).

Alemanha – A Alemanha é o país com mais iniciativas de CE na Europa [9]. Um exemplo é a *Elektrizitätswerke (EWS) Schönau eG*, fundada em 2009, hoje fornece energia renovável a cerca de 13500 membros (EWS Schönau, 2024).

2.1.3.3 Resto do Mundo

Embora os modelos de CER e CCE fora da Europa possam diferir em termos de estrutura e regulamentação, o princípio de capacitar comunidades locais para produzir e gerir a sua própria energia está presente em diversas iniciativas pelo mundo. Alguns exemplos incluem:

Indonésia – Em parceria com a *Spectrum-R*, a *Greenvolt* concordou em implementar soluções de energia renovável por meio da *Emerging Solar Indonesia*, com o objetivo de compartilhar energia solar entre as empresas. Isto permitirá às empresas indonésias partilhar a energia gerada a partir da irradiação solar (A. M. Mendes, 2024).

Nigéria – Apesar do conceito de CER e CCE ainda estar em desenvolvimento, já existem iniciativas semelhantes voltadas para a energia descentralizada. É exemplo na Nigéria a *Rural Electrification Agency* que tem o objetivo de dar acesso a eletricidade, através de energia solar, a comunidades que não têm acesso à mesma (Rural Electrification Agency, 2017).

EUA – No continente americano, é talvez onde encontremos a maior semelhança com o europeu. Existem inúmeros projetos de CE. Um exemplo é o website *Yeloha* em que cidadãos de Brooklin nos EUA, podem partilhar energia solar com outros (Yeloha, 2020).

Austrália – Por fim na Oceânia temos o exemplo da *Hepburn Wind Community Co-operative*. Esta é a primeira CE eólica da Austrália e gera energia renovável para mais de 2000 habitações na região de Leonard's Hill, Victoria (Australian Government, 2024).

2.2 Coeficientes de Partilha

As CE incentivam a produção e o uso conjunto de eletricidade, possibilitando que os seus membros partilhem a energia produzida localmente. Contudo, para assegurar uma distribuição justa da energia entre os participantes, é necessário estabelecer critérios que orientem a distribuição da energia produzida. Estes critérios são formalizados por meio de coeficientes de partilha (CP), que determinam a quantidade de energia destinada a cada membro.

A determinação dos CP tem impacto na viabilidade financeira e na sustentabilidade da comunidade energética. Conforme o método escolhido, pode-se fomentar a independência energética, estabelecer a igualdade entre os participantes ou maximizar o uso da energia produzida.

2.2.1 Definição

De acordo com (E-REDES, 2024), os CP representam a proporção da energia gerada que é atribuída a cada membro da comunidade, definindo assim, a forma como a produção é distribuída.

Para além de definirem a distribuição da energia entre os membros, os CP podem seguir diferentes metodologias, dependendo dos objetivos da comunidade. Alguns modelos utilizam coeficientes fixos, enquanto outros adotam abordagens dinâmicas que ajustam os coeficientes em tempo real, garantindo uma distribuição mais eficiente. Os diferentes tipos de coeficientes vão ser abordados na próxima subsecção.

2.2.2 Modelos de Partilha de Energia em Comunidades

Como referido anteriormente, a CE tem a liberdade de escolher a forma como a energia é partilhada. De acordo com o artigo 189.º do DL 15/2022 (Diário da República, 2022), as CER – e, conseqüentemente, as CCE, uma vez que estas seguem o mesmo enquadramento legal, podem distribuir a energia utilizando os modos de partilha previstos no n.º 2 do artigo 87.º. De acordo com este artigo, os CP estão sujeitos à regulamentação da ERSE, que define as regras para a alocação da energia entre os membros da comunidade.

Os modos de partilha possíveis são então (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), 2023):

- I. Modelo de partilha de energia por coeficientes fixos
- II. Modelo de partilha de energia proporcional ao consumo
- III. Modelo de partilha de energia hierárquica
- IV. Modelo de partilha de energia dinâmico

2.2.2.1 Modelo de Partilha de Energia por Coeficientes Fixos

O princípio básico deste modelo é estabelecer o método de distribuição de energia para os participantes na CE, mantendo valores constantes ao longo do tempo. Os valores são sempre constantes em qualquer circunstância. Assim, mesmo sendo de fácil implementação, o modelo pode não se ajustar às flutuações de consumo dos membros. Isto pode resultar em excessos de energia não utilizadas por cada membro, que acaba por ser injetada na rede,

mesmo que ainda existam membros cujo consumo ainda não foi completamente atendido (Jorge, 2023).

2.2.2.2 Modelo de Partilha de Energia Proporcional ao Consumo

Como o próprio nome sugere, o princípio do modelo consiste em atribuir uma maior quantidade de energia aos membros com maior consumo, enquanto se destina uma menor quantidade aos membros com consumo menor.

Embora possa gerar questões de equidade na distribuição da energia, o modelo proporcional ao consumo reduz o excedente não utilizado pela CE em comparação com o modelo de coeficientes fixos. Este modelo evita, assim, a atribuição de energia em excesso que não seria aproveitada por membros com um baixo consumo energético (Serra, 2022).

2.2.2.3 Modelo de Partilha de Energia Hierárquica

O modelo de partilha de energia hierárquica baseia-se numa lista de prioridades dos membros, fornecendo energia primeiro às instalações com maior prioridade e avançando sucessivamente para as seguintes até esgotar a energia disponível na CE. Desta forma, a distribuição de energia não segue um critério de equidade entre todos os membros, uma vez que alguns têm prioridade sobre outros, podendo resultar na não alocação de energia para os membros posicionados no final da hierarquia (Serra, 2022).

2.2.2.4 Modelo de Partilha de Energia Dinâmico

O modelo de partilha dinâmica de energia é desenvolvido para que seja possível a monitorização, controlo e gestão dinâmica da mesma, em tempo real, com o objetivo de maximizar a eficiência dos fluxos energéticos entre as instalações da CE, conforme descrito no n.º 3 do artigo 87.º do DL 15/2022 (Diário da República, 2022).

Os sistemas de gestão dinâmica devem ter a capacidade de aceder aos dados necessários do operador de rede para garantir o seu funcionamento e operação adequados. Têm também de fornecer ao operador da rede a energia partilhada por cada membro da comunidade ou o respetivo CP para dedução no consumo medido. Por fim tem de se assegurar a

interoperabilidade com os sistemas do operador da rede, disponibilizando os requisitos necessários aos interessados, como indicado no n.º 4 do mesmo artigo (Diário da República, 2022).

Adicionalmente, conforme estabelecido no n.º 7 do artigo 189.º, também do DL 15/2022 (Diário da República, 2022), nas CE é permitida a adoção de sistemas específicos para gestão dinâmica. Diversos trabalhos implementam modelos de partilha de energia dinâmica, alguns dos quais são apresentados a seguir.

Uma das implementações é feita por (Queiroz et al., 2023), na qual é estabelecido um coeficiente de partilha variável (VSC). Este coeficiente foi testado em 2 modelos distintos: no primeiro, existia apenas autoconsumo individual, com a partilha restrita aos excedentes de produção; no segundo apenas o autoconsumo coletivo era permitido. O VSC é calculado a cada intervalo de 15 minutos com base no consumo de cada edifício, garantindo uma distribuição dinâmica da energia produzida localmente. O VSC é definido pela seguinte expressão:

$$VSC_i(n) = \frac{BD_i(n)}{\sum_{j=1}^N BD_j(n)} \quad (2.1)$$

- **VSC_i(n)** - Representa o coeficiente de partilha para o edifício i no instante n
- **BD_i(n)** - Procura de eletricidade do edifício i no instante n
- **N** - Número total de membros da comunidade

O VSC demonstrou ser mais eficaz em edifícios com maior consumo energético, e também resulta no melhor desempenho ao considerar a CER como um todo independentemente do modelo.

2.3 Troca de Energia Peer-to-Peer em Comunidades de Energia

A troca de energia P2P em CE surge como uma alternativa descentralizada aos modelos tradicionais de comercialização, permitindo que os membros da comunidade transacionem energia diretamente entre si.

Ao contrário dos sistemas convencionais, onde a energia é obtida a partir da rede, este modelo possibilita que cada prosumer venda o seu excedente diretamente a outros membros

da comunidade. Esta secção explora o funcionamento deste modelo, as tecnologias que o suportam e também alguns exemplos de aplicação na Europa e em Portugal.

2.3.1 Enquadramento

Na partilha de energia P2P, o prosumer tem autonomia para definir os seus próprios parâmetros de partilha, incluindo a quantidade de energia a disponibilizar, o preço a praticar, os destinatários da partilha e o momento em que esta ocorrerá. Embora um controlador centralizado ou uma entidade externa possa exercer alguma influência no processo de decisão do prosumer, não possui autoridade para determinar diretamente como este realiza as negociações com outros membros da comunidade (Tushar et al., 2021).

A autonomia de cada prosumer é amplamente suportada por tecnologias emergentes, como a blockchain, que garantem transparência e segurança nas transações. No entanto, a implementação prática deste modelo não se limita apenas às suas vantagens, enfrentando também desafios significativos, como o elevado custo computacional associado à utilização de blockchain para assegurar a segurança, atrasos na comunicação e previsões imprecisas que podem comprometer a sustentabilidade do mercado (Tushar et al., 2021),(Fairley, 2017).

2.3.2 Mercados de Partilha de Energia Peer-to-Peer

Levando em conta a forma como as negociações ocorrem e como as informações são trocadas entre os membros da CE, o mercado de partilha de energia P2P pode ser classificado em três tipos: mercado coordenado, mercado descentralizado e mercado comunitário (Tushar et al., 2021). Embora os nomes desses tipos de mercado possam variar entre estudos, nesta dissertação serão adotadas estas denominações.

2.3.2.1 Mercado Coordenado

Num mercado coordenado, existe uma entidade central, o coordenador, que interage diretamente com os participantes envolvidos nas transações de energia P2P. Este coordenador recolhe informações dos participantes e utiliza-as para determinar tanto a importação como a

exportação de energia de cada peer. Adicionalmente, é responsável por gerir a distribuição dos rendimentos obtidos pela comunidade, aplicando critérios estabelecidos previamente (Zhou et al., 2020).

Uma das principais vantagens dos mercados coordenados é a menor incerteza nos padrões de consumo e produção dos membros. Isto deve-se ao facto de que a atividade dos peers está diretamente sob a supervisão do coordenador (Zhou et al., 2020).

Por outro lado, uma desvantagem dos mercados coordenados é o aumento exponencial da complexidade computacional e das necessidades de comunicação nos sistemas de gestão centralizados, à medida que cresce o número de RED envolvidos (Papadaskalopoulos & Strbac, 2013).

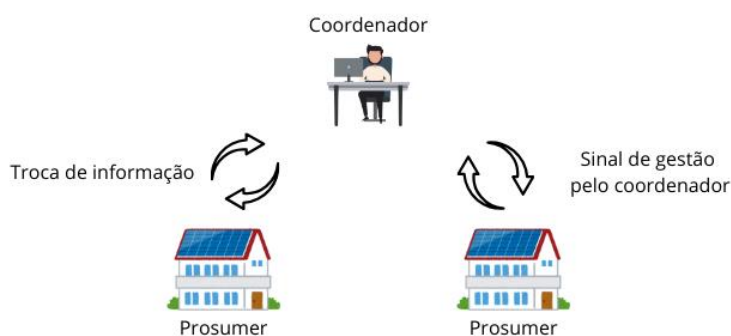


Figura 2-1 - Representação de um mercado coordenado. Adaptado de (Tushar et al., 2021)

2.3.2.2 Mercado Descentralizado

Num mercado descentralizado, as transações e a comunicação ocorrem diretamente entre os membros da comunidade, sem depender de um coordenador centralizado. Este modelo caracteriza-se pela autonomia dos peers, onde tanto o processo de negociação como a partilha de informações são realizados de forma descentralizada, refletindo a essência deste tipo de mercado (Tushar et al., 2021),(Zhou et al., 2020).

A principal vantagem do mercado descentralizado é que os prosumers têm total controlo sobre o seu processo de tomada de decisão, conseguindo escolher livremente se desejam ou não participar na partilha de energia em qualquer momento. Além disso é um mercado que dá mais privacidade aos participantes (Tushar et al., 2021), (Tushar et al., 2020).

Um estudo realizado por (Guerrero et al., 2017), indica que os mercados descentralizados não estão isentos de desvantagens. A ausência de coordenadores centralizados pode comprometer a eficiência destes mercados, o que pode impedir que o bem-estar social da CE alcance o seu máximo potencial.

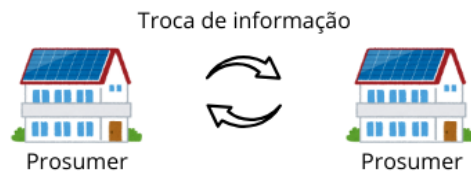


Figura 2-2 - Representação de um mercado descentralizado. Adaptado de (Tushar et al., 2021)

2.3.2.3 Mercado Comunitário

O mercado comunitário representa um equilíbrio entre os modelos coordenado e descentralizado. Nesse sistema, um gestor comunitário desempenha o papel de coordenador, sendo responsável pela comunicação e gestão de informações, mas sem autoridade para controlar diretamente a importação ou exportação de energia. Essencialmente, este mercado combina a comunicação estruturada do modelo coordenado com a liberdade de troca do modelo descentralizado, onde as transações ocorrem sem a necessidade de um coordenador central (Tushar et al., 2021), (Zhou et al., 2020).

A principal vantagem do mercado comunitário reside na capacidade de aliar uma organização estrutural eficiente à liberdade de decisão individual dentro da CE. No entanto, essa combinação também traz consigo as desvantagens dos dois modelos (Tushar et al., 2021), (Zhou et al., 2020).

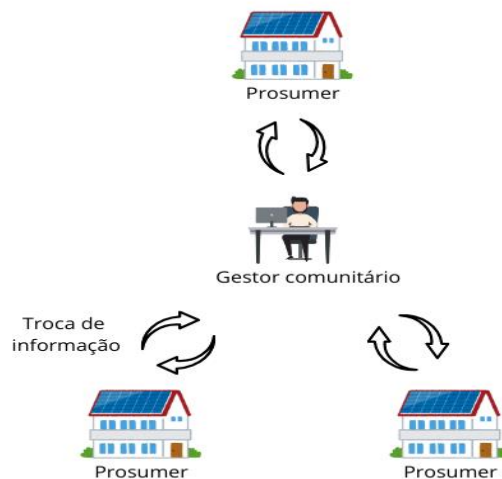


Figura 2-3 - Representação de um mercado comunitário. Adaptado de (Tushar et al., 2021)

2.3.3 Tecnologias Associadas à Partilha de Energia Peer-to-Peer

A implementação da partilha de energia P2P depende de um conjunto de tecnologias que fornecem o suporte necessário para o funcionamento do modelo. Estas tecnologias estão por trás da monitorização, transação e otimização do fluxo energético. De seguida serão exploradas algumas das principais tecnologias envolvidas na partilha de energia P2P.

2.3.3.1 Tecnologias de Registo Distribuído

As TRD, disponibilizam uma plataforma digital a cada participante para permitir a troca de informações entre si, assegurando a validação de transações energéticas e económicas. Os dados não são guardados de forma centralizada, mas são partilhados e registados simultaneamente por vários participantes (Zia et al., 2020).

Os elementos principais deste tipo de tecnologias incluem os registos, os contratos inteligentes e os protocolos de consenso. O registo serve para armazenar as informações e os dados essenciais dos participantes. Os contratos inteligentes estabelecem as preferências dos utilizadores e asseguram o cumprimento das condições acordadas entre as partes envolvidas. Já os protocolos de consenso têm como função validar as transações realizadas (Zia et al., 2020).

Exemplos de TRD incluem Blockchain, Directed Acyclic Graph, Hashgraph, Holochain e Tempo, cada uma com abordagens distintas para a gestão de dados descentralizada (Zia et al., 2020).

2.3.3.2 Inteligência Artificial

A IA pode ser definida como um conjunto de técnicas computacionais que reproduzem a inteligência humana em máquinas, possibilitando que elas pensem e ajam de forma racional. Na troca de energia P2P, a IA é crucial para identificar padrões de consumo energético em diferentes habitações e analisar as respostas dos prosumers a diferentes preços e quantidades de energia. Técnicas como *deep learning* e *reinforcement learning* são fundamentais para alcançar esses objetivos (Tushar et al., 2021), (Matsuo et al., 2022).

2.3.3.3 Comunicação Rápida

A partilha de energia P2P exige infraestruturas de comunicação adequadas, capazes de operar remotamente e de interagir com diversos dispositivos, garantindo baixa latência. Os avanços recentes em comunicações de alta velocidade, como o 5G, respondem a estas necessidades através de uma gama de capacidades de rede e da possibilidade de suportar serviços com elevados requisitos (Tushar et al., 2021).

2.3.3.4 Recursos Energéticos Distribuídos controláveis

A utilização de RED controláveis na troca de energia P2P oferece diversas vantagens, como a redução dos custos de energia para os consumidores, permitindo-lhes maximizar o autoconsumo da energia gerada localmente. Além disso, os RED contribuem para a redução das perdas na transmissão e melhoram a resiliência da rede, ao equilibrar a geração e o consumo de energia localmente (Saif et al., 2023).

2.3.4 Exemplos de Projetos pelo Mundo

Desde há alguns anos, têm surgido diversos projetos pioneiros na implementação da partilha de energia P2P a nível global. Nesta subseção, serão apresentados alguns destes projetos.

2.3.4.1 Portugal

Embora a partilha de energia P2P esteja a ganhar relevância a nível global, Portugal ainda se encontra numa fase inicial de exploração deste modelo. Contudo, já foram realizados estudos que propõem este tipo de abordagem.

Um desses estudos sugeriu a implementação de comunidades P2P em baixa tensão, onde os membros, ligados à mesma subestação BT/MT, partilhariam excedentes de energia renovável localmente, isentos de custos associados às redes de média e alta tensão. O modelo mostrou benefícios económicos tanto para consumidores, com uma redução da tarifa de energia entre 15,1% e 23,6%, como para prosumers, que lucrariam mais ao vender excedentes na comunidade do que à rede. Durante os 6 meses de análise, os consumidores poupariam até

3,4€ e os prosumers acumulariam cerca de 90,2€ em quatro edifícios públicos (Klein et al., 2019).

2.3.4.2 Europa

A Europa é o continente que lidera em número de projetos piloto de implementação do modelo P2P (Tushar et al., 2021). Alguns desses projetos são:

Alemanha – A *Sonnen Community*, é uma plataforma P2P que permite aos membros gerar, armazenar e partilhar excedentes com outros membros da comunidade. Iniciado em 2015, as suas principais vantagens incluem a redução de custos energéticos através de um fornecimento descentralizado de eletricidade, o acesso a sistemas de armazenamento energético inteligente e a possibilidade de beneficiar de excedentes de eletricidade de forma gratuita (Sonnen, 2025).

Reino Unido – A *Piclo* desenvolve soluções de software para descarbonizar a rede elétrica. Conta com 2 plataformas, a *Piclo Max*, que facilita o acesso a proprietários de baterias e veículos elétricos aos mercados de eletricidade, e a *Piclo Flex* que conecta compradores e vendedores, permitindo o fornecimento de energia ajustável em momentos de alta procura ou baixa oferta (Piclo, 2025).

Países Baixos – A *Powerpeers* é uma plataforma de energia baseada no modelo P2P, com o objetivo de facilitar a troca de energia entre produtores de energia renovável e consumidores. Através desta plataforma, os utilizadores podem adquirir e partilhar eletricidade verde diretamente, promovendo a sustentabilidade e a transparência no consumo de energia (Powerpeers, 2024).

2.3.4.3 Resto do Mundo

Nos restantes continentes também existem vários projetos piloto de troca de energia P2P. Alguns exemplos incluem:

Tailândia – A *Power Ledger*, em parceria com a empresa tailandesa de energia renovável *BCPG*, lançou uma plataforma de comércio de energia P2P no recinto urbano T77, em Bangucoque. A iniciativa permitirá a transação de até 635 kW de energia solar fotovoltaica

entre quatro entidades participantes: um centro comercial, uma escola internacional, apartamentos com serviços e uma clínica dentária (Power Ledger, 2018).

EUA – A TeMix contém uma plataforma que permite transações de energia em tempo real com preços dinâmicos. A plataforma integra dados do mercado grossista com dispositivos de nível doméstico e RED fornecendo sinais de preços. Esta solução ajuda a equilibrar a oferta e a procura, otimizar as operações da rede e melhorar a integração de fontes de energia renováveis (TeMix, 2025).

Austrália – A *Power Ledger* também desenvolveu um projeto inovador na Austrália, denominado *VB Solar Exchange*. Neste programa, os prosumers têm a possibilidade de trocar o excedente da sua energia solar por cervejas, em vez de dinheiro, como é habitual. Este conceito pioneiro deu origem ao primeiro projeto "Peer-to-Beer" (Power Ledger, 2024).

2.4 Algoritmos Inteligentes Aplicados à Gestão de Energia

Na gestão de energia, é fundamental otimizar o consumo, a produção e o armazenamento para maximizar a eficiência e reduzir o desperdício energético. Neste contexto, os algoritmos inteligentes surgem como uma abordagem eficaz para identificar soluções ideais em sistemas energéticos, permitindo uma gestão de energia mais eficiente.

Os algoritmos inteligentes são sequências de instruções projetadas para resolver problemas ou executar tarefas de forma autónoma, adaptando-se e aprendendo com os dados que processam. Em vez de seguir instruções fixas, analisam dados, reconhecem padrões e tomam decisões com base no que aprenderam, tudo isso sem precisar da intervenção direta de um ser humano.

De acordo com (Wang et al., 2020), os algoritmos inteligentes são empregues para solucionar uma variedade de questões de otimização por meio de métodos exatos e inovadores.

Os algoritmos inteligentes têm sido amplamente aplicados em diversas áreas, com destaque, no contexto desta dissertação, para a sua utilização na gestão de energia. Entre as várias abordagens, os algoritmos genéticos (AG) têm-se afirmado como uma solução eficiente para otimizar e gerir recursos energéticos de forma eficaz. Nesta secção, serão apresentados exemplos concretos que ilustram como os AG têm sido utilizados neste domínio.

O AG é um método de otimização inspirado na teoria da seleção natural e na evolução biológica, desenvolvido por John Holland nos anos 70. Baseia-se assim em princípios como seleção, cruzamento e mutação para encontrar soluções para problemas complexos. Para além da otimização, também é aplicado em machine learning, investigação e desenvolvimento. O seu funcionamento assemelha-se aos processos biológicos de geração de cromossomas, recorrendo a operações genéticas aplicadas a uma população aleatória. O objetivo do AG é produzir soluções cada vez mais eficientes ao longo das sucessivas gerações (Lambora et al., 2019).

Algumas das aplicações dos AG em gestão de energia incluem:

- Um estudo realizado por (Patrício et al., 2024) utiliza um AG para otimizar o horário de operação de cargas flexíveis em edifícios. O objetivo do estudo é a redução dos custos energéticos sem comprometer o conforto dos utilizadores. O AG recebe como parâmetros de entrada a previsão de consumo das cargas, a produção solar, a potência contratada, as tarifas aplicadas, cargas flexíveis a otimizar e as restrições definidas pelos utilizadores. Posto isto, o AG é inicializado e começa a iterar. Ao atingir os critérios de paragem, a melhor solução é apresentada ao utilizador.

Concluiu-se que a aplicação do algoritmo permitiu a redução de 15% na fatura energética da casa simulada, ao redistribuir os horários das cargas flexíveis para períodos de menor custo e maior disponibilidade de energia solar.

- Um estudo conduzido por (Torkan et al., 2022) utilizou um AG para otimizar a gestão energética de microgrids. O AG foi aplicado para encontrar a melhor solução e iterou sobre diversas configurações operacionais para encontrar o melhor equilíbrio entre custos e emissões.

Os resultados indicaram que a aplicação do AG não só reduziu os custos operacionais da microgrid, como também contribuiu para a diminuição das emissões de gases com efeito de estufa.

- Um estudo realizado por (Lü et al., 2020) empregou um AG para otimizar o sistema híbrido de células de combustível em veículos elétricos híbridos. O objetivo do AG é minimizar o consumo de energia e a degradação da célula de combustível, considerando algumas limitações como a capacidade de carga da bateria e

a potência necessária. O algoritmo é inicializado e finaliza quando é encontrada uma solução ótima ou se atingir o número máximo de iterações.

Concluiu-se que esta abordagem não só prolonga o ciclo de vida das células de combustível, como também aumenta a eficiência energética do sistema, reduzindo o consumo de hidrogénio até 22%.

Face ao exposto, apresenta-se no próximo capítulo a metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho.

METODOLOGIA

O presente capítulo descreve a metodologia adotada no desenvolvimento desta dissertação. A Figura 3-1 apresenta o fluxograma que sintetiza o trabalho realizado.

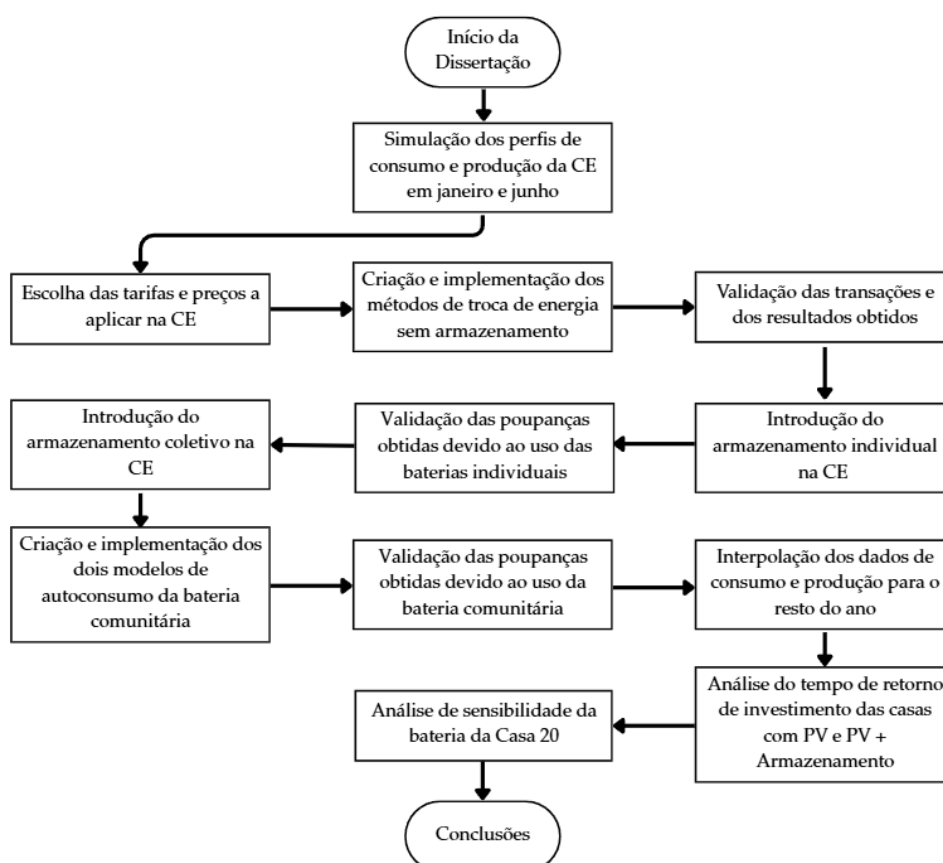


Figura 3-1 - Fluxograma do trabalho realizado

3.1 Definição da Comunidade de Energia

Numa primeira fase, foi definida uma comunidade de energia com várias casas e com um número variável de habitantes e perfis de consumo. Algumas habitações têm a possibilidade de produção de energia fotovoltaica e outras possuem um veículo elétrico.

Os dados horários de consumo e produção de energia elétrica foram simulados nos meses de janeiro e junho de forma a representar as variações de consumo entre inverno e verão. Estas simulações funcionam como uma previsão do consumo e da produção da CE para o dia seguinte, permitindo que os membros disponham antecipadamente de um plano indicativo do que irão produzir e consumir.

Os diagramas de consumo de cada vivenda foram gerados com base no modelo de Richardson (Richardson et al., 2010), que fornece valores simulados de consumo de 1 em 1 min. Para as habitações que possuem VE, foi adicionado um valor fixo de potência de forma a simular o carregamento dos mesmos. Em algumas habitações foi considerado carregamento a 7,4 kW, mas na maioria foi utilizado carregamento a 3,7 kW de forma a não aumentar a potência contratada dessas casas. Com base nos consumos obtidos, determinou-se a potência contratada de cada habitação.

A produção de cada casa foi estimada com recurso ao PVGIS ([European Commission, 2022](#)). Foram recolhidos os valores médios da irradiância e da temperatura ambiente durante o mês de janeiro e junho, de forma a conseguir calcular a produção de energia fotovoltaica.

Foram utilizados dois tipos de módulos fotovoltaicos na comunidade. Em cinco habitações, instalou-se o modelo JAM66S30/MR com 500 Wp, enquanto nas restantes foi utilizado o modelo JAM72S30/MR com 550 Wp.

De acordo com o DL n.º 153/2014 artigo 5.º (Ministério do Ambiente, 2014), a potência de ligação de uma unidade de produção (UP) tem de ser menor ou igual a 100% do valor da potência contratada da habitação. Por essa razão, as potências dos sistemas fotovoltaicos em condições padrões de teste (P_{stc}) são inferiores às potências contratadas para cada casa.

Para os cálculos da produção fotovoltaica, consideraram-se perdas constantes de 10% em CC, atribuídas ao efeito de Joule e à sujidade. O rendimento dos inversores variou entre 98% e 98,5%, enquanto as perdas em CA foram assumidas como 1% ou 1,5%. Como os dados de produção estão representados em intervalos de hora em hora, os dados de consumo foram ajustados através da média de 60 valores consecutivos.

3.2 Tarifas e Preços a Aplicar na Comunidade

Definiu-se a aplicação de uma tarifa bi-horária para as 20 habitações. O preço de compra de energia à rede foi determinado com base em dados recolhidos de seis comercializadores (Gold Energy, Galp, EDP, Repsol, Endesa e Iberdrola), calculando-se a média dos valores apresentados para os períodos fora de vazio e vazio.

Adicionalmente, procedeu-se à análise do preço de venda de energia à rede, considerando várias ofertas de comercializadores, com o objetivo de definir um valor de referência para a venda de excedentes.

Para garantir a equidade nas transações P2P, foram impostas restrições aos preços praticados: o preço de compra P2P não pode exceder o preço de compra à rede, de modo a não prejudicar os compradores, e o preço de venda P2P não pode ser inferior ao preço de venda à rede, protegendo os vendedores.

3.3 Implementação dos Métodos de Troca de Energia

Todos os métodos de troca de energia nesta dissertação foram implementados usando *Python*.

Para os benefícios económicos de cada Casa serem obtidos teve de ser calculado tanto o lucro de venda em relação à rede como a poupança na compra em relação à rede. A equação que traduz o cálculo do lucro em relação à rede é:

$$(P_{venda} - P_{venda_{rede}}) * E \quad (3.1)$$

- P_{venda} - Preço de venda no mercado P2P (€/kWh)
- $P_{venda_{rede}}$ - Preço de venda à rede (€/kWh)
- E - Energia transacionada (kWh)

Seguindo a mesma lógica o cálculo para a poupança na compra é dado por:

$$(P_{compra_{rede}} - P_{compra}) * E \quad (3.2)$$

- $P_{compra_{rede}}$ - Preço de compra à rede numa dada hora (€/kWh)
- P_{compra} - Preço de compra no mercado P2P (€/kWh)
- E - Energia transacionada (kWh)

3.3.1 Método 1

No primeiro método de partilha de energia, a prioridade de venda é dada a quem tem mais excedente e a prioridade de compra a quem tem um maior défice. O preço para uma habitação a uma dada hora é dado pela seguinte equação:

$$P_{m\acute{a}x} - \left(\frac{E_{xc}}{E_{m\acute{a}x}} \right) * (P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}) \quad (3.3)$$

- $P_{m\acute{a}x}$ – Preço máximo de venda no mercado P2P (€/kWh)
- E_{xc} – Excedente da habitação a uma dada hora (kWh)
- $E_{m\acute{a}x}$ – Excedente máximo na comunidade a uma dada hora (kWh)
- $P_{m\acute{i}n}$ – Preço mínimo de venda no mercado P2P (€/kWh)

3.3.2 Método 2

No segundo método, tanto os vendedores como os compradores são tratados de forma coletiva. A cada hora, o excedente energético da comunidade é agregado e vendido de forma proporcional às habitações com défice energético. Este modelo favorece a comunidade como um todo, uma vez que os lucros obtidos com a venda e as poupanças obtidas com a compra são distribuídos proporcionalmente pela comunidade. O preço a que a energia é vendida é sempre igual para todas as habitações, variando de hora a hora. Na equação 3.4 está representado o cálculo do preço de venda que é realizado a cada hora.

$$P_{m\acute{a}x} - (P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}) * \frac{E_{tot}}{E_{tot} + k} \quad (3.4)$$

- $P_{m\acute{a}x}$ – Preço máximo de venda no mercado P2P (€/kWh)
- $P_{m\acute{i}n}$ – Preço mínimo de venda no mercado P2P (€/kWh)
- E_{tot} – Excedente total da comunidade a uma dada hora (kWh)

- k – Constante de amortização que representa um excedente de referência e regula a sensibilidade do preço em função do excedente total disponível no mercado (kWh)

3.3.3 Método 3

No terceiro modelo é aplicado um AG com o objetivo de maximizar o lucro das casas vendedores, beneficiando assim aquelas que investiram na instalação de painéis solares.

À semelhança do que acontece no método 1, os compradores com maior déficit têm prioridade na compra. Por outro lado, as casas com excedente competem entre si, sendo dada prioridade de venda às que praticam um preço mais baixo, introduzindo assim um mecanismo de competição interna entre os produtores.

Relativamente ao funcionamento do AG, as casas com excedente definem preços competitivos para maximizar o lucro individual. O AG é utilizado para otimizar esses preços ao longo de sucessivas gerações. O algoritmo procura equilibrar dois fatores:

- I. Garantir que o preço de venda se encontra dentro dos limites definidos (entre 0,08 €/kWh e 0,18 €/kWh).
- II. Definir um preço suficientemente competitivo face às outras casas, de forma a ser selecionado para vender em primeiro lugar.

3.3.4 Método 4

O método 4 é o primeiro a incorporar a lógica de leilões, implementada tanto na compra quanto na venda.

No processo de compra, cada comprador submete uma oferta, sendo que aquele que apresentar a maior proposta vence o leilão e obtém prioridade naquela hora. Cada comprador possui um peso, definido como a razão entre o seu déficit e o maior déficit na comunidade naquele momento. Este peso reflete a urgência na necessidade de compra e influencia diretamente o valor da oferta, ou seja, faz sentido que quem apresenta um déficit maior esteja disposto a pagar mais para garantir a compra. No entanto, como os leilões envolvem incertezas e nem sempre a casa com maior déficit está disposta a pagar mais, foi introduzido um fator de aleatoriedade. Esse fator é um número aleatório entre 0,5 e 1,2, que é multiplicado pelo peso do comprador. O valor resultante é então utilizado no cálculo da sua oferta. A equação 3.5 representa a forma de como é realizado o cálculo de cada oferta feita pelos compradores.

$$P_{random} * (P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}) + P_{m\acute{i}n} \quad (3.5)$$

- P_{random} – Peso de cada comprador multiplicado pelo número aleatório
- $P_{m\acute{a}x}$ – Preço máximo de compra de energia no mercado P2P (€/kWh)
- $P_{m\acute{i}n}$ – Preço mínimo de compra de energia no mercado P2P (€/kWh)

No processo de venda, a lógica é semelhante. Em vez de uma oferta de preço, utiliza-se novamente um peso, que corresponde à razão entre o excedente de cada vendedor e o maior excedente observado na comunidade naquele momento. Assim como na compra, é aplicado um fator de aleatoriedade, também compreendido entre 0,5 e 1,2. O valor final de cada vendedor é obtido multiplicando o peso pelo fator aleatório. Em seguida, os vendedores são ordenados por ordem decrescente desse valor, ou seja, aqueles com maior resultado da multiplicação (peso × fator aleatório) ganham prioridade para vender primeiro.

3.3.5 Método 5

O Método 5 apresenta semelhanças tanto com o Método 2 como com o Método 4. Por um lado, à semelhança do Método 2, os vendedores são considerados como um todo, ou seja, o excedente energético é agrupado a cada hora e vendido como um só, sendo o preço calculado da mesma forma que nesse modelo. Por outro lado, tal como no Método 4, introduz-se um mecanismo de leilão em algumas horas. Quando a uma determinada hora, o excedente total da comunidade é superior ao déficit, não ocorre qualquer leilão. Nessa situação, os consumidores com déficit recebem a energia disponível de forma proporcional, eliminando o déficit total da comunidade, enquanto os produtores vendem apenas a quantidade necessária, repartindo os lucros de forma proporcional ao excedente que cada um disponibilizou. Já nas horas em que o déficit é superior ao excedente, introduz-se competitividade entre os compradores, recorrendo a um leilão semelhante ao do Método 4. Nestes casos, os consumidores apresentam uma oferta, definida com base num fator de peso e um fator de aleatoriedade, refletindo assim o seu interesse e urgência na aquisição de energia. Os produtores, por continuarem a ser considerados como um grupo único, partilham os lucros proporcionalmente ao

excedente disponibilizado, garantindo que todos aqueles que possuem energia excedente beneficiem da venda.

3.3.6 Síntese dos Métodos de Partilha de Energia

A Tabela 3-1 resume os 5 métodos de partilha de energia desenvolvidos.

Tabela 3-1 - Resumo dos métodos de partilha de energia

	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 5
Funcionamento	Prioridade por maior excedente e défice	Excedentes e défices agrupados	AG otimiza lucros dos vendedores	Leilão individual na compra e na venda	Método 2 (se exc>déf) ou leilão (se déf>exc)
Preço	Decresce ao aumentar o excedente	Preço único por hora em função do excedente total	Definido por casa. AG seleciona os melhores preços	Bids feitos pelos compradores em função do seu défice	Preço base do Método 2 ou ofertas no leilão
Compra	Maior défice compra primeiro	Poupança proporcional ao défice relativo	Maior défice compra primeiro	Maior oferta compra primeiro	Proporcional ou por leilão
Venda	Maior excedente vende primeiro	Lucro proporcional ao excedente relativo	Menor preço vende primeiro	Maior peso x nº aleatório vende primeiro	Proporcional ao excedente

3.4 Introdução do Armazenamento na Comunidade de Energia

Serão introduzidos dois tipos de armazenamento, o individual e o comunitário. Os processos de implementação de ambos estão descritos a seguir.

3.4.1 Armazenamento Individual

Para a introdução do armazenamento individual de energia na comunidade, decidiu-se implementar sistemas de armazenamento em três habitações. As baterias foram configuradas de modo a encontrar-se totalmente descarregadas às 5 horas da manhã.

O dimensionamento da capacidade necessária em cada habitação foi realizado com base nos perfis horários de produção e consumo, considerando o seguinte procedimento: iniciando-se às 5h com a bateria totalmente descarregada, todo o excedente de energia era armazenado, enquanto qualquer défice era suprido através da energia acumulada na bateria. A capacidade

necessária foi determinada como a diferença entre o valor máximo de energia acumulada ao longo do dia e o valor às 4h, garantindo, assim, que a bateria se encontra completamente descarregada às 5h.

Foi imposta uma condição para o funcionamento das mesmas. A cada hora com excedente energético, cada uma das três habitações terá de verificar se é mais rentável vender esse excedente no mercado P2P, ou optar por armazenar a energia na bateria para esta ser utilizada na próxima hora em que existir défice nessa mesma habitação.

3.4.2 Armazenamento Comunitário

A lógica de armazenamento comunitário adotada consiste em priorizar o mercado P2P, sendo o excedente apenas direcionado para a bateria quando, numa determinada hora, o défice de todas as habitações já se encontrar totalmente suprido. Serão analisados dois modelos distintos de distribuição de benefícios. Adicionalmente, serão consideradas duas capacidades distintas para a bateria comunitária.

No primeiro modelo o excedente restante é armazenado, não ocorrendo vendas à rede. Quando, em determinado instante, o défice não é totalmente coberto pelo mercado P2P, identifica-se a habitação com o menor défice e esse valor mínimo é então distribuído de forma equitativa por todas as habitações com necessidades energéticas.

No segundo modelo, a determinada hora, quando o défice total da comunidade excede o excedente disponível, é calculada a percentagem que cada défice representa em relação ao défice total. Em seguida, a energia armazenada na bateria comunitária é distribuída de acordo com essas proporções.

3.5 Análise do Tempo de Retorno de Investimento das Casas

Devido aos dados da comunidade estarem apenas a ser analisados em janeiro e em junho, foi realizada uma interpolação linear dos dados de consumo e produção para simular o Método 3 em todos os meses do ano, de forma a ter um payback confiável.

3.5.1 Casas com Painéis Fotovoltaicos sem Bateria

De acordo com as Pstc de cada Casa, foi estimada a potência do inversor, respeitando uma margem entre 70% e 120% da Pstc. Com base neste critério, foram selecionados os inversores, bem como os respectivos custos. Adicionalmente, foram analisados o preço dos módulos de cada instalação e os custos associados às estruturas de suporte. O investimento inicial resulta, assim, do somatório destas três variáveis, multiplicado por 1,8, de forma a contemplar os custos de montagem dos módulos, dos restantes equipamentos e da execução da infraestrutura elétrica.

$$I0 = (P_{mód} + P_{inv} + P_{est}) * 1,8 \quad (3.6)$$

- **$I0$** – Investimento inicial de uma dada casa (€)
- **$P_{mód}$** – Preço dos módulos instalados numa dada casa (€)
- **P_{inv}** – Preço do inversor instalado numa dada casa (€)
- **P_{est}** – Preço das estruturas de suporte numa dada casa (€)

Relativamente às fontes de rendimento, estas resultam de três fatores: o autoconsumo, o lucro proveniente das vendas no mercado P2P e o lucro obtido através da venda à rede.

Para o cálculo das receitas associadas ao autoconsumo, determinou-se, em cada hora, o valor mínimo entre a produção e o consumo, procedendo-se à soma dos 24 valores diários. Esse total foi posteriormente multiplicado pelo preço de compra à rede (considerando o período fora de vazio, dado que apenas neste existe produção). O valor obtido foi, então, multiplicado pelo número de dias de cada mês, repetindo-se o processo para todos os meses restantes.

No que respeita às receitas provenientes do mercado P2P, o cálculo é mais direto: o valor da venda diária é simplesmente multiplicado pelo número de dias do mês, repetindo-se, igualmente, o procedimento para os restantes meses.

Por último, para determinar os rendimentos da venda à rede, subtraiu-se ao excedente total diário a energia transacionada no mercado P2P. O valor remanescente foi multiplicado pelo preço de venda à rede e, de seguida, pelo número de dias do mês correspondente, sendo o processo replicado para todos os meses considerados.

Por fim o payback time é determinado através da divisão do investimento inicial pela receita anual obtida. Para este cálculo não é levado em conta a taxa de inflação da energia e a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos.

3.5.2 Casas com Painéis Fotovoltaicos com Bateria

Para as casas com bateria, segue-se a mesma lógica. O investimento inicial corresponde à soma do investimento em painéis fotovoltaicos e em armazenamento de energia. O investimento em painéis fotovoltaicos é calculado de forma idêntica ao apresentado anteriormente. Relativamente ao investimento em baterias, este resulta do preço de aquisição multiplicado por um fator de 1,2 ou 1,4. Estes fatores têm como finalidade representar os custos associados à manutenção e à instalação das baterias.

À semelhança do investimento, as receitas seguem a mesma lógica das habitações equipadas apenas com painéis fotovoltaicos. A diferença reside na venda de excedente à rede, uma vez que parte da energia excedentária diária é destinada ao armazenamento na bateria.

O lucro associado ao autoconsumo proveniente da bateria corresponde ao produto entre a energia descarregada e o preço de compra de energia à rede na hora considerada. Posteriormente, é efetuada a soma de todos os valores diários e o resultado é multiplicado pelo número de dias do mês em análise. O mesmo procedimento é repetido para todos os meses.

Assim, as receitas de cada habitação são determinadas de acordo com a equação 3.7.

$$Receita = Autoconsumo + Venda_{P2P} + Venda_{Rede} + Autoconsumo_{Bateria} \quad (3.7)$$

- **Autoconsumo** – Consumo que é coberto pela produção fotovoltaica (€)
- **Venda_{P2P}** – Receitas geradas pela venda de excedente no mercado P2P (€)
- **Venda_{Rede}** – Receitas geradas pela venda de excedente à rede (€)
- **Autoconsumo_{Bateria}** – Consumo coberto pela utilização da bateria (€)

Por fim, o payback time é calculado ao dividir o investimento inicial pela receita anual. Para este cálculo não é levado em conta a taxa de inflação da energia e a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos.

ESTUDO DE CASO

4.1 Comunidade de Energia

A CE criada para estudo nesta dissertação está localizada em Alcafache, Viseu e será composta por 20 vivendas unifamiliares, das quais 12 possuem produção fotovoltaica e 8 possuem VE.

Nas 12 habitações com produção fotovoltaica foram instalados dois tipos de módulos: em cinco habitações o modelo JAM66S30/MR com 500 Wp, enquanto nas restantes foi utilizado o modelo JAM72S30/MR com 550 Wp.

A Tabela 4-1 indica a potência contratada de cada habitação e a Tabela 4-2 o número de módulos fotovoltaicos, bem como as respetivas potências em condições padrão de teste (Pstc) de cada uma das habitações com produção solar.

Tabela 4-1 - Potências contratadas de cada habitação

Potência Contratada (kVA)	Habitação
3,45	2, 6
6,9	1, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19
10,35	12, 18, 20

Tabela 4-2 - Tipo e respetivo número de módulos de cada habitação tal como a Pstc

Módulo	Nº de módulos	Pstc (kW)	Habitação
JAM66S30 500Wp	12	6	1, 4, 8
JAM66S30 500Wp	6	3	6
JAM66S30 500Wp	20	10	12
JAM72S30 550 Wp	10	5,5	5, 11, 16
JAM72S30 550 Wp	9	4,95	7
JAM72S30 550 Wp	12	6,6	15, 19
JAM72S30 550 Wp	18	9,9	20

A potência contratada de cada casa foi definida para determinar a potência fotovoltaica de cada casa, pois como foi referido anteriormente a potência contratada tem de ser superior à potência da UP.

Com os dados definidos e atribuídos a cada habitação, foram gerados os gráficos de consumo e produção correspondentes. A título de exemplo, apresentam-se os diagramas de consumo e produção obtidos para a Casa 19. Os diagramas de consumo e de produção das restantes habitações encontram-se representados nos anexos.

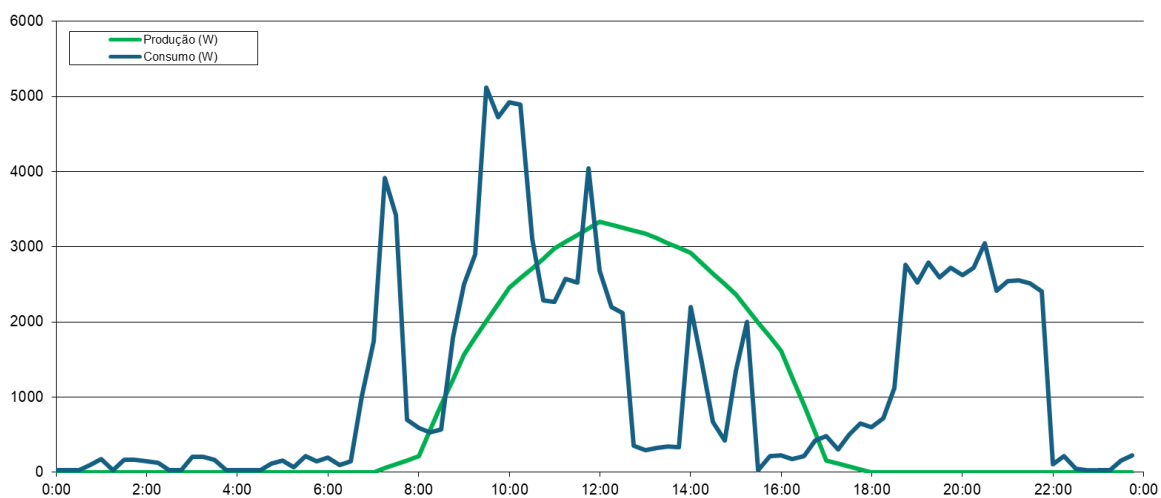


Figura 4-1 - Diagrama de consumo e produção da Casa 19 em janeiro

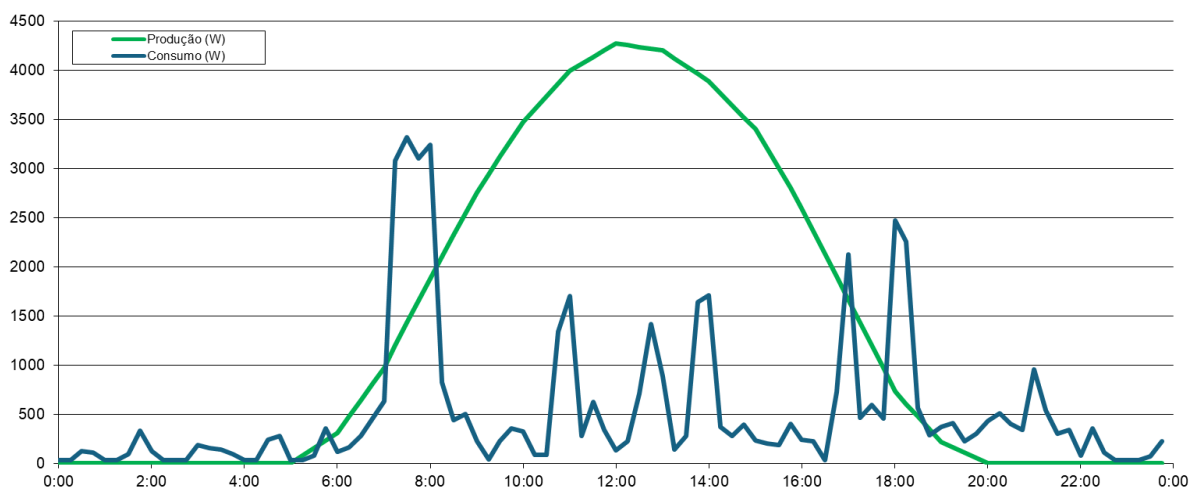


Figura 4-2 - Diagrama de consumo e produção da Casa 19 em junho

Posteriormente foram definidas as capacidades das baterias individuais. As casas escolhidas para o armazenamento individual foram a Casa 4, a Casa 15 e a Casa 20.

Foi aplicado o método de dimensionamento de baterias previamente descrito, do qual resultaram as seguintes capacidades:

- Casa 4 - 2,77 kWh
- Casa 15 - 2,85 kWh
- Casa 20 - 41,48 kWh

O valor elevado obtido para a Casa 20 deve-se, essencialmente, ao carregamento do veículo elétrico a uma potência de 7,4 kW a partir da meia-noite. Para efeitos de análise prática, considera-se uma limitação inicial de 15 kWh para esta bateria. Numa fase posterior, será realizada uma análise de sensibilidade para diferentes capacidades, de forma a identificar a configuração que melhor otimiza o tempo de retorno do investimento desta casa. Relativamente às outras duas habitações, dado que o valor obtido é próximo de 3 kWh, e tratando-se de uma capacidade disponível no mercado de baterias, foi assumido o valor de 3 kWh para ambas.

As capacidades das baterias consideradas para as três habitações encontram-se resumidas na Tabela 4-3.

Tabela 4-3 - Capacidades escolhidas para cada Casa

Casa 4 (kWh)	Casa 15 (kWh)	Casa 20 (kWh)
3	3	15

No cenário de armazenamento coletivo serão consideradas duas capacidades de bateria para efeitos de comparação: uma de 21 kWh e outra de 60 kWh.

A bateria de 21 kWh representa a soma das três baterias individuais utilizadas e foi escolhida para obter uma comparação entre os dois cenários. A bateria de 60 kWh foi usada para perceber se uma capacidade maior pode fornecer maiores benefícios económicos à comunidade.

4.2 Preços e Tarifas Aplicadas

Com base na análise dos preços de comercializadores, definiu-se como referência para a venda de excedentes à rede o valor de 0,05 €/kWh.

Nas transações P2P, foram estipulados os seguintes limites de preço:

- Preço mínimo: 0,08 €/kWh
- Preço máximo: 0,18 €/kWh

Os valores obtidos para o preço de compra à rede em vazio e fora de vazio estão representados na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 - Preços adotados para os dois períodos horários

Preço de compra à rede fora de vazio (€/kWh)	Preço de compra à rede em vazio (€/kWh)
0,1866	0,1066

Com estes valores, tanto os compradores como os vendedores são beneficiados nas transações do mercado P2P, uma vez que o preço mínimo definido é superior ao preço de venda à rede (assegurando sempre lucro para os vendedores) e o preço máximo é inferior ao preço de compra à rede (garantindo sempre poupança para os compradores).

IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo está estruturado em três secções principais. Na primeira, são discutidos e analisados cinco métodos distintos de troca de energia na comunidade, sem recurso a armazenamento de energia. A segunda secção introduz a componente de armazenamento de energia elétrica, considerando tanto armazenamento individual como coletivo. Por fim, a terceira secção apresenta uma análise económica mais profunda, avaliando indicadores como o tempo de retorno do investimento para as habitações.

5.1 Sem Armazenamento

A primeira abordagem adotada considera que os membros da comunidade não dispõem de qualquer forma de armazenamento de energia elétrica. Esta limitação implica que o excedente energético apenas possa ocorrer nas horas em que existe irradiância solar, restringindo as transações energéticas a esse período. Ainda assim, verificou-se que, mesmo sem armazenamento, os modelos implementados permitiram alcançar lucros quando comparados com o cenário usual e comum de compra e venda direta à rede.

5.1.1 Método 1

O primeiro método de partilha de energia é o mais simples. Ainda assim consegue apresentar resultados positivos para todas as casas da comunidade em junho e para a maioria em janeiro. Todos os resultados apresentados referem-se a uma comparação com um cenário em que a compra e venda de energia é feita exclusivamente com a rede elétrica.

5.1.1.1 Janeiro

Na Figura 5-1 seguem-se a título de exemplo as transações efetuadas às 8h.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
8	Casa 20	Casa 3	0,87	0,08	0,026	0,093
8	Casa 1	Casa 3	0,431	0,13	0,034	0,024
8	Casa 5	Casa 3	0,438	0,13	0,035	0,025
8	Casa 11	Casa 3	0,429	0,131	0,035	0,024
8	Casa 7	Casa 3	0,157	0,162	0,018	0,004

Figura 5-1 - Transações no mercado P2P às 8h referentes ao Método 1 em janeiro

No gráfico seguinte apresentam-se, para um dia típico de janeiro, os benefícios económicos obtidos por cada habitação no mercado P2P. Estão representados individualmente os lucros provenientes da venda de energia e as poupanças resultantes da compra dentro da comunidade. Adicionalmente, é indicada a soma dos dois valores, refletindo o benefício total por casa.

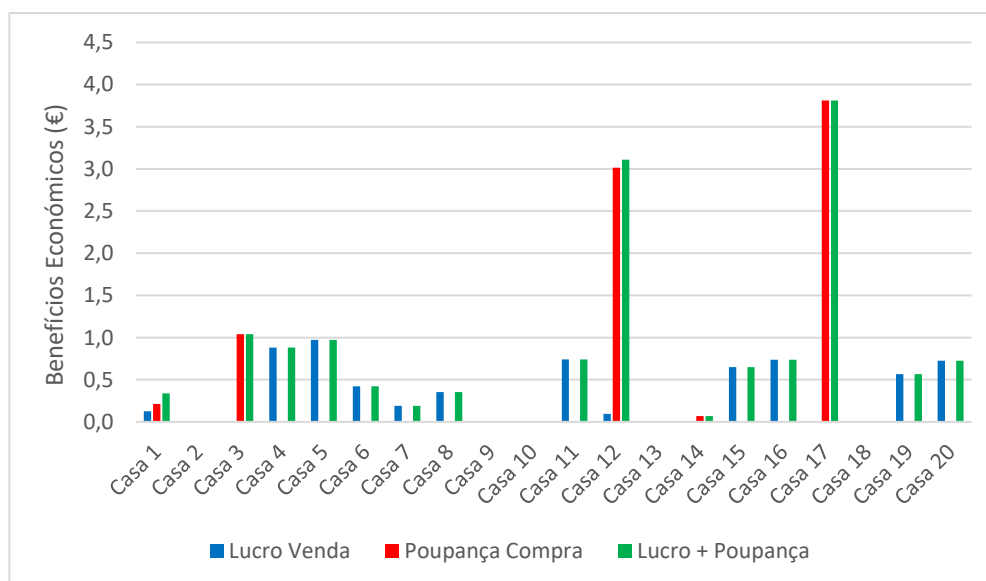


Figura 5-2 - Lucro e poupança individuais de cada casa no Método 1 em janeiro

Pela análise da Figura 5-1 e da Figura 5-2, torna-se evidente o principal problema do primeiro método. Como a prioridade de compra é dada às habitações com maior défice, e considerando que em janeiro o excedente energético não é tão elevado como em junho,

verifica-se uma distribuição pouco equilibrada da energia, concentrando-se esta nas casas com maiores défices. As casas com excedente obtêm baixos lucros devido à maior parte da energia ser transacionada a um preço próximo do mínimo.

Na Tabela 5-1 são apresentados os valores diários totais da poupança obtida pelos compradores e do lucro registado pelos vendedores, bem como a soma de ambos.

Tabela 5-1 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 1 em janeiro

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores	Total (€)
6,46	8,14	14,60

5.1.1.2 Junho

À semelhança do mês de janeiro, apresentam-se na Figura 5-3 as transações realizadas e na Figura 5-4 os benefícios económicos obtidos por cada habitação no dia típico de junho.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
8	Casa 20	Casa 3	3,157	0,08	0,095	0,337
8	Casa 12	Casa 3	0,865	0,105	0,048	0,071
8	Casa 12	Casa 13	1,504	0,105	0,083	0,123
8	Casa 1	Casa 13	1,083	0,123	0,079	0,069
8	Casa 1	Casa 14	0,713	0,123	0,052	0,045
8	Casa 4	Casa 14	1,24	0,126	0,094	0,075
8	Casa 4	Casa 10	0,475	0,126	0,036	0,029
8	Casa 11	Casa 10	0,45	0,127	0,035	0,027
8	Casa 11	Casa 17	0,661	0,127	0,051	0,039
8	Casa 11	Casa 9	0,557	0,127	0,043	0,033
8	Casa 15	Casa 9	0,077	0,135	0,007	0,004
8	Casa 15	Casa 18	0,458	0,135	0,039	0,024
8	Casa 15	Casa 2	0,198	0,135	0,017	0,01

Figura 5-3 - Transações no mercado P2P às 8h referentes ao Método 1 em junho

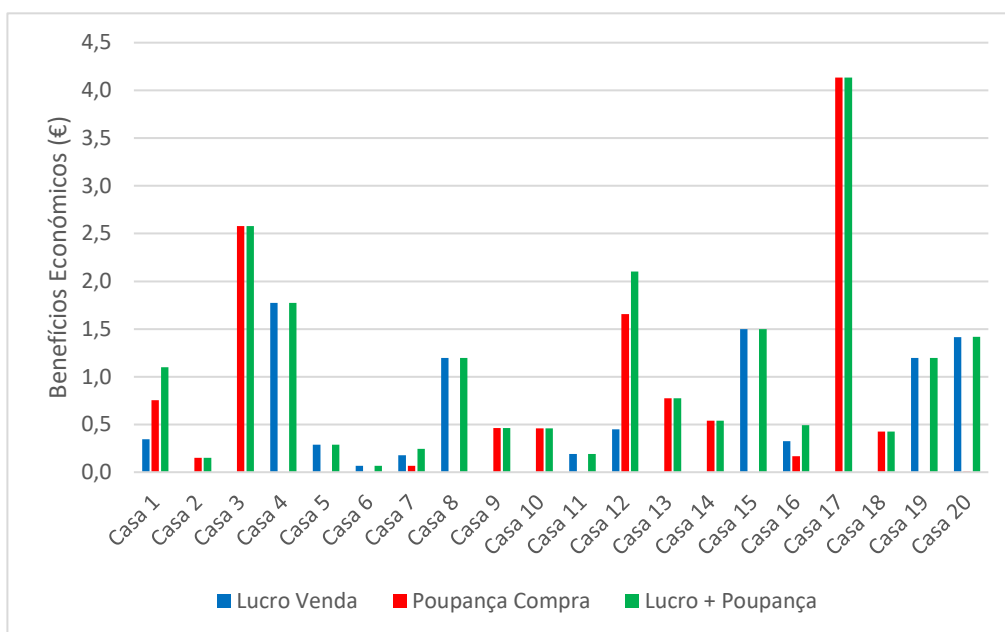


Figura 5-4 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 1 em junho

Em contraste com o mês de janeiro, observa-se que, em junho, todas as habitações obtêm lucro. Ainda assim, destaca-se o ganho desproporcional das casas 3 e 17, justificado pelo seu défice energético mais acentuado, o que resultou numa maior participação em transações.

Na tabela seguinte estão exibidos os valores diários totais da poupança obtida pelos compradores e do lucro registado pelos vendedores, bem como a soma de ambos.

Tabela 5-2 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 1 em junho

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
8,92	12,17	21,09

5.1.2 Método 2

Como será observado, no Método 2, ao serem tratados de forma coletiva, as 20 Casas têm lucros mais equilibrados entre si. Não há assim tanta disparidade como no método anterior.

5.1.2.1 Janeiro

Como exemplo, apresentam-se as transações realizadas ao meio-dia. Durante este horário, as casas em déficit energético foram as seguintes: 1, 2, 3, 7, 9, 10, 12, 13, 14, 17 e 18. Estas adquiriram a energia necessária através do mercado P2P ao mesmo preço, beneficiando de uma poupança face ao custo da rede convencional. As restantes habitações, venderam o seu excedente e receberam os lucros do mercado P2P de forma proporcional à quantidade de energia fornecida.

Hora	Casa	Lucro/Poupança (€)	Tipo
12	Casa 4	0,232	Vendedor
12	Casa 5	0,200	Vendedor
12	Casa 6	0,090	Vendedor
12	Casa 8	0,073	Vendedor
12	Casa 11	0,133	Vendedor
12	Casa 15	0,260	Vendedor
12	Casa 16	0,206	Vendedor
12	Casa 19	0,115	Vendedor
12	Casa 20	0,274	Vendedor
12	Casa 1	0,034	Comprador
12	Casa 2	0,050	Comprador
12	Casa 3	0,170	Comprador
12	Casa 7	0,017	Comprador
12	Casa 9	0,014	Comprador
12	Casa 10	0,019	Comprador
12	Casa 12	0,323	Comprador
12	Casa 13	0,035	Comprador
12	Casa 14	0,089	Comprador
12	Casa 17	0,304	Comprador
12	Casa 18	0,052	Comprador

Figura 5-5 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 2 em janeiro

O gráfico representado na Figura 5-6 mostra os benefícios obtidos por cada casa ao longo do dia. Pela simples observação, é evidente que a distribuição dos lucros e das poupanças está significativamente mais equilibrada do que no modelo anterior.

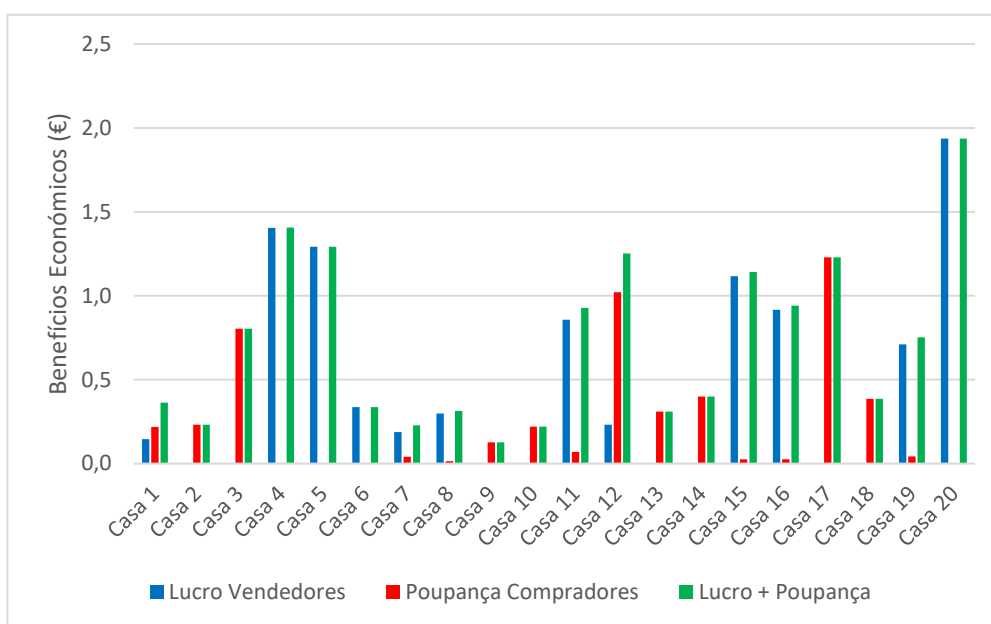


Figura 5-6 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 2 em janeiro

A análise do lucro total de vendedores e compradores revela que este modelo favorece mais os vendedores do que os compradores, em contraste com o Modelo 1.

Tabela 5-3 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 2 em janeiro

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
9,43	5,17	14,60

5.1.2.2 Junho

À semelhança do mês de janeiro, estão representadas a seguir as transações que ocorrem ao meio-dia.

Hora	Casa	Lucro/Poupança (€)	Tipo
12	Casa 1	0,002	Vendedor
12	Casa 4	0,111	Vendedor
12	Casa 5	0,100	Vendedor
12	Casa 6	0,051	Vendedor
12	Casa 7	0,067	Vendedor
12	Casa 8	0,107	Vendedor
12	Casa 11	0,096	Vendedor
12	Casa 15	0,124	Vendedor
12	Casa 16	0,100	Vendedor
12	Casa 19	0,107	Vendedor
12	Casa 20	0,158	Vendedor
12	Casa 2	0,010	Comprador
12	Casa 3	0,268	Comprador
12	Casa 9	0,064	Comprador
12	Casa 10	0,024	Comprador
12	Casa 12	0,132	Comprador
12	Casa 13	0,219	Comprador
12	Casa 14	0,039	Comprador
12	Casa 17	0,299	Comprador
12	Casa 18	0,022	Comprador

Figura 5-7 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 2 em junho

O gráfico de comparação de lucros entre as habitações evidencia um maior equilíbrio relativamente ao Método 1. Apesar de existir proporcionalidade tanto na venda como na compra de energia, as habitações 3 e 17 destacam-se pelas elevadas poupanças obtidas na compra. Este resultado explica-se pelo facto de, mesmo com a aplicação de critérios proporcionais, estas habitações apresentarem, ao longo do dia, os maiores défices energéticos. Por outro lado, a habitação 20 evidencia um comportamento semelhante, mas no contexto da venda, uma vez que se destaca pelo seu excedente energético regular.

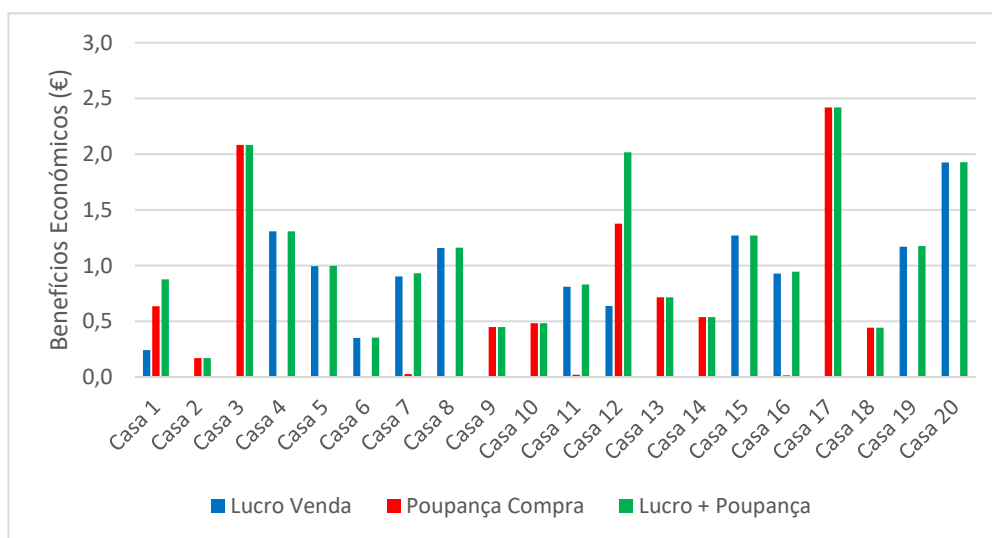


Figura 5-8 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 2 em junho

A Tabela 5-4 representa os valores totais de lucro e poupança da CE no Método 2 em junho.

Tabela 5-4 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 2 em junho

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
11,70	9,39	21,09

5.1.3 Método 3

Ao introduzir o AG, o Método 3 revela-se aquele que proporciona a maior margem de lucro para os vendedores. Em contrapartida, este modelo é o menos favorável para os compradores, que se encontram em desvantagem relativamente aos restantes quatro métodos analisados.

5.1.3.1 Janeiro

A lista de transações que ocorrem ao meio-dia é apresentada de seguida. Verifica-se um preço de venda relativamente mais elevado face aos dois modelos anteriores, o que contribui para um maior lucro por parte dos vendedores neste modelo.

Confirma-se a prioridade de venda por ordem crescente de preço, conforme se pode observar na quinta coluna da Figura 5-9.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
12	Casa 8	Casa 12	0,910	0,136	0,078	0,046
12	Casa 11	Casa 12	1,660	0,151	0,168	0,059
12	Casa 4	Casa 12	2,892	0,167	0,338	0,057
12	Casa 5	Casa 12	2,494	0,171	0,302	0,039
12	Casa 6	Casa 12	0,187	0,172	0,023	0,003
12	Casa 6	Casa 17	0,931	0,172	0,114	0,014
12	Casa 15	Casa 17	3,230	0,172	0,394	0,047
12	Casa 19	Casa 17	1,436	0,173	0,177	0,020
12	Casa 20	Casa 17	2,072	0,176	0,261	0,022
12	Casa 20	Casa 3	1,337	0,176	0,168	0,014
12	Casa 16	Casa 3	2,560	0,177	0,325	0,025

Figura 5-9 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 3 em janeiro

No gráfico relativo aos benefícios por casa no mercado P2P, verificam-se diferenças significativas. As doze casas com produção PV obtêm algum lucro de venda, sendo que metade delas ultrapassa 1€ de lucro diário. Por outro lado, apenas quatro casas conseguem poupar na compra, devido a serem as casas com maior déficit ao longo do dia esgotando assim o excedente disponível, não restando energia para as restantes casas com déficit.

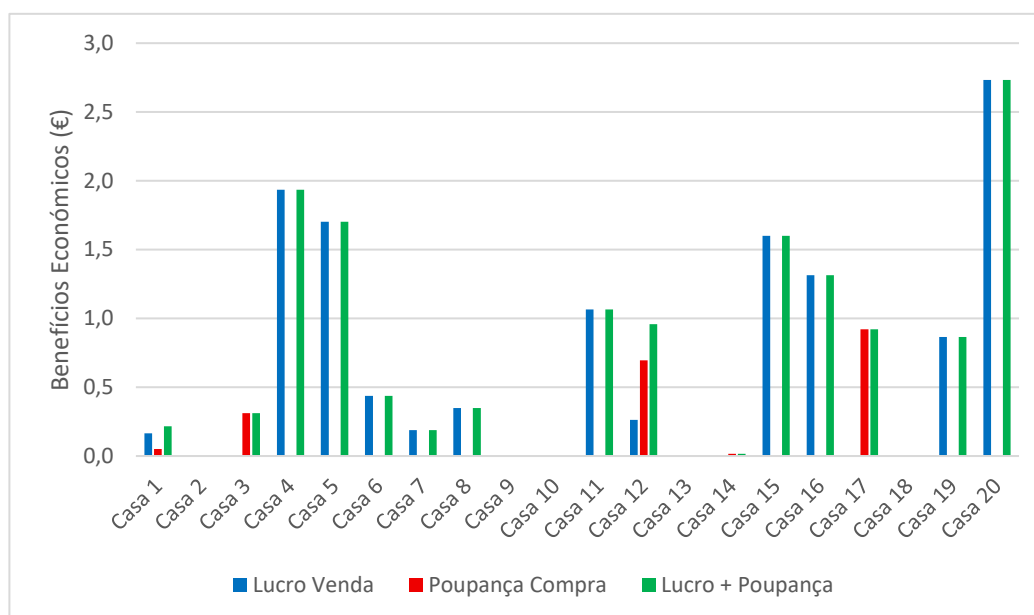


Figura 5-10 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 3 em janeiro

Na Tabela 5-5 são apresentados os lucros totais da comunidade, reforçando assim o benefício dos vendedores neste modelo.

Tabela 5-5 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 3 em janeiro

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
12,61	1,99	14,60

5.1.3.2 Junho

Paralelamente ao que acontece em janeiro, a lista de transações no mercado P2P às 11 horas segue a título de exemplo na Figura 5-11.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
11	Casa 19	Casa 17	3,363	0,161	0,373	0,086
11	Casa 7	Casa 17	1,733	0,162	0,194	0,043
11	Casa 7	Casa 3	1,054	0,162	0,118	0,026
11	Casa 11	Casa 3	2,856	0,163	0,323	0,068
11	Casa 11	Casa 12	0,476	0,163	0,054	0,011
11	Casa 20	Casa 12	3,356	0,164	0,383	0,076
11	Casa 20	Casa 10	1,191	0,164	0,136	0,027
11	Casa 20	Casa 13	0,933	0,164	0,106	0,021
11	Casa 16	Casa 13	0,065	0,170	0,008	0,001
11	Casa 16	Casa 9	0,340	0,170	0,041	0,006
11	Casa 16	Casa 18	0,228	0,170	0,027	0,004
11	Casa 16	Casa 14	0,217	0,170	0,026	0,004
11	Casa 16	Casa 2	0,131	0,170	0,016	0,002
11	Casa 16	Casa 1	0,084	0,170	0,010	0,001

Figura 5-11 - Transações no mercado P2P às 11h referentes ao Método 3 em junho

No que diz respeito ao gráfico dos benefícios económicos por casa, observa-se uma diferença face ao mês de janeiro. Todas as casas obtêm algum lucro, ainda que o da Casa 2 seja residual. As doze casas com PV, tal como em janeiro, conseguem lucrar com a venda de excedente. Destacam-se ainda três casas que alcançam lucros diários superiores a 2€.

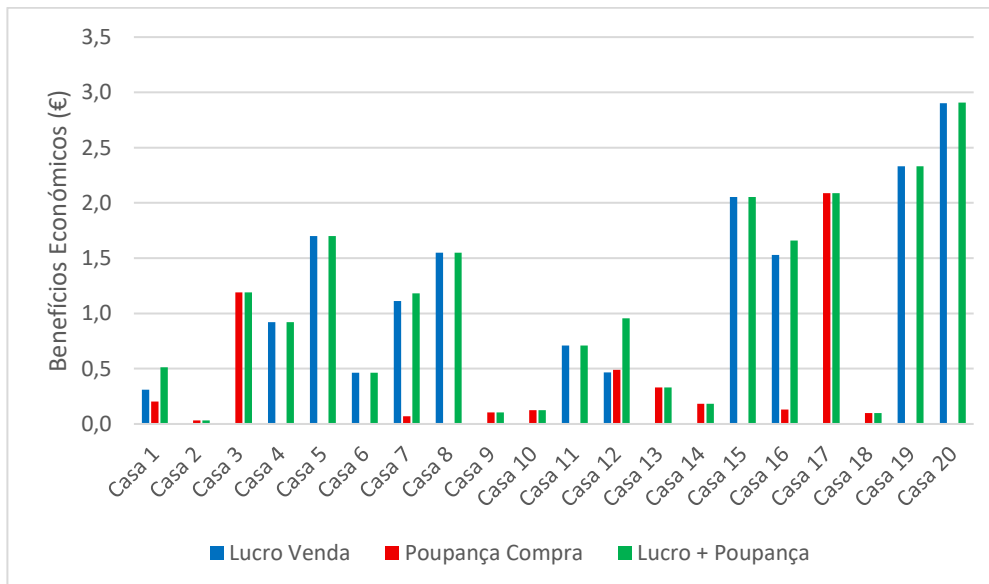


Figura 5-12 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 3 em junho

Quanto aos lucros totais de venda e compra, a tabela seguinte salienta o benefício dos vendedores neste modelo, tal como acontece em janeiro.

Tabela 5-6 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 3 em junho

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
16,05	5,04	21,09

5.1.4 Método 4

Com a introdução do mecanismo de leilão, o método 4 aproxima-se mais da realidade. O leilão tanto na compra como na venda, impede que as casas com maior excedente e maior défice tenham sempre prioridade. Em relação aos lucros obtidos, observa-se um benefício maior dos vendedores, pois existe uma competição na compra, o que leva a um aumento no preço da energia transacionada.

5.1.4.1 Janeiro

As transações ocorridas ao meio-dia no dia típico de janeiro mostram de forma clara o funcionamento deste quarto modelo. A Casa 17 venceu o leilão ao oferecer o preço máximo permitido na comunidade - 0,18€/kWh. No entanto, é a Casa 12 que apresenta o maior défice energético nesta hora. Este resultado demonstra o impacto do fator de aleatoriedade introduzido no leilão, visto que, nem sempre a casa com maior défice está disposta a pagar mais pela energia. A lista destas transações está representada na Figura 5-13.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
12	Casa 15	Casa 17	3,230	0,180	0,420	0,021
12	Casa 20	Casa 17	3,409	0,180	0,443	0,022
12	Casa 5	Casa 17	1,030	0,180	0,134	0,007
12	Casa 5	Casa 12	1,464	0,170	0,176	0,024
12	Casa 16	Casa 12	2,560	0,170	0,307	0,042
12	Casa 4	Casa 12	2,892	0,170	0,347	0,048
12	Casa 19	Casa 12	1,227	0,170	0,147	0,020
12	Casa 19	Casa 3	0,209	0,137	0,018	0,010
12	Casa 8	Casa 3	0,910	0,137	0,079	0,045
12	Casa 11	Casa 3	1,660	0,137	0,144	0,082
12	Casa 6	Casa 3	1,118	0,137	0,097	0,055

Figura 5-13 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 4 em janeiro

Ao comparar os ganhos de cada casa, destacam-se claramente a Casa 4, 5, 15 e 20 como as mais lucrativas neste modelo, devido exclusivamente ao lucro obtido com a venda.

Esta tendência confirma-se também nos modelos 2 e 3, onde, no mês de janeiro, estas quatro casas continuam a apresentar lucros superiores. No entanto, no modelo 4, embora continuem a evidenciar bons resultados, a diferença em relação às restantes casas não é tão acentuada como nos modelos anteriores. Relativamente à poupança na compra, apenas quatro casas conseguiram obter ganhos, tal como observado no modelo 3. Ainda assim, neste modelo os valores de lucro por poupança são ligeiramente superiores.

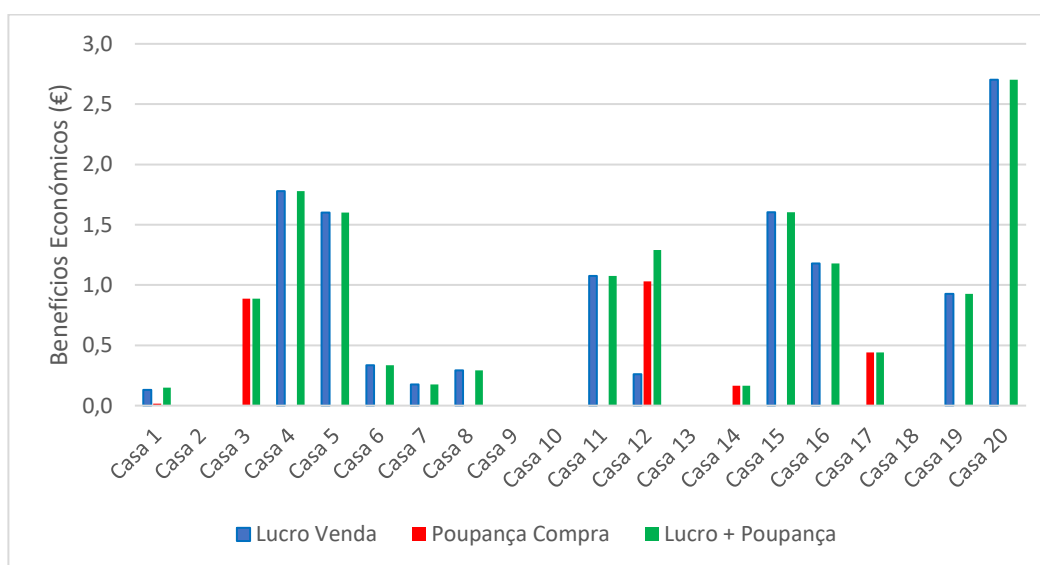


Figura 5-14 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 4 em janeiro

Na Tabela 5-7, são expostos os valores de ganhos totais na comunidade. Devido à competitividade na compra, que tende a fazer subir os preços de compra, são os vendedores os mais beneficiados neste modelo.

Tabela 5-7 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 4 em janeiro

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
12,06	2,54	14,60

5.1.4.2 Junho

Em linha com o observado em janeiro, as transações registadas às 13 horas também refletem o funcionamento do leilão. A Casa 20 apresenta o maior excedente de energia na comunidade, totalizando 6,012 kWh. Este valor é significativamente superior ao do segundo maior excedente, da Casa 8, com 3,530 kWh. Assim, mesmo com a introdução de um fator de aleatoriedade, a diferença não é suficiente para alterar o resultado, o que garante à Casa 20 a posição de primeira vendedora no leilão. A lista completa das transações pode ser visualizada na Figura 5-15.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
13	Casa 20	Casa 3	4,005	0,180	0,521	0,026
13	Casa 20	Casa 17	2,007	0,180	0,261	0,013
13	Casa 8	Casa 17	2,619	0,180	0,340	0,017
13	Casa 8	Casa 12	0,911	0,146	0,087	0,037
13	Casa 5	Casa 12	1,792	0,146	0,172	0,073
13	Casa 5	Casa 1	1,515	0,114	0,097	0,110
13	Casa 16	Casa 1	0,015	0,114	0,001	0,001
13	Casa 16	Casa 14	1,478	0,097	0,069	0,132
13	Casa 16	Casa 18	0,658	0,095	0,030	0,060
13	Casa 16	Casa 13	0,995	0,094	0,044	0,092
13	Casa 16	Casa 10	0,100	0,087	0,004	0,010
13	Casa 4	Casa 10	0,412	0,087	0,015	0,041
13	Casa 4	Casa 2	0,415	0,086	0,015	0,042
13	Casa 4	Casa 9	0,293	0,083	0,010	0,030

Figura 5-15 - Transações no mercado P2P às 13h referentes ao Método 4 em junho

Ao contrário de janeiro, observa-se um desequilíbrio nos ganhos diários entre as casas. A Casa 20 apresenta um lucro mais de duas vezes superior ao da segunda mais lucrativa, a Casa 12. Esse resultado deve-se à discrepância no excedente ao longo do dia da Casa 20 em comparação com as demais, como pode ser observado na Figura 5-16.

Hora	Excedente
07:00	1,826
08:00	3,157
09:00	4,324
10:00	5,186
11:00	5,479
12:00	5,360
13:00	6,012
14:00	5,356
15:00	4,273
16:00	1,305
17:00	0,510

Figura 5-16 - Excedente em algumas horas da Casa 20 no mês de junho

Além disto, treze casas obtiveram poupanças na compra, ainda que em três desses casos tenha sido mínima. Os benefícios individuais estão representados na Figura 5-17 e os lucros totais da comunidade na Tabela 5-8.

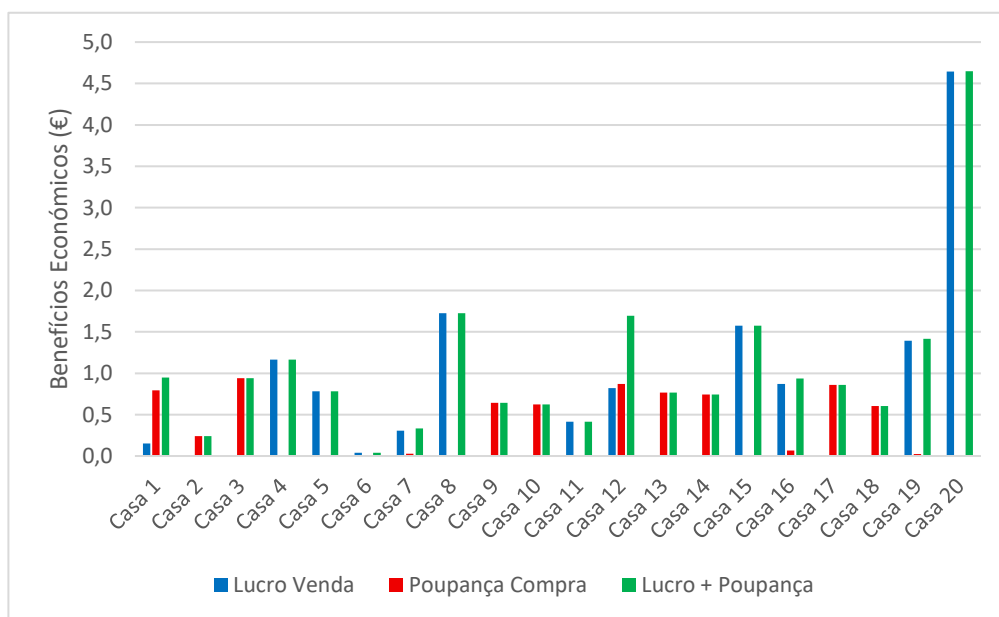


Figura 5-17 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 4 em junho

Tabela 5-8 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 4 em junho

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
14,45	6,64	21,09

5.1.5 Método 5

Dadas as semelhanças com o Método 2, os resultados obtidos em junho revelam-se praticamente idênticos aos desse método. Tal deve-se ao facto de, neste mês, em grande parte das horas o excedente comunitário superar o défice, conduzindo a uma distribuição de energia semelhante.

5.1.5.1 Janeiro

Ao meio-dia do dia típico de janeiro, o balanço energético da comunidade apresenta-se negativo em 8,267 kWh, razão pela qual se recorre ao leilão, em detrimento da distribuição equitativa do excedente energético entre as casas com défice. A Casa 12, detentora do maior défice nesta hora, apresentou a oferta mais elevada, garantindo assim a compra de energia ao preço de 0,180 €/kWh. Seguiu-se a Casa 17, que adquiriu energia por 0,174 €/kWh, e por fim, a Casa 3 esgotou o excedente disponível na comunidade ao comprar por 0,148 €/kWh. Verifica-se que todas as habitações com excedente energético obtêm lucro neste modelo. A tabela seguinte apresenta todas as transações realizadas ao meio-dia, bem como os lucros obtidos.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
12	Casa 4	Casa 12	1,195	0,180	0,155	0,008
12	Casa 5	Casa 12	1,030	0,180	0,134	0,007
12	Casa 6	Casa 12	0,462	0,180	0,060	0,003
12	Casa 8	Casa 12	0,376	0,180	0,049	0,002
12	Casa 11	Casa 12	0,686	0,180	0,089	0,005
12	Casa 15	Casa 12	1,335	0,180	0,174	0,009
12	Casa 16	Casa 12	1,058	0,180	0,138	0,007
12	Casa 19	Casa 12	0,593	0,180	0,077	0,004
12	Casa 20	Casa 12	1,408	0,180	0,183	0,009
12	Casa 4	Casa 17	1,125	0,174	0,140	0,014
12	Casa 5	Casa 17	0,970	0,174	0,121	0,012
12	Casa 6	Casa 17	0,435	0,174	0,054	0,005
12	Casa 8	Casa 17	0,354	0,174	0,044	0,004
12	Casa 11	Casa 17	0,646	0,174	0,080	0,008
12	Casa 15	Casa 17	1,257	0,174	0,156	0,015
12	Casa 16	Casa 17	0,996	0,174	0,124	0,012
12	Casa 19	Casa 17	0,559	0,174	0,070	0,007
12	Casa 20	Casa 17	1,326	0,174	0,165	0,016
12	Casa 4	Casa 3	0,572	0,148	0,056	0,022
12	Casa 5	Casa 3	0,493	0,148	0,048	0,019
12	Casa 6	Casa 3	0,221	0,148	0,022	0,009
12	Casa 8	Casa 3	0,180	0,148	0,018	0,007
12	Casa 11	Casa 3	0,328	0,148	0,032	0,013
12	Casa 15	Casa 3	0,639	0,148	0,063	0,025
12	Casa 16	Casa 3	0,506	0,148	0,050	0,020
12	Casa 19	Casa 3	0,284	0,148	0,028	0,011
12	Casa 20	Casa 3	0,674	0,148	0,066	0,026

Figura 5-18 - Transações no mercado P2P às 12h referentes ao Método 5 em janeiro

O gráfico apresentado na Figura 5-19 ilustra os benefícios obtidos por cada casa. Destaca-se que ainda se verifica alguma discrepância nos lucros provenientes da venda de energia entre as habitações. As poupanças obtidas pelos compradores são baixas, sendo que apenas uma habitação ultrapassa os 0,50€ de poupança por dia. Tal situação deve-se ao facto de, num mês como janeiro, ocorrerem numerosas horas com balanço energético negativo, o que conduz à realização frequente de leilões, em detrimento da distribuição proporcional que apenas tem lugar em períodos com balanço energético positivo.

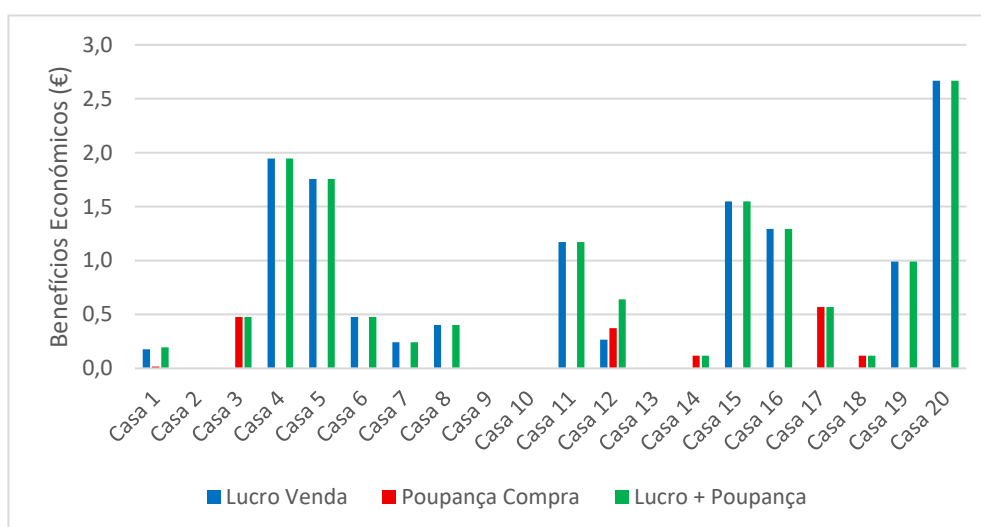


Figura 5-19 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 5 em janeiro

Os lucros e as poupanças totais obtidos na comunidade encontram-se apresentados na Tabela 5-9. Importa salientar que este método apresenta, em janeiro, a poupança mais baixa por parte dos compradores entre os cinco métodos analisados, inclusive quando comparado com o Método 3, que recorre a um AG para otimizar o lucro dos vendedores. Este resultado deve-se à natureza do leilão, que tende a favorecer os vendedores ao permitir-lhes maximizar os preços de venda.

Tabela 5-9 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 5 em janeiro

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
12,93	1,67	14,60

5.1.5.2 Junho

Em contraste com o que ocorre em janeiro, durante o mês de junho, observa-se que, na maioria das horas solares, o balanço energético é positivo. Consequentemente, verifica-se a distribuição proporcional do excedente energético à comunidade, a um preço calculado de igual forma ao segundo método. Na Figura 5-20, apresenta-se a lista de algumas transações realizadas às 14 horas, nomeadamente as compras efetuadas pelas Casas 1 e 2. Como se pode observar, o preço das transações é o mesmo, o que confirma a inexistência de um mecanismo de leilão. Todas as casas com excedente conseguem obter lucro, devido ao facto de o excedente total ter sido agrupado e os lucros terem sido distribuídos proporcionalmente. As transações que acontecem às 14 horas prosseguem para as restantes casas com défice.

Hora	Vendedor	Comprador	Quantidade (kWh)	Preço (€/kWh)	Lucro Vendedor (€)	Poupança Comprador (€)
14	Casa 4	Casa 1	0,324	0,122	0,023	0,021
14	Casa 5	Casa 1	0,215	0,122	0,015	0,014
14	Casa 6	Casa 1	0,116	0,122	0,008	0,007
14	Casa 7	Casa 1	0,168	0,122	0,012	0,011
14	Casa 8	Casa 1	0,307	0,122	0,022	0,020
14	Casa 11	Casa 1	0,133	0,122	0,010	0,009
14	Casa 15	Casa 1	0,363	0,122	0,026	0,023
14	Casa 16	Casa 1	0,286	0,122	0,021	0,018
14	Casa 19	Casa 1	0,299	0,122	0,022	0,019
14	Casa 20	Casa 1	0,531	0,122	0,038	0,034
14	Casa 4	Casa 2	0,049	0,122	0,004	0,003
14	Casa 5	Casa 2	0,033	0,122	0,002	0,002
14	Casa 6	Casa 2	0,018	0,122	0,001	0,001
14	Casa 7	Casa 2	0,025	0,122	0,002	0,002
14	Casa 8	Casa 2	0,046	0,122	0,003	0,003
14	Casa 11	Casa 2	0,020	0,122	0,001	0,001
14	Casa 15	Casa 2	0,055	0,122	0,004	0,004
14	Casa 16	Casa 2	0,043	0,122	0,003	0,003
14	Casa 19	Casa 2	0,045	0,122	0,003	0,003
14	Casa 20	Casa 2	0,080	0,122	0,006	0,005

Figura 5-20 - Transações no mercado P2P às 14h referentes ao Método 5 em junho

No que diz respeito aos ganhos por habitação, já se observam algumas diferenças significativas, tanto em comparação com o mês de janeiro como face aos outros modelos. Os lucros provenientes da venda apresentam-se relativamente equilibrados, à semelhança do que ocorre no Método 2, dado que ambos os modelos aplicam uma distribuição proporcional dos lucros entre os vendedores. No entanto, não são idênticos, uma vez que, neste modelo, em determinadas horas, nomeadamente às 5h, 6h e 7h ocorrem leilões devido a um défice total superior ao excedente, o que não acontece no Modelo 2. No total, onze habitações registaram poupanças na compra de energia, destacando-se as Casas 3 e 17, que atingem poupanças superiores a 2 €.

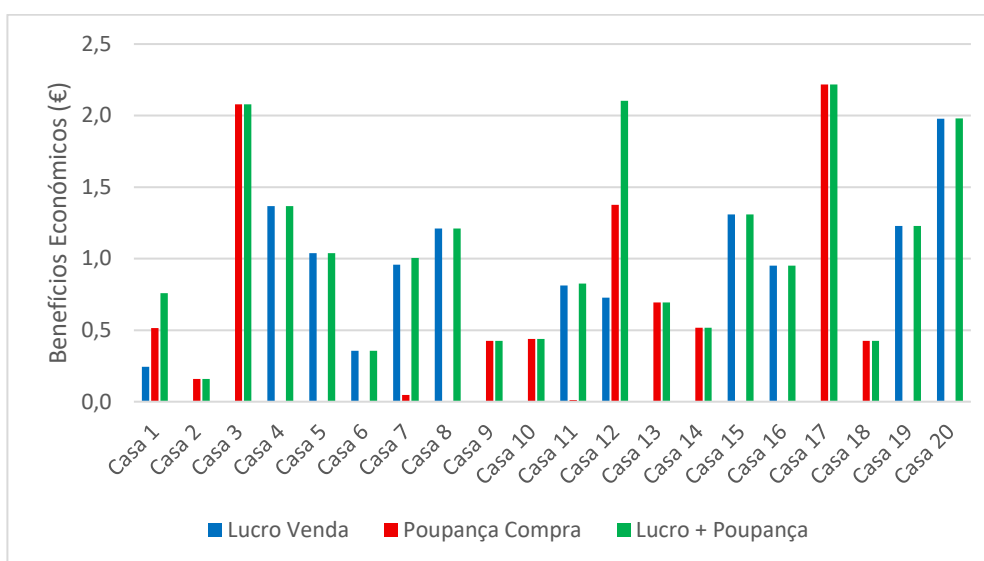


Figura 5-21 - Lucro e poupança individual de cada casa no Método 5 em junho

A Tabela 5-10 apresenta os lucros e as poupanças totais da comunidade. Salienta-se que, em comparação com o mês de janeiro, o lucro dos vendedores é inferior, uma vez que existem menos horas com leilão. Por outro lado, os compradores são os mais beneficiados com este modelo, alcançando valores de poupança quase tão elevados como os obtidos no Modelo 2.

Tabela 5-10 - Lucro e poupança total das 20 casas no Método 5 em junho

Lucro Vendedores (€)	Poupança Compradores (€)	Total (€)
12,18	8,91	21,09

5.2 Com Armazenamento

Na segunda fase dos resultados será analisada a introdução do armazenamento de energia na comunidade. Inicialmente, as baterias são individuais, estando associadas a cada habitação, sendo que o lucro obtido advém exclusivamente da utilização da respetiva bateria.

Numa fase seguinte, é implementado um sistema de armazenamento comunitário, ou seja, uma bateria partilhada entre as 20 habitações da comunidade. Serão testados dois

modelos distintos de distribuição da energia e dos lucros provenientes da bateria, bem como duas capacidades diferentes de armazenamento, de forma a avaliar o impacto económico de uma maior capacidade instalada.

Em todas as simulações nesta secção será utilizado o Método 1.

5.2.1 Baterias Individuais

Como referido anteriormente, os valores obtidos para as capacidades das baterias foram os seguintes:

- Casa 4 - 3 kWh
- Casa 15 - 3 kWh
- Casa 20 - 15 kWh

Foi então simulada a CE com o armazenamento individual. Ao contrário do que era esperado, não ocorrem transações fora do período solar. Isto acontece devido à condição que é imposta no funcionamento das baterias. Tendo em conta que o preço máximo praticado no mercado P2P é de 0,18 €/kWh, mesmo que o excedente energético seja vendido ao valor máximo, é economicamente mais vantajoso para as habitações com bateria armazenar essa energia para consumo próprio durante os períodos de défice (a partir das 19 horas, altura em que já não se verifica produção fotovoltaica). Isto deve-se ao facto de o preço da energia comprada à rede ser de 0,1866 €/kWh, o que representa um custo superior ao valor obtido com a venda do excedente, resultando, assim, numa maior poupança ao utilizar a energia armazenada. O mesmo aplica-se ao período de vazio.

Conclui-se que a introdução das baterias não provoca impactos significativos no desempenho económico global da comunidade, não representando nem um benefício nem uma perturbação para o sistema.

Os lucros individuais obtidos por cada habitação com armazenamento resultam exclusivamente da poupança no consumo, proporcionada pela possibilidade de autoconsumo através da bateria. Tal como anteriormente foram simulados os lucros tanto num dia médio em janeiro como em junho. Estes resultados estão apresentados na tabela seguinte.

Tabela 5-11 - Lucros diários de cada Casa pelo uso da bateria

	Lucro diário em janeiro (€)	Lucro diário em junho (€)
Casa 4	0,56	0,42
Casa 15	0,56	0,51
Casa 20	2,80	1,79

À primeira vista, poderá parecer invulgar que se obtenha mais lucro com o armazenamento em janeiro do que em junho, sobretudo considerando que no mercado P2P, junho regista sempre um lucro total superior, devido a mais produção PV. No entanto, no caso específico das baterias, esta diferença justifica-se pelo facto de, em janeiro, a produção fotovoltaica acabar às 17 horas, originando desde aí um défice energético nas três habitações. Em contraste, em junho, esse défice apenas se verifica a partir das 19 horas. Adicionalmente, como o consumo é também mais elevado em janeiro, a energia armazenada durante o período solar é totalmente utilizada em horário fora de vazio, traduzindo-se numa poupança mais significativa. Já em junho, parte dessa energia é consumida durante o período vazio, o que reduz o benefício económico obtido.

5.2.2 Bateria Comunitária

As duas capacidades que vão ser analisadas são de 21 kWh e 60 kWh. A capacidade de 21 kWh corresponde à soma das capacidades das baterias individuais anteriormente implementadas, permitindo assim uma comparação direta entre soluções individuais e coletivas. Por sua vez, a bateria de 60 kWh visa avaliar o impacto de uma capacidade de armazenamento superior na gestão energética da comunidade.

Serão também analisados dois modelos distintos de distribuição de benefícios. No primeiro modelo os lucros provenientes da utilização da bateria serão igualmente distribuídos. No segundo modelo, os lucros obtidos são alocados proporcionalmente ao consumo efetivo de cada habitação em relação à energia fornecida pela bateria.

5.2.2.1 Modelo Equitativo

No modelo equitativo, a distribuição do lucro proveniente da bateria é igual para todas as casas.

Foram realizadas simulações considerando as baterias de capacidade 21 kWh e 60 kWh, nos meses de janeiro e junho. Os valores correspondentes às poupanças totais da comunidade, resultantes do autoconsumo proporcionado pela utilização da bateria, encontram-se representados na Tabela 5-12. Adicionalmente, a Figura 5-22 evidencia a poupança individual de cada habitação decorrente da utilização da bateria.

Tabela 5-12 - Poupança da CE para as 2 capacidades da Bateria Comunitária

	21 kWh	60 kWh
Janeiro	0,00	0,00
Junho	3,01	3,01

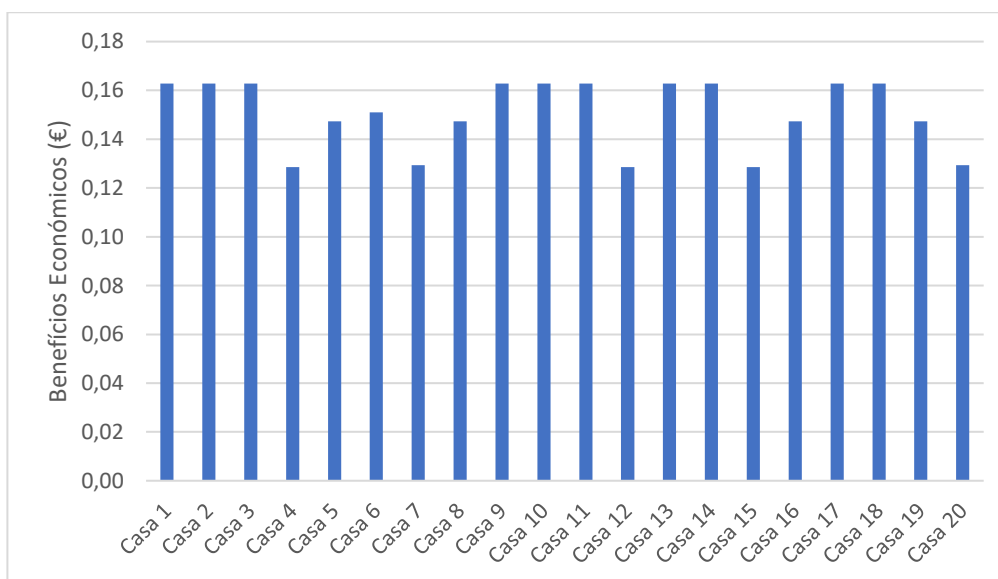


Figura 5-22 - Poupanças individuais pelo uso da Bateria Comunitária em junho

Os resultados obtidos estão em conformidade com o esperado. No caso do mês de janeiro, caracterizado por um maior consumo energético e uma menor produção, não se verifica qualquer instante em que o excedente total da comunidade consiga suprir todo o défice existente, pelo que não se registam poupanças com o uso da bateria, pois esta nunca chega a ser usada. Relativamente ao mês de junho, observa-se alguma poupança, ainda que reduzida.

Tal resultado explica-se pelo facto de, nas horas de défice, ser identificado o menor défice entre as habitações e esse valor ser distribuído equitativamente por todas as que apresentam necessidades energéticas. Este procedimento constitui uma limitação do modelo, dado que conduz ao desperdício de parte da energia armazenada (permanecendo cerca de 2 kWh por utilizar na bateria de 21 kWh e aproximadamente 41 kWh na bateria de 60 kWh), enquanto algumas habitações continuem em défice energético.

O gráfico evidencia a equidade característica do modelo, observando-se que todas as habitações obtiveram praticamente a mesma poupança. O gráfico apresentado corresponde à bateria com capacidade de 21 kWh, contudo, os resultados obtidos para 60 kWh são iguais, uma vez que, em ambos os casos, a capacidade nunca é excedida e apenas são extraídos 19 kWh da bateria.

Conclui-se que, neste método, a aquisição de baterias poderá não ser economicamente vantajosa. Caso se opte pela sua instalação, a escolha deverá recair sobre equipamentos de menor capacidade, uma vez que, nos meses de inverno, as poupanças são nulas ou muito baixas e, nos meses de verão, embora positivas, permanecem reduzidas.

5.2.2.2 Modelo Proporcional ao Consumo

Este modelo permite uma distribuição de lucros mais realista, uma vez que cada habitação recebe energia em função da sua necessidade, em vez de apenas receber o mínimo de défice, como ocorria no modelo anterior.

Na tabela apresentada de seguida estão representadas as poupanças em janeiro e junho para ambas as capacidades da bateria comunitária.

Tabela 5-13 - Poupança da CE para as 2 capacidades da Bateria Comunitária

	21 kWh	60 kWh
Janeiro	0,00	0,00
Junho	3,92	11,20

A análise da Tabela 5-13 permite compreender facilmente o benefício deste modelo. Em junho, ambas as capacidades apresentam poupanças superiores face ao modelo anterior,

o que se justifica pela maior quantidade de energia alocada e pela inexistência de retenção na bateria. Neste mês, em ambos os casos, a capacidade foi totalmente utilizada. Pelo contrário, em janeiro, como seria expectável, não se verificam poupanças, uma vez que continua a não existir excedente disponível após as transações no mercado P2P.

Os gráficos das poupanças individuais da bateria comunitária em junho estão representados na Figura 5-23 para 21 kWh e para 60 kWh na Figura 5-24.

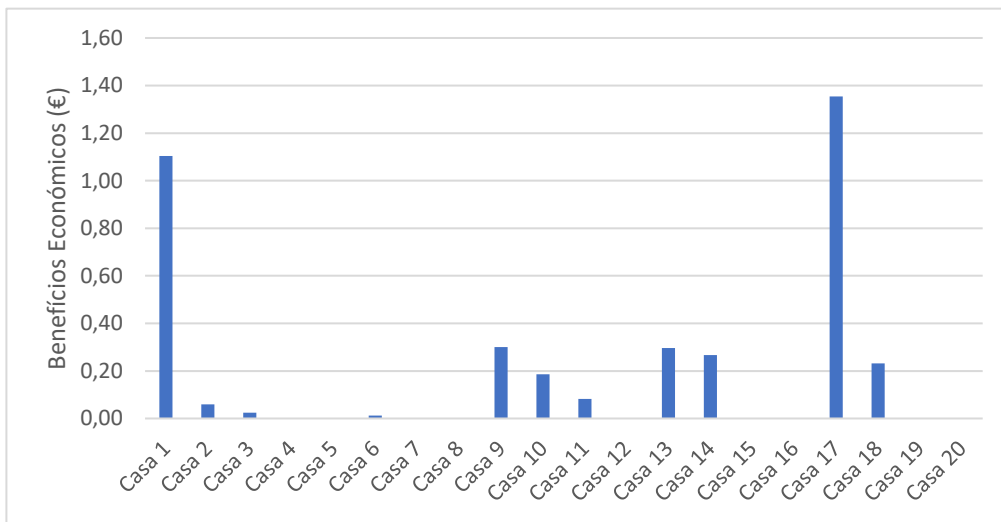


Figura 5-23 - Poupanças individuais pelo uso da Bateria Comunitária de 21 kWh em junho

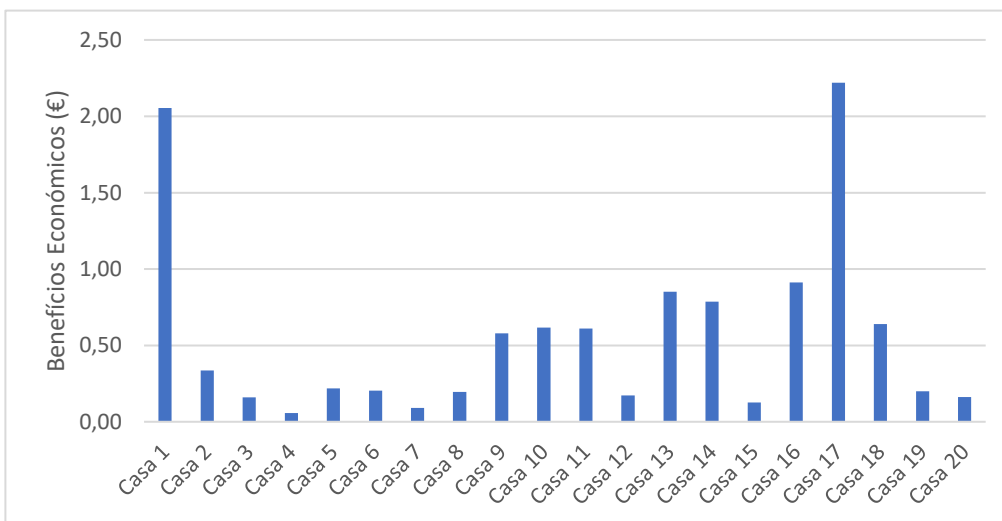


Figura 5-24 - Poupanças individuais pelo uso da Bateria Comunitária de 60 kWh em junho

Ao contrário do verificado no Modelo Equitativo, observam-se diferenças acentuadas no nível de poupança obtido por cada habitação. Para além de se registarem poupanças

superiores face ao caso anterior, decorrentes de um maior aproveitamento da energia armazenada na bateria, este modelo revela-se, no geral, mais justo para todas as habitações. Destaca-se ainda que, no cenário com uma bateria de 60 kWh, as casas 1 e 17 alcançam poupanças superiores a 2 € por dia.

5.3 Análise Económica do Investimento em Produção e Armazenamento

Por fim será realizada uma análise económica global do investimento das 12 casas com produção fotovoltaica.

Numa primeira fase, serão apresentados os indicadores económicos das nove casas que têm apenas painéis fotovoltaicos, e na fase seguinte das três que têm painéis fotovoltaicos e armazenamento energético individual (Casas 4, 15 e 20). Por último, será conduzida uma análise ao tempo de retorno do investimento da Casa 20, considerando a alteração de diversos fatores, de forma a avaliar de que modo estes influenciam o período de recuperação do investimento desta habitação.

Todos os resultados económicos apresentados nesta secção serão obtidos através de simulações realizadas com o Método 3.

5.3.1 Casas com Painéis Fotovoltaicos sem Bateria

Apresentam-se de seguida os resultados relativos às nove habitações com produção de energia solar. Em primeiro lugar, é apresentado o investimento inicial de cada uma. De seguida, o lucro anual obtido, considerando as diferentes fontes de rendimento: o autoconsumo, o lucro da venda no mercado P2P e o lucro da venda à rede, que ocorre quando o excedente produzido numa determinada hora não é totalmente comercializado no mercado. Por fim serão apresentados os tempos de retorno de investimento das nove casas.

O investimento inicial de cada habitação é apresentado na Tabela 5-14.

Tabela 5-14 - Investimento inicial de cada Casa em Energia Fotovoltaica

Casa	Investimento Inicial (€)
1	4701,24
5	4422,60
6	2446,92
7	4366,98
8	4701,24
11	4422,60
12	8598,60
16	4422,60
19	4852,44

A Tabela 5-15 representa as receitas obtidas com a produção fotovoltaica anualmente.

Tabela 5-15 - Receita anual de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica

Casa	Receita Anual (€)
1	1605,57
5	1029,56
6	642,38
7	1079,11
8	1266,94
11	1130,22
12	2705,74
16	1125,61
19	1413,45

Os valores do payback correspondentes a cada habitação encontram-se apresentados na tabela seguinte. De forma complementar, a comparação do retorno económico de cada casa é representada no gráfico subsequente.

Tabela 5-16 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica

Casa	Paybacktime (anos)
1	2,93
5	4,30
6	3,81
7	4,05
8	3,71
11	3,91
12	3,18
16	3,93
19	3,43

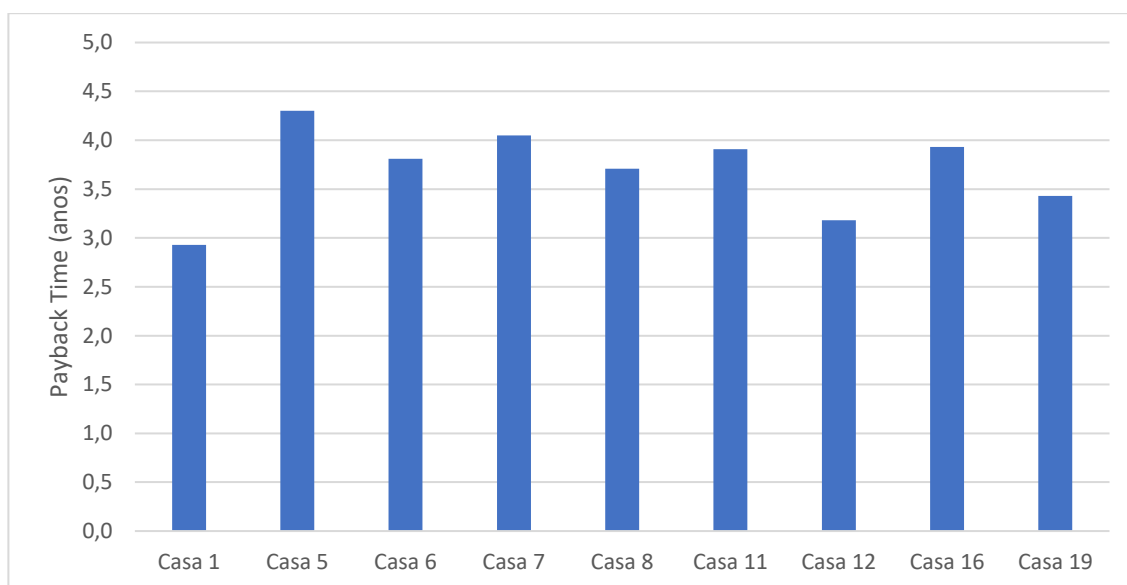


Figura 5-25 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica

Observa-se que apenas uma das habitações apresenta um payback time superior a 4 anos, enquanto todas as restantes se situam abaixo deste valor. Destaca-se a Casa 1, que consegue recuperar o seu investimento em menos de 3 anos, evidenciando, assim, resultados bastante favoráveis.

5.3.2 Casas com Painéis Fotovoltaicos e Bateria

Nesta subsecção, conforme referido anteriormente, serão consideradas as três habitações com painéis fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. A sequência de análise mantém-se idêntica, iniciando-se com a apresentação do investimento inicial necessário e, posteriormente, das receitas decorrentes desse investimento, tal como, a apresentação do pay-back time de cada habitação. Por fim, procede-se à análise de sensibilidade de diversos fatores aplicados à Casa 20, nomeadamente a capacidade da bateria, a variação do investimento inicial em energia fotovoltaica e armazenamento energético, bem como alterações nos preços de compra e venda de energia à rede. O objetivo desta análise é avaliar de que forma estas variáveis influenciam o tempo de retorno do investimento da Casa 20 e identificar quais as opções mais vantajosas para a mesma.

Na Tabela 5-17 são apresentados os investimentos iniciais de cada habitação.

Tabela 5-17 - Investimento inicial de cada Casa em Energia Fotovoltaica + Armazenamento

Casa	Investimento Inicial (€)
4	6767,64
15	6918,84
20	13694,80

As receitas anuais de cada habitação estão apresentadas na Tabela 5-18.

Tabela 5-18 - Receita anual de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica + Armazenamento

Casa	Receita Anual (€)
4	1173,13
15	1375,85
20	2160,20

Os valores do payback time estão representados tanto na Tabela 5-19 como na Figura 5-26 .

Tabela 5-19 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica + Armazenamento

Casa	Payback Time (anos)
4	5,77
15	5,03
20	6,34

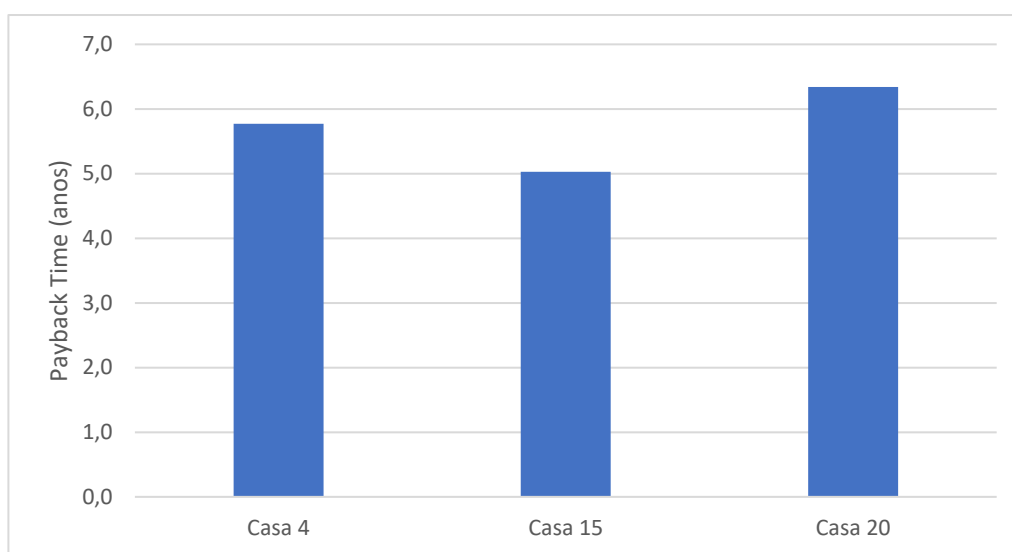


Figura 5-26 - Payback time de cada Casa com o uso de Energia Fotovoltaica + Armazenamento

Ao analisar os valores obtidos, verifica-se que todos são superiores aos das habitações equipadas apenas com produção fotovoltaica. Tal facto pode ser justificado pelos custos acrescidos associados à aquisição e manutenção da bateria, os quais se revelam elevados quando comparados com os lucros que esta proporciona. Pode igualmente concluir-se que, em alternativa ao armazenamento da energia excedentária na bateria, a sua venda direta na comunidade permitiria alcançar lucros semelhantes, mas sem a necessidade do investimento adicional na bateria. Mesmo assim, após o retorno do investimento, a bateria funciona como uma fonte extra de rendimento, o que pode ser positivo a longo prazo para as casas com armazenamento individual.

5.3.3 Análise de sensibilidade na Casa 20

Por último, será realizada uma análise de sensibilidade na Casa 20, avaliando o impacto de diferentes fatores e variáveis no seu desempenho económico, de modo a compreender de que forma os vários fatores influenciam no tempo de retorno de investimento.

5.3.3.1 Capacidade da Bateria

Será feita uma análise entre os tempos de retorno do investimento para diferentes capacidades de bateria instaladas na Casa 20. O objetivo desta análise é identificar qual a capacidade que proporciona a maior vantagem económica para a mesma. Serão testadas três capacidades distintas: uma bateria de 3 kWh, uma de 25 kWh e outra de 40 kWh.

Para esta avaliação, apenas foi alterada no código do Método 3 com baterias a capacidade da bateria da Casa 20. No cálculo do investimento inicial, foi ajustado o preço de aquisição da bateria e os respetivos custos de operação e manutenção. Já a metodologia de cálculo das receitas manteve-se idêntica à aplicada nas análises anteriores.

A tabela e o gráfico apresentados a seguir mostram os payback times para as diferentes capacidades.

Tabela 5-20 - Tempos de retorno do investimento para diferentes capacidades da Casa 20

Capacidade (kWh)	Payback time (anos)
3	5,13
15	6,34
25	7,40
40	9,06

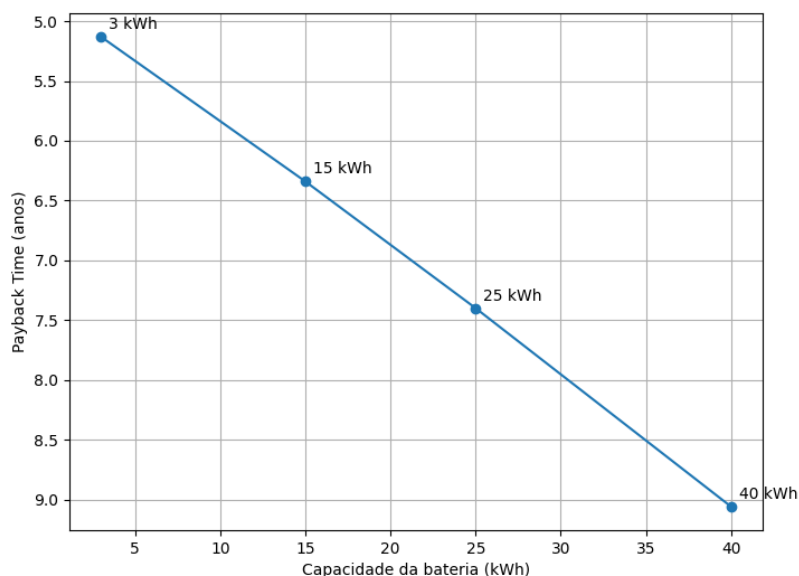


Figura 5-27 - Payback Time em função das diferentes capacidades da bateria

Pela análise da Tabela 5-20 e da Figura 5-27, observa-se um problema evidente: à medida que a capacidade da bateria aumenta, o tempo de retorno do investimento também cresce. Tal como já foi referido, os lucros obtidos com a utilização da bateria não compensam o investimento realizado.

No caso da Casa 20, o carregamento do VE ocorre durante a noite, o que faz com que grande parte da energia armazenada seja consumida nesse período. Este efeito é ainda mais acentuado nas baterias de maior capacidade, uma vez que o excedente acumulado durante o dia permanece disponível até à noite. Contudo, como o preço de compra de energia à rede no período de vazio é relativamente baixo (0,1066 €/kWh), a poupança obtida através do auto-consumo com bateria pode ser inferior ao lucro que teria sido alcançado caso o excedente fosse vendido no mercado P2P durante o período solar, onde o preço de venda varia entre 0,08 e 0,18 €/kWh. Mesmo o excedente que não fosse vendido no mercado P2P seria injetado na rede a um preço de 0,05 €/kWh. Este valor, apesar de inferior, não constitui uma diferença suficientemente significativa para justificar o investimento numa bateria, sobretudo quando se considera que o elevado custo inicial das baterias, em particular das de maior capacidade, agrava ainda mais os tempos de retorno.

5.3.3.2 Investimento Inicial

Relativamente ao investimento inicial, foram realizadas duas análises em paralelo. Na primeira, considerou-se a variação do investimento em energia fotovoltaica, aplicando-se incrementos e decréscimos de 2% face ao valor de referência. Como valores de referência, consideram-se os dados apresentados na secção anterior: tempo de retorno do investimento de 6,34 anos, investimento em energia fotovoltaica de 8897,76 € e investimento em armazenamento energético de 4797 €.

A Tabela 5-21 apresenta o tempo de retorno do investimento obtido para cada cenário, bem como a respetiva variação percentual em relação ao investimento inicial total.

Tabela 5-21 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do investimento em energia fotovoltaica

Variação Percentual do Investimento em Energia Fotovoltaica (%)	Payback Time (anos)	Variação Percentual do Payback Time (%)
-10	5,93	-6,50
-8	6,01	-5,20
-6	6,09	-3,90
-4	6,17	-2,60
-2	6,26	-1,30
Valor de referência	6,34	Valor de referência
+2	6,42	+1,30
+4	6,50	+2,60
+6	6,59	+3,90
+8	6,67	+5,20
+10	6,75	+6,50

O gráfico representado na Figura 5-28 mostra a evolução linear do tempo de retorno de investimento à medida que se varia o investimento inicial.

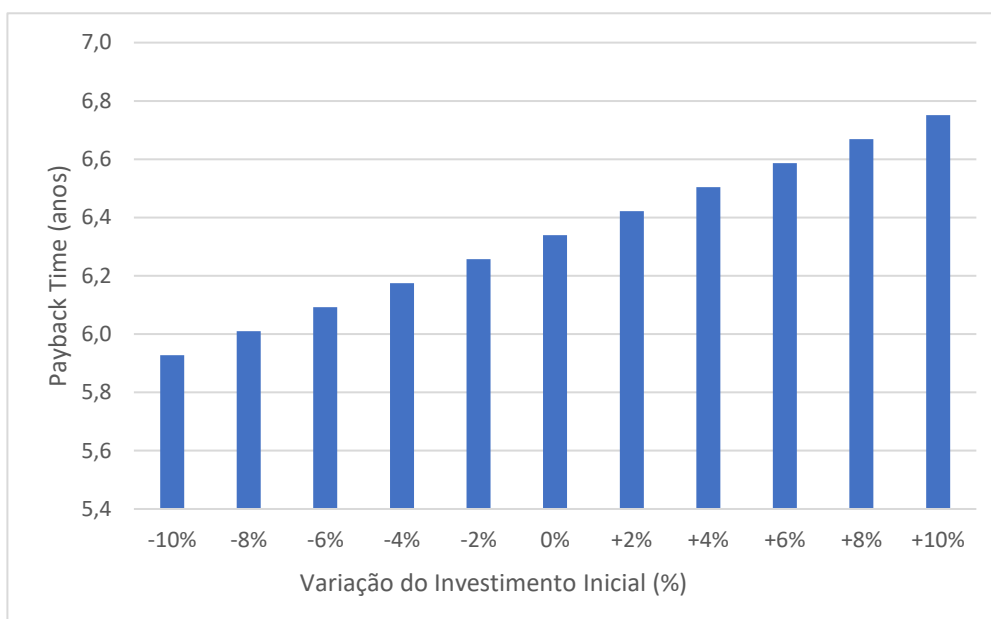


Figura 5-28 - Payback em função de variações no investimento em energia fotovoltaica

De seguida foi feito o mesmo raciocínio para o investimento na bateria.

Tabela 5-22 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do investimento em armazenamento

Variação Percentual do Investimento em Bateria (%)	Payback Time (anos)	Variação Percentual do Payback Time (%)
-10	6,12	-3,50
-8	6,16	-2,80
-6	6,21	-2,10
-4	6,25	-1,40
-2	6,30	-0,70
Valor de referência	6,34	Valor de referência
+2	6,38	+0,70
+4	6,43	+1,40
+6	6,47	+2,10
+8	6,52	+2,80
+10	6,56	+3,50

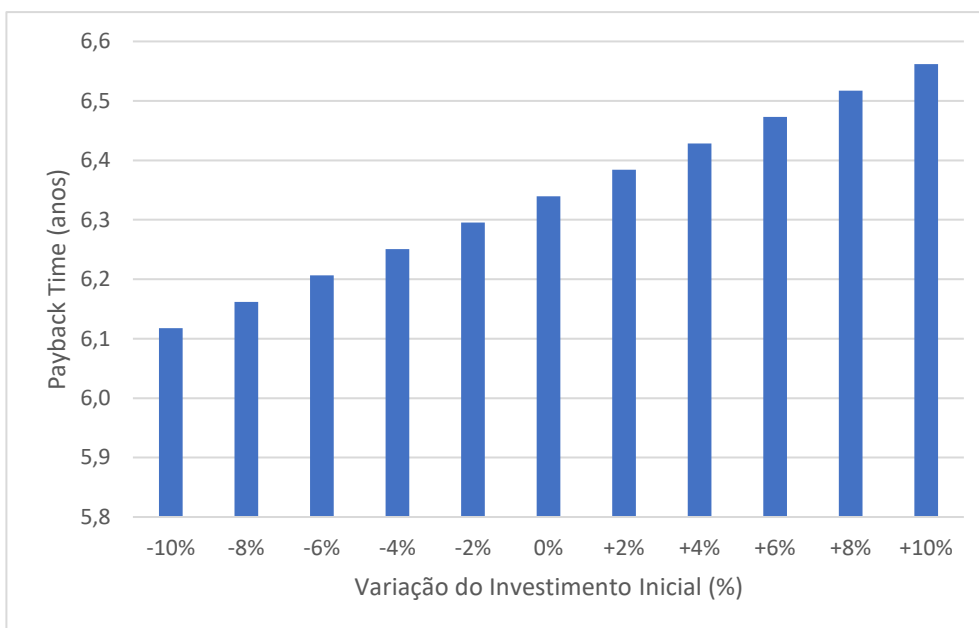


Figura 5-29 - Payback em função de variações no investimento em armazenamento

Como seria de esperar, a análise dos gráficos e tabelas evidencia que quanto maior o investimento inicial, maior o tempo de retorno. Observa-se, por exemplo, que um aumento de 2% no investimento em energia fotovoltaica conduz a um acréscimo de 1,3% no payback time, enquanto um aumento de 2% no investimento em armazenamento resulta num acréscimo de apenas 0,7%. Este comportamento justifica-se pelo facto de o investimento inicial da Casa 20 ser composto em 65% por energia fotovoltaica (1,3% / 2,0%) e em 35% por armazenamento (0,7% / 2,0%). Todas as restantes variações seguem a mesma lógica.

5.3.3.3 Preço de Compra e Venda à Rede

Por fim, procedeu-se à variação dos preços de compra e venda de energia à rede. O preço de compra foi variado em -3,5 %, -2 %, +2 % e +3,5 %. Não se consideraram variações mais acentuadas, uma vez que não faria sentido que o preço de compra à rede fosse inferior a 0,18 €/kWh, valor esse que corresponde ao preço máximo de aquisição no mercado P2P. Caso tal ocorresse, algumas transações no mercado não se realizariam, uma vez que os compradores deixariam de ter vantagem em adquirir energia no mercado P2P.

Na tabela e gráfico seguinte são expostos os resultados da Casa 20 com a variação do preço de compra.

Tabela 5-23 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do preço de compra à rede

Variação Percentual do Preço de Compra à Rede (%)	Payback Time (anos)
-3,5	6,50
-2	6,43
Valor de Referência	6,34
+2	6,25
+3,5	6,19

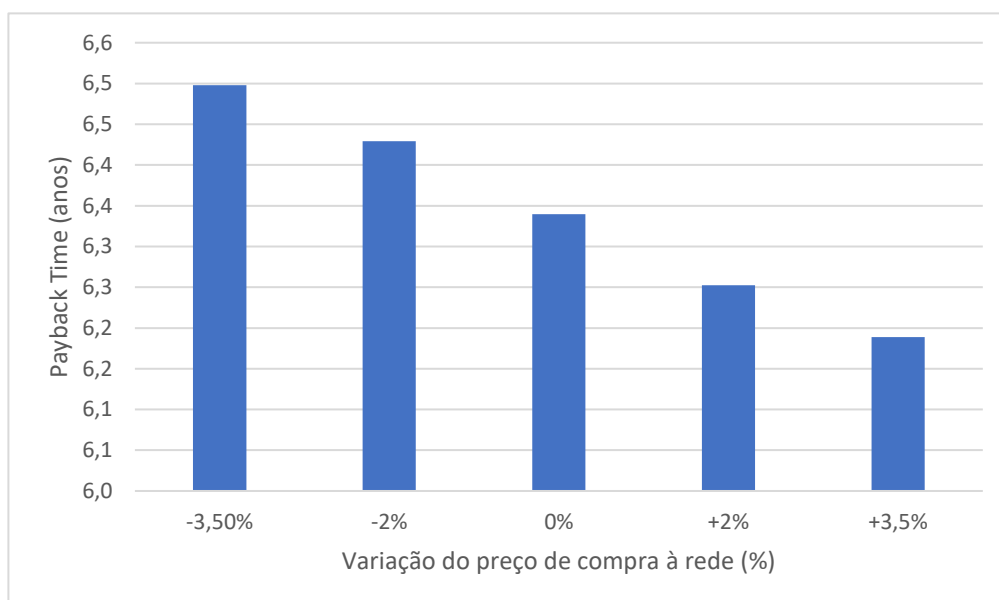


Figura 5-30 - Variação do payback time em função da alteração do preço de compra à rede

Pela observação tanto da tabela como do gráfico é possível observar que à medida que o preço de compra à rede aumenta, o tempo de retorno do investimento diminui, o que era expectável. Tal verifica-se porque tanto os lucros provenientes do autoconsumo como os resultantes do autoconsumo com recurso à bateria aumentam, não existindo qualquer fonte de rendimento que seja penalizada pelo acréscimo do preço de compra. De forma análoga,

quando o preço de compra à rede diminui, os lucros reduzem-se e o tempo de retorno do investimento aumenta.

Procedeu-se também ao ajuste do preço de venda em subidas e descidas de 2%, considerando uma variação entre -10% e +10%. Os resultados obtidos para cada cenário são apresentados na Tabela 5-24 e Figura 5-31.

Tabela 5-24 - Variação do payback da Casa 20 em função da alteração do preço de venda à rede

Variação Percentual do Preço de Venda à Rede (%)	Payback Time (anos)
-10	6,18
-8	6,21
-6	6,24
-4	6,27
-2	6,31
Valor de Referência	6,34
+2	6,37
+4	6,41
+6	6,44
+8	6,47
+10	6,51

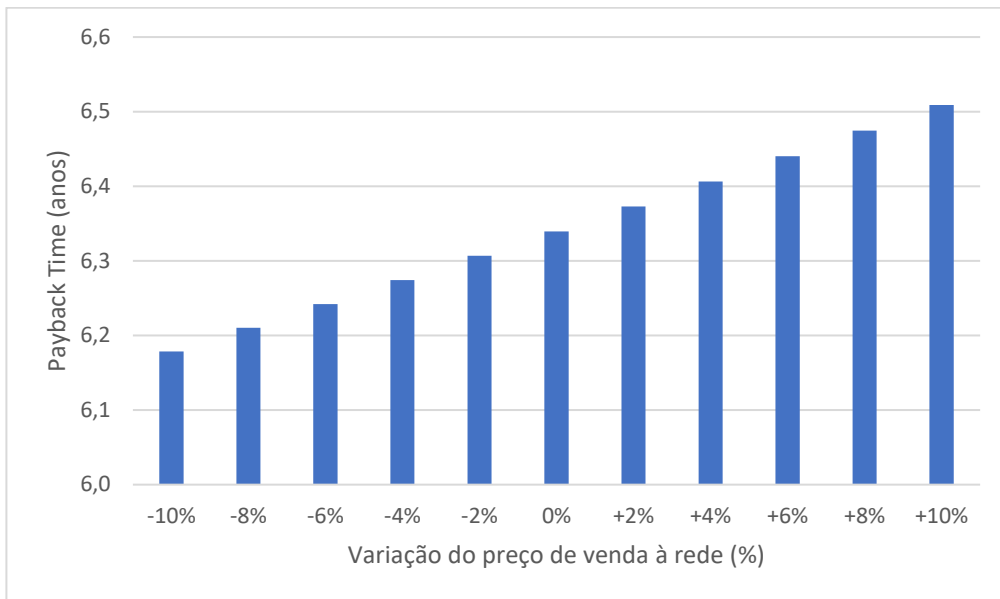


Figura 5-31 - Variação do payback time em função da alteração do preço de venda à rede

Ao contrário do observado com o preço de compra, verifica-se que, à medida que o preço de venda à rede aumenta, o payback time cresce de forma linear. Tal justifica-se pelo facto de, embora os lucros provenientes da venda à rede aumentem, os lucros obtidos no mercado P2P diminuem, uma vez que a diferença de preço entre vender no mercado e à rede se reduz. Dado que os lucros no mercado P2P são significativamente superiores aos da venda à rede, devido a esta só ocorrer quando não é possível vender energia no mercado ou quando a bateria se encontra totalmente carregada, o tempo de retorno de investimento aumenta.

CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Ao longo da dissertação foram implementados e analisados diferentes métodos de troca de energia peer-to-peer numa comunidade de energia composta por 20 habitações, das quais 12 dispunham de produção fotovoltaica. Numa primeira fase, desenvolveram-se cinco modelos distintos de partilha de energia. Posteriormente, introduziu-se o armazenamento individual e coletivo, tendo sido simulados os respetivos resultados num dos métodos de troca, de forma a avaliar o impacto do armazenamento na comunidade. Finalmente, procedeu-se a uma análise do tempo de retorno do investimento das habitações com produção de energia solar e com capacidade de armazenamento.

Observou-se que o mercado peer-to-peer permite um melhor aproveitamento do excedente energético em comparação com a venda à rede. De forma complementar, os consumidores conseguem reduzir os custos de aquisição de energia, beneficiando assim toda a comunidade. Embora o lucro total da comunidade se mantenha constante, dado que a quantidade de energia transacionada é invariável e os ganhos de umas habitações correspondem às perdas de outras, a principal diferença entre os cinco métodos reside na forma como os lucros são distribuídos entre as habitações. Neste sentido, as diferenças encontradas entre os cinco métodos foram as seguintes:

- I. O primeiro método destaca-se pela simplicidade e por garantir prioridade aos maiores excedentes e défices, tal como um preço mais barato para estes. Deste método conclui-se que não é o mais justo para os vendedores pois grande parte do excedente é vendido por um preço baixo o que leva a um lucro mais pequeno em relação à venda à rede, contrariamente aos compradores que têm uma margem de lucro superior. Este é o único método em que no total, os compradores

lucram mais que os vendedores. Outra limitação deste método prende-se com a desigualdade nos lucros entre as habitações, uma vez que a prioridade é constantemente atribuída às casas com maior déficit e excedente, que se mantêm praticamente inalteráveis ao longo do dia.

- II. O segundo método permitiu uma repartição mais equilibrada, resultante da agregação do excedente e do cálculo do preço ponderado em cada hora. Neste caso, os vendedores foram mais beneficiados do que os compradores, verificando-se ainda uma menor discrepância entre os ganhos de cada habitação.
- III. No terceiro método, baseado na aplicação de um algoritmo genético com o objetivo de maximizar o lucro dos vendedores, os resultados confirmaram as expectativas iniciais. Os vendedores obtiveram o maior lucro global entre todos os métodos analisados, enquanto os compradores registaram de forma contrária uma margem de poupança reduzida.
- IV. O quarto método, ao introduzir o mecanismo de leilão tanto na compra como na venda, proporcionou um maior realismo face às abordagens anteriores. Neste cenário, nem sempre as habitações com maior déficit tiveram prioridade na compra, nem as com maior excedente na venda. Os vendedores, devido a esta competitividade na compra, conseguiram alcançar uma margem de lucro significativa.
- V. O quinto método revelou-se bastante semelhante ao segundo, no que respeita à agregação do excedente e ao cálculo do preço ponderado em cada hora. No mês de janeiro, em que na maioria das horas o déficit superou o excedente, verificou-se a ocorrência de mais leilões, resultando em lucros mais elevados para os vendedores. Já em junho, dado que na maior parte das horas o excedente total foi superior ao déficit, a distribuição de energia ocorreu de forma equivalente ao Método 2.

Conclui-se, assim, que cada método apresenta vantagens e desvantagens distintas. O Método 3 revela-se o mais lucrativo para os vendedores, enquanto o Método 1 é o mais vantajoso para os compradores. O Método 2, baseado na distribuição proporcional dos lucros, é mais justo do ponto de vista comunitário.

Os Métodos 4 e 5, que introduzem mecanismos de leilão, podem acrescentar um maior grau de realismo ao funcionamento do mercado, contudo, são também os mais difíceis de implementar. Tal deve-se ao facto de exigirem que, diariamente, os membros da comunidade definam antecipadamente as suas intenções de compra ou venda de energia para o dia seguinte, o que pressupõe um elevado nível de literacia energética, bem como uma disponibilidade temporal regular para a tomada dessas decisões.

No que respeita ao armazenamento individual, verificou-se que a sua introdução não trouxe benefícios para a comunidade. Contrariamente ao esperado, não ocorreram transações fora do período solar, dado que a opção mais vantajosa para as habitações com bateria consistia no autoconsumo da energia armazenada. Além disso, os tempos de retorno do investimento das três casas com bateria revelaram-se substancialmente superiores aos das casas apenas com produção fotovoltaica, o que indica que, neste cenário, o armazenamento individual não se apresenta como uma solução economicamente atrativa a curto prazo. Isto deve-se ao facto de a energia armazenada poder ter sido vendida no mercado P2P, obtendo-se um lucro praticamente equivalente. Após o retorno do investimento, a bateria revela-se uma fonte adicional de rendimento, podendo constituir uma opção atrativa para os membros da comunidade.

Relativamente ao armazenamento coletivo, os resultados mostraram-se mais satisfatórios, sobretudo no modelo proporcional ao consumo. Em junho, a bateria de 60 kWh permitiu alcançar um lucro diário total de 11,20€ para a comunidade. Uma vez que os custos da bateria seriam distribuídos de forma proporcional ao consumo entre as 20 habitações, o investimento inicial por casa não seria tão elevado quanto no caso do armazenamento individual, conduzindo, assim, a um tempo de retorno mais reduzido. Contudo, em janeiro não se registaram lucros associados à bateria, dado que em nenhuma hora o excedente total superou o défice. Conclui-se, portanto, que a bateria comunitária apenas gera benefícios económicos em determinados períodos do ano.

Apesar dos resultados obtidos, existem várias linhas de investigação que podem ser exploradas em trabalhos futuros, entre elas:

- I. Considerar diferentes perfis de consumidores, incluindo indústria e comércio, dado que em muitos casos as comunidades de energia integram este tipo de participantes.
- II. Analisar a introdução de diferentes regimes tarifários na comunidade, em substituição do atual trabalho baseado apenas numa tarifa bi-horária.
- III. Explorar novos métodos de troca de energia, tomando como referência e ponto de partida os que foram implementados na presente dissertação.
- IV. Avaliar o impacto da introdução de sistemas de armazenamento em habitações sem produção fotovoltaica, de forma a compreender de que modo estes poderiam influenciar o desempenho económico tanto da comunidade e das habitações que os integram.

BIBLIOGRAFIA

- Alves, J. (1999). *Cooperativismo e electrificação rural — a Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este*. *População e Sociedade* 5: 79. <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/9307/2/000064777.pdf>
- Australian Government. (2024). *Hepburn Wind Community Co-operative*. <https://cer.gov.au/news-and-media/case-studies/hepburn-wind-community-co-operative>
- Caramizaru, Aura., & Uihlein, Andreas. (2020). Energy communities : an overview of energy and social innovation. *European Commission. Joint Research Centre, EUR 30083 EN*(Publications Office of the European Union, Luxembourg). https://catedracomunidadesenergeticas.unizar.es/wp-content/uploads/2022/06/energy_communities_report_final.pdf
- Diário da República. (2022). *Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro*. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>
- Edinburgh Community Solar Co-operative. (2023). *How it Works – Edinburgh Community Solar Co-operative*. (2023). *Edinburghsolar.coop*. <https://www.edinburghsolar.coop/projects/how-the-co-op-works/>
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). (2023). *Proposta de Reformulação do Regulamento do Autoconsumo*. <https://www.erse.pt/media/ysdfweaa/regulamento-do-autoconsumo-documento-justificativo.pdf>
- E-REDES. (2024). *Coeficientes de Partilha*. <https://www.e-redes.pt/pt-pt/coeficientes-de-partilha-0>
- European Commission. (2022). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- European Union. (2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

- European Union. (2019). *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market in electricity and amending Directive 2012/27/EU*. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- EWS Schönau. (2024). *Über unsere Genossenschaft*. <https://www.ews-schoenau.de/ews/genossenschaft/wir-ueber-uns/>
- Fairley, P. (2017). Blockchain world - Feeding the blockchain beast if bitcoin ever does go mainstream, the electricity needed to sustain it will be enormous. *IEEE Spectrum*, 54(10), 36–59. <https://doi.org/10.1109/MSPEC.2017.8048837>
- Greenvolt Comunidades. (2023). *Comunidades de Energia Renovável em Portugal*. <https://comunidades.greenvolt.com/portfolio/comunidades-de-energia-renovavel>
- Guerrero, J., Chapman, A., & Verbic, G. (2017). A study of energy trading in a low-voltage network: Centralised and distributed approaches. *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2017.8282502>
- Jorge, D. F. (2023). *Autoconsumo coletivo envolvendo edifícios escolares e de serviço público* [Universidade de Coimbra]. <https://hdl.handle.net/10316/113080>
- Klein, L. P., Krivoglazova, A., Matos, L., Landeck, J., & De Azevedo, M. (2019). A novel peer-to-peer energy sharing business model for the Portuguese energy market. *Energies*, 13(1). <https://doi.org/10.3390/en13010125>
- Lambora, A., Gupta, K., & Chopra, K. (2019). Genetic Algorithm- A Literature Review. *2019 International Conference on Machine Learning, Big Data, Cloud and Parallel Computing (COMITCon)*, 380–384. <https://doi.org/10.1109/COMITCon.2019.8862255>
- Lü, X., Wu, Y., Lian, J., Zhang, Y., Chen, C., Wang, P., & Meng, L. (2020). Energy management of hybrid electric vehicles: A review of energy optimization of fuel cell hybrid power system based on genetic algorithm. In *Energy Conversion and Management* (Vol. 205). <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112474>
- Matsuo, Y., LeCun, Y., Sahani, M., Precup, D., Silver, D., Sugiyama, M., Uchibe, E., & Morimoto, J. (2022). Deep learning, reinforcement learning, and world models. *Neural Networks*, 152. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2022.03.037>
- Mendes, A. M. (2024). Greenvolt leva conceito Comunidades de Energia às empresas da Indonésia . *Sapo*. <https://executivedigest.sapo.pt/noticias/greenvolt-leva-conceito-comunidades-de-energia-as-empresas-da-indonesia/>

- Mendes, J. G., Crispim, J., Antunes, A. R., Azevedo, I., Carreiro, A., Ferreira, L., Villar, J., Mello, J., Lopes, J. P., Simões, J. B., Matos, L., Rocha, C. S., Trindade, P. C., Simões, S., Ferreira, F., & Pimenta, R. (2023). *Comunidades de Energia Renovável* (J. Crispim, Ed.). UMinho Editora. <https://doi.org/10.21814/uminho.ed.109>
- Ministério do Ambiente, O. do T. e E. (2014). *Decreto-Lei n.º 153/2014*. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/153-2014-58406974>
- Papadaskalopoulos, D., & Strbac, G. (2013). Decentralized Participation of Flexible Demand in Electricity Markets—Part I: Market Mechanism. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 3658–3666. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2245686>
- Patrício, J. T., Silva, F., Lopes, R. A., Amaro, N., & Martins, J. (2024). Combining Time-Series Forecasting and Genetic Algorithm Based Optimization to Explore Energy Flexibility at Building-Level. *2024 IEEE International Conference on Engineering, Technology, and Innovation (ICE/ITMC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICE/ITMC61926.2024.10794398>
- Piclo. (2025). *Decarbonising the world's grids*. <https://www.piclo.energy/about>
- Power Ledger. (2018). *Power Ledger P2P Platform Goes Across the Meter with BCPG at T77 Precinct, Bangkok*. <https://medium.com/power-ledger/power-ledger-p2p-platform-goes-across-the-meter-with-bcpg-at-t77-precinct-bangkok-62df5aba3d0a>
- Power Ledger. (2024). *CUB, Australia*. <https://powerledger.io/clients/cub-australia/>
- Powerpeers. (2024). *Over-ons*. <https://powerpeers.nl/over-ons/>
- Queiroz, H., Lopes, R. A., Martins, J., Silva, F. N., Fialho, L., & Bilo, N. (2023). Assessment of energy sharing coefficients under the new Portuguese renewable energy communities regulation. *Heliyon*, 9(10). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e20599>
- REScoop.eu. (n.d.). *Home [Website]*. <https://www.rescoop.eu/>
- Rescoop.eu. (n.d.). *Q&A: What are “citizen” and “renewable” energy communities?* Retrieved January 5, 2025, from <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/QA-What-are-citizens-energy-communities-renewable-energy-communities-in-the-CEP.pdf>
- Richardson, I., Thomson, M., Infield, D., & Clifford, C. (2010). Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model. *Energy and Buildings*, 42(10). <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.05.023>
- Roberts, J., Frieden, D., & D’Herbemont, S. (2019). Energy Community Definitions. In *Compile* (Issue May). <https://main.compile-project.eu/wp-content/uploads/Explanatory-note-on-energy-community-definitions.pdf>
- Rural Electrification Agency. (2017). *Rural Electrification Agency*. <https://rea.gov.ng/>

- Saif, A., Khadem, S. K., Conlon, M. F., & Norton, B. (2023). Impact of Distributed Energy Resources in Smart Homes and Community-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(1), 59–69. <https://doi.org/10.1109/TIA.2022.3202756>
- Serra, R. (2022). *Comunidade de energia renovável envolvendo edifícios escolares e de serviço público* [Universidade de Coimbra]. <https://hdl.handle.net/10316/102086>
- Som Energia. (2010). *La Cooperativa d'Energia Verda*. <https://www.somenergia.coop/>
- Sonnen. (2025). *Empowering your clean energy future, together*. <https://sonnen-group.com/press-release-sonnencommunity/>
- TeMix. (2025). *About TeMix*. <https://temix.com/about-temix/>
- Torkan, R., Ilinca, A., & Ghorbanzadeh, M. (2022). A genetic algorithm optimization approach for smart energy management of microgrid. *Renewable Energy*, 197. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.07.055>
- Tushar, W., Saha, T. K., Yuen, C., Smith, D., & Poor, H. V. (2020). Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks: An Overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(4), 3185–3200. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2969657>
- Tushar, W., Yuen, C., Saha, T. K., Morstyn, T., Chapman, A. C., Alam, M. J. E., Hanif, S., & Poor, H. V. (2021). Peer-to-peer energy systems for connected communities: A review of recent advances and emerging challenges. *Applied Energy*, 282. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116131>
- Wang, Y., Yu, Y., Cao, S., Zhang, X., & Gao, S. (2020). A review of applications of artificial intelligent algorithms in wind farms. *Artificial Intelligence Review*, 53(5). <https://doi.org/10.1007/s10462-019-09768-7>
- Yeloha. (2020). *Yeloha*. Yeloha - Crunchbase Company Profile & Funding <https://www.yeloha.com/>
- Zhou, Y., Wu, J., Long, C., & Ming, W. (2020). State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading. In *Engineering* (Vol. 6, Issue 7). <https://doi.org/10.1016/j.eng.2020.06.002>
- Zia, M. F., Benbouzid, M., Elbouchikhi, E., Muyeen, S. M., Techato, K., & Guerrero, J. M. (2020). Microgrid Transactive Energy: Review, Architectures, Distributed Ledger Technologies, and Market Analysis. *IEEE Access*, 8, 19410–19432. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2968402>

ANEXO I

Seguem os diagramas de consumo e produção das restantes casas.

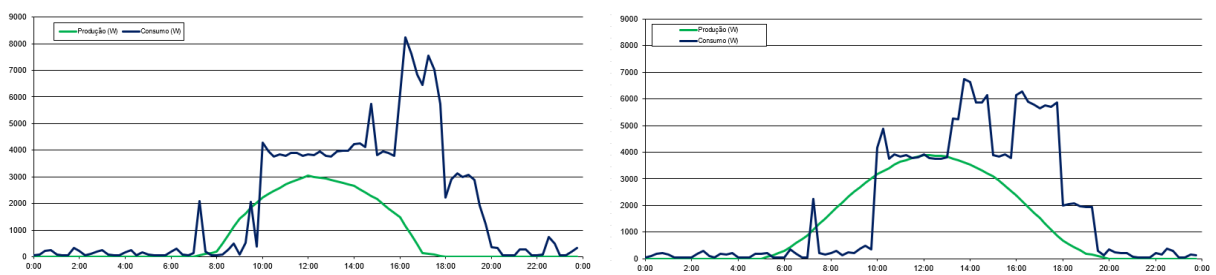


Figura I.1 - Diagramas de consumo e produção da Casa 1, à esquerda em janeiro e à direita em junho

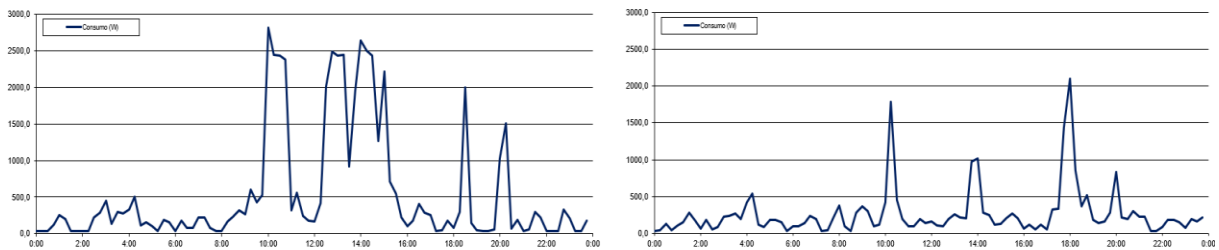


Figura I.2 - Diagramas de consumo da Casa 2, à esquerda em janeiro e à direita em junho

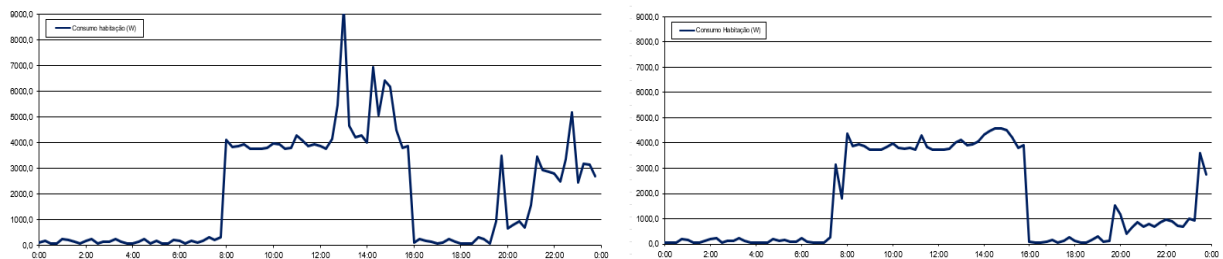


Figura I.3 - Diagramas de consumo da Casa 3, à esquerda em janeiro e à direita em junho

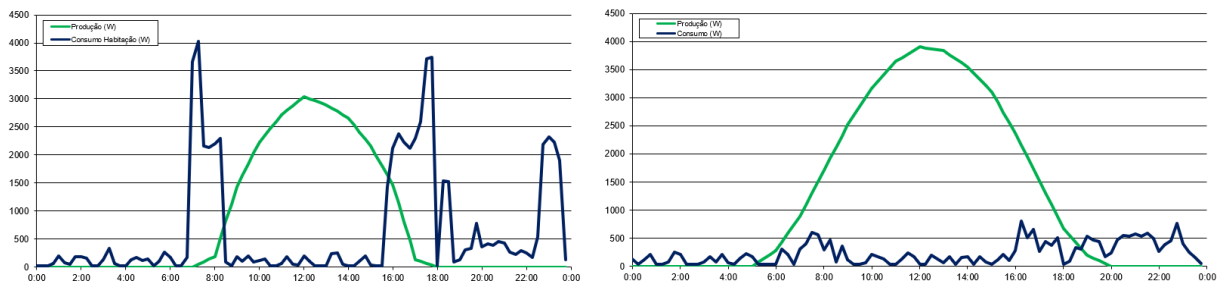


Figura I.4 - Diagramas de consumo e produção da Casa 4, à esquerda em janeiro e à direita em junho

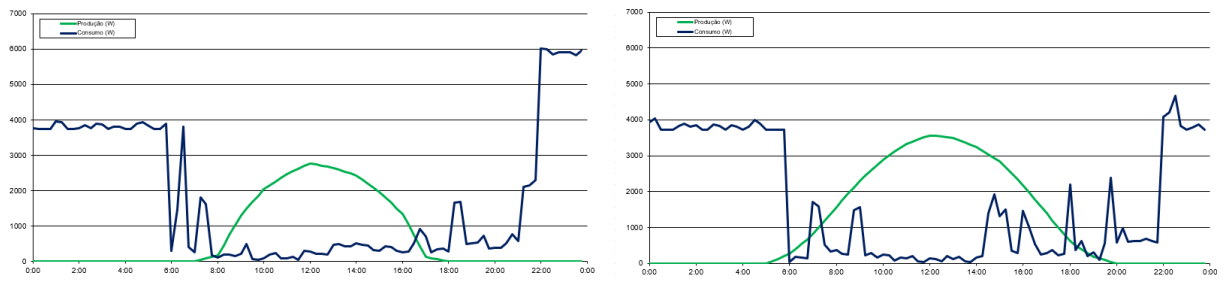


Figura I.5 - Diagramas de consumo e produção da Casa 5, à esquerda em janeiro e à direita em junho

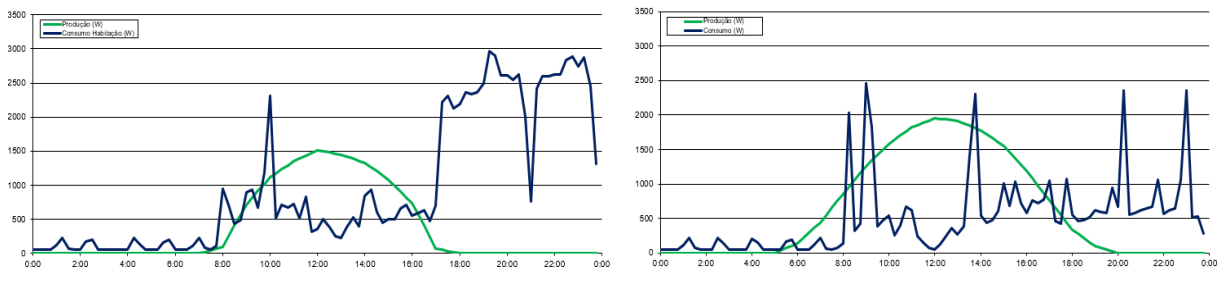


Figura I.6 - Diagramas de consumo e produção da Casa 6, à esquerda em janeiro e à direita em junho

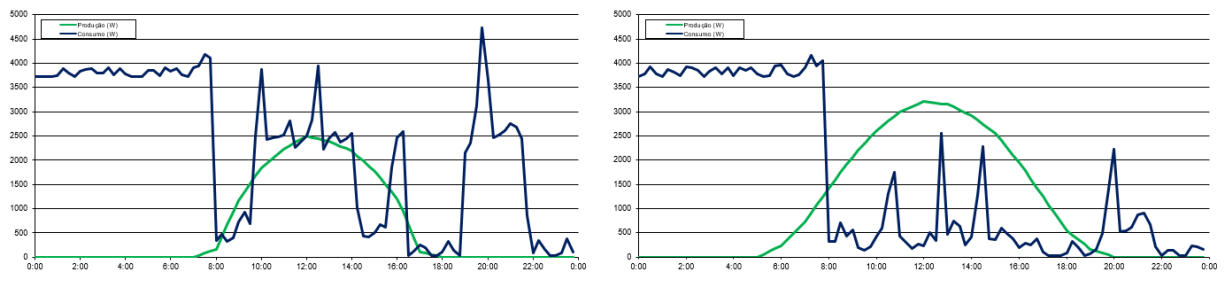


Figura I.7 - Diagramas de consumo e produção da Casa 7, à esquerda em janeiro e à direita em junho

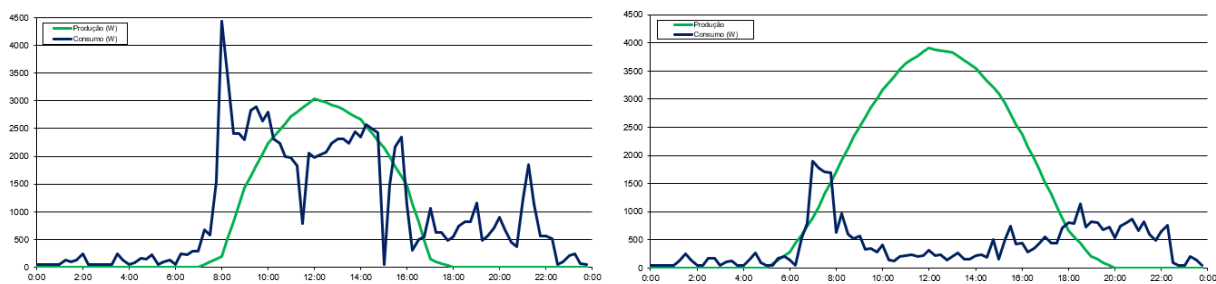


Figura I.8 - Diagramas de consumo e produção da Casa 8, à esquerda em janeiro e à direita em junho

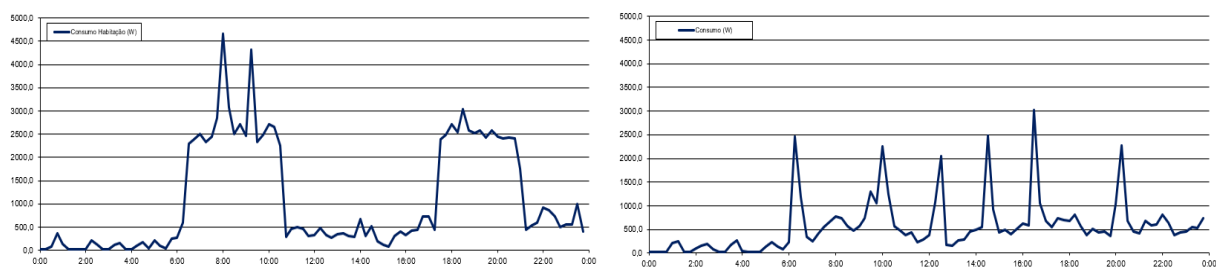


Figura I.9 - Diagramas de consumo da Casa 9, à esquerda em janeiro e à direita em junho

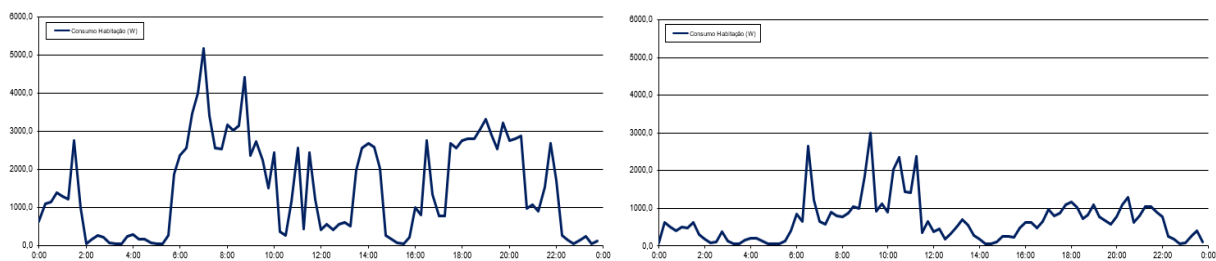


Figura I.10 - Diagramas de consumo da Casa 10, à esquerda em janeiro e à direita em junho

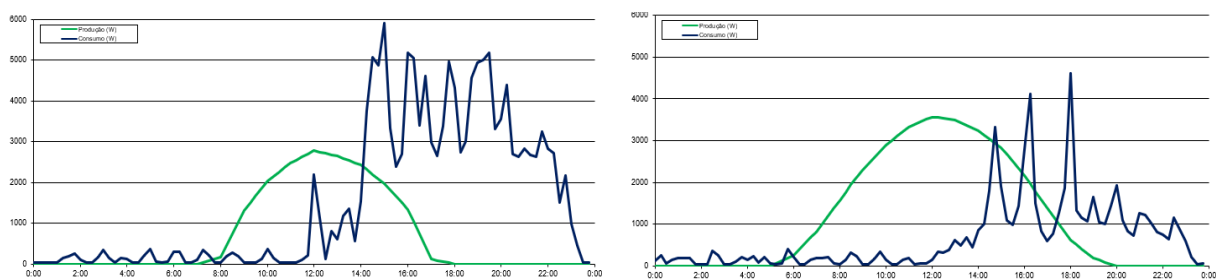


Figura I.11 - Diagramas de consumo e produção da Casa 11, à esquerda em janeiro e à direita em junho

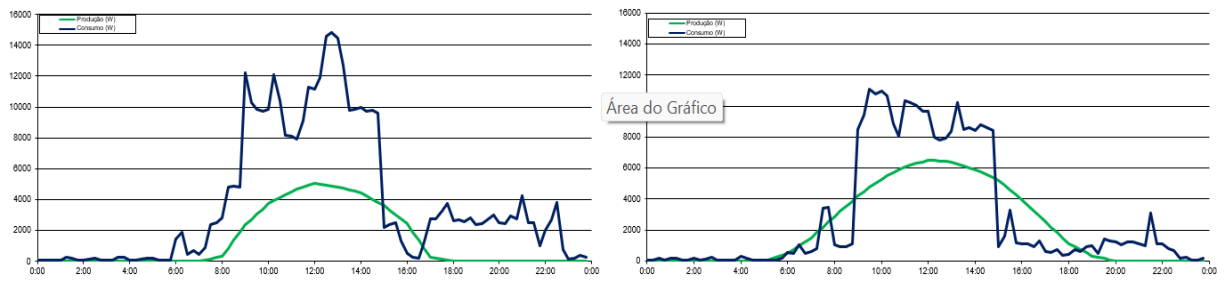


Figura I.12 - Diagramas de consumo e produção da Casa 12, à esquerda em janeiro e à direita em junho

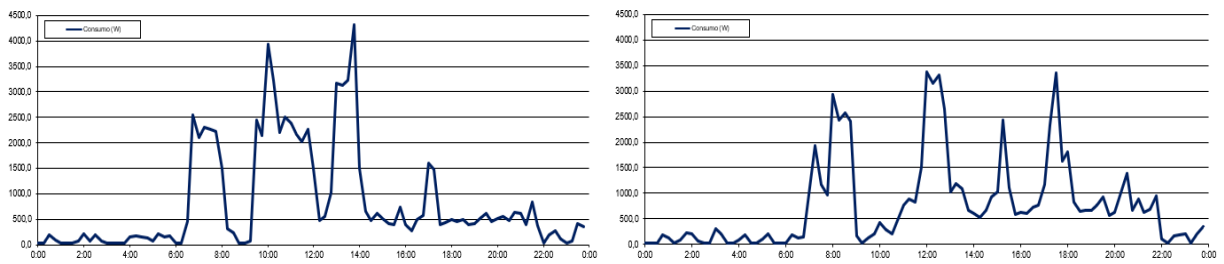


Figura I.13 - Diagramas de consumo da Casa 13, à esquerda em janeiro e à direita em junho

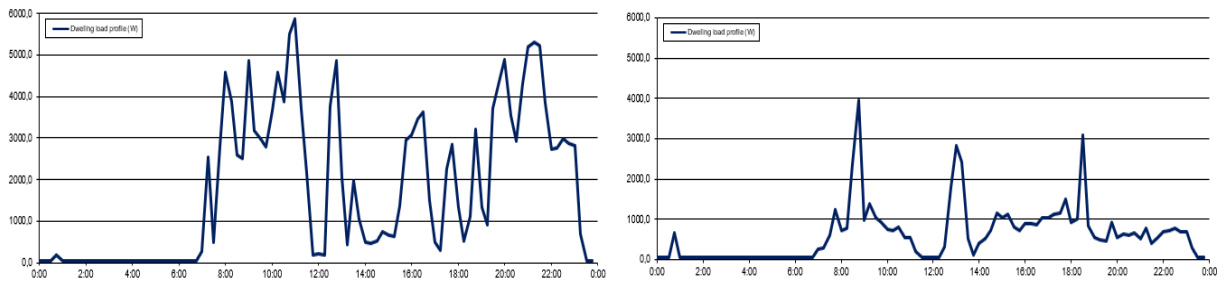


Figura I.14 - Diagramas de consumo da Casa 14, à esquerda em janeiro e à direita em junho

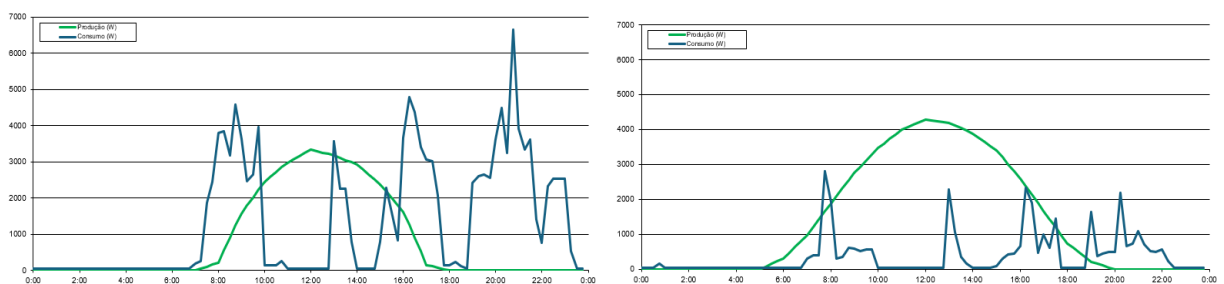


Figura I.15 - Diagramas de consumo e produção da Casa 15, à esquerda em janeiro e à direita em junho

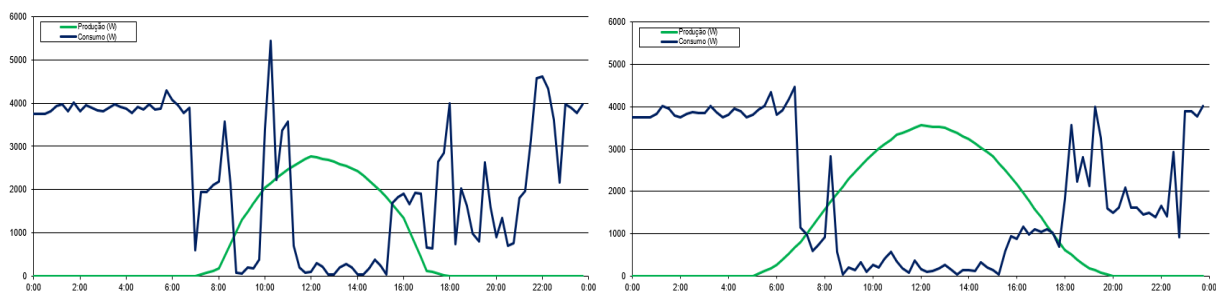


Figura I.16 - Diagramas de consumo e produção da Casa 16, à esquerda em janeiro e à direita em junho

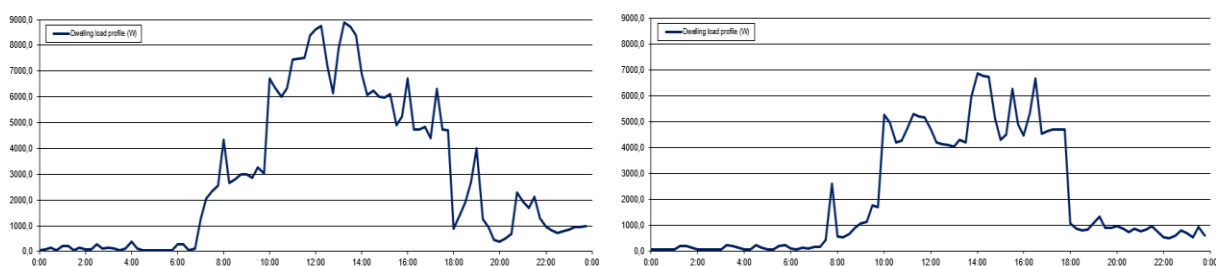


Figura I.17 - Diagramas de consumo da Casa 17, à esquerda em janeiro e à direita em junho

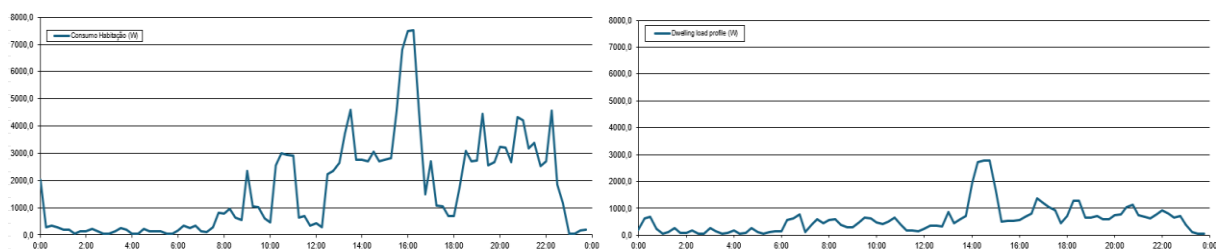


Figura I.18 - Diagramas de consumo da Casa 18, à esquerda em janeiro e à direita em junho

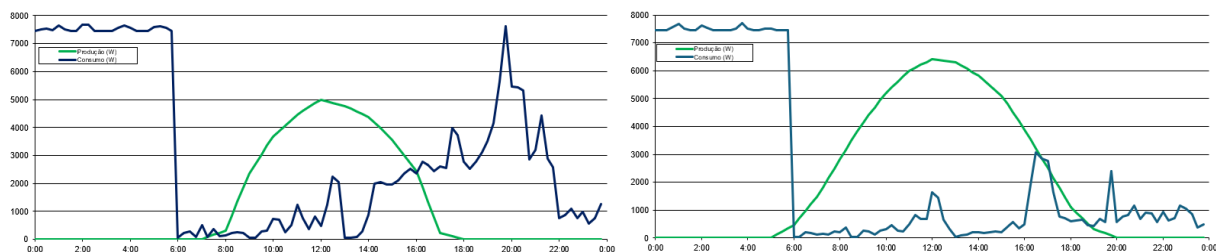


Figura I.19 - Diagramas de consumo da Casa 20, à esquerda em janeiro e à direita em junho

ANEXO II

Seguem as partes mais importantes do código de cada método de partilha de energia.

```
66     max_excedente = round(max(v["excedente"] for v in vendedores), 3)
67     for v in vendedores:
68         if max_excedente > 0:
69             v["preco"] = round(preco_max - (v["excedente"] / max_excedente) * (preco_max - preco_min), 3)
70         else:
71             v["preco"] = preco_max
72
73
74     # Ordenar vendedores por preco (menor primeiro)
75     mercado_energia[hora]["vendedores"].sort(key=lambda x: x["preco"])
76
77     for hora in range(num_horas):
78         vendedores = mercado_energia[hora]["vendedores"]
79         compradores = mercado_energia[hora]["compradores"]
80         transacoes = []
81
82         # Ordenar compradores por defice ---> mais defice primeiro
83         compradores.sort(key=lambda x: x["defice"], reverse=True)
84
85         for comprador in compradores:
86             energia_necessaria = comprador["defice"]
87             for vendedor in vendedores:
88                 if vendedor["excedente"] > 0 and energia_necessaria > 0:
89                     energia_transacionada = min(vendedor["excedente"], energia_necessaria)
90                     preco_rede = preco_rede_vazio if (22 <= hora % 24 or hora % 24 < 8) else preco_rede_foravazio
91                     lucro_vendedor = (vendedor["preco"] - preco_venda_rede) * energia_transacionada
92                     poupanca_comprador = (preco_rede - vendedor["preco"]) * energia_transacionada
93                     lucro_vendedor = (vendedor["preco"] - preco_venda_rede) * energia_transacionada
94                     poupanca_comprador = (preco_rede - vendedor["preco"]) * energia_transacionada
```

Figura II.1 - Código do Método 1 em que se define o preço das transações e ordem dos compradores

```
60     k=20
61     for hora in range(num_horas):
62         mercado_energia[hora]["excedente_total"] = round(mercado_energia[hora]["excedente_total"], 5)
63         excedente_total = mercado_energia[hora]["excedente_total"]
64         if 22 <= hora or hora < 8:
65             preco_max = preco_max_vazio # Período vazio
66             preco_rede = preco_rede_vazio
67         else:
68             preco_max = preco_max_foravazio # Período fora vazio
69             preco_rede = preco_rede_foravazio
70
71         if excedente_total > 0:
72             preco_medio = round(preco_max - (preco_max - preco_min) * (excedente_total / (excedente_total + k)), 5)
73         else:
74             preco_medio = 0
75         mercado_energia[hora]["preco_medio"] = preco_medio
76
77         defice_total = sum([c["defice"] for c in mercado_energia[hora]["compradores"]])
78
79         energia_transacionada = min(defice_total, excedente_total)
80         venda_total = energia_transacionada * preco_medio
81
82         for vendedor in mercado_energia[hora]["vendedores"]:
83             if excedente_total > 0:
84                 vendedor["proporcao"] = round(vendedor["excedente"] / excedente_total, 5)
85                 vendedor["receita_p2p"] = round(venda_total * vendedor["proporcao"], 5)
86             else:
87                 vendedor["proporcao"] = 0
88                 vendedor["receita_p2p"] = 0
```

Figura II.2 - Código do Método 2 em que se define o preço ponderado das transações a cada hora, bem como os lucros atribuídos a cada vendedor

```

def algoritmo_genetico():
    populacao = gerar_populacao()

    for geracao in range(num_geracoes):
        resultados = avaliar_populacao(populacao)
        melhores = selecionar_melhores(resultados)

        nova_populacao = []
        while len(nova_populacao) < populacao_size:
            pai1, pai2 = random.sample(melhores, 2)
            filho = cruzamento(pai1, pai2)
            filho = mutacao(filho)
            nova_populacao.append(filho)

        populacao = nova_populacao

        melhor_lucro = max(resultados, key=lambda x: x[1])[1]
        print(f"Geração {geracao+1}: Melhor Lucro = {melhor_lucro:.2f} €")

    # Melhor solução final
    melhor_solucao = max(avaliar_populacao(populacao), key=lambda x: x[1])[0]
    return melhor_solucao

# **Executar o Algoritmo Genético**
melhores_precos = algoritmo_genetico()

```

Figura II.3 - Código do Método 3 em que se define o algoritmo genético

```

56 for comprador in compradores:
57     comprador["energia_restante"] = comprador["defice"]
58     peso = comprador["defice"] / max_defice
59     aleatorio = random.uniform(0.5, 1.2)
60     peso_random = min(1, peso * aleatorio)
61     comprador["bid"] = round(preco_min + peso_random * (preco_max - preco_min), 3)
62
63 compradores_ordenados = sorted([c for c in compradores if c["energia_restante"] > 0], key=lambda x: x["bid"], reverse=True)
64
65 max_excedente = max([v["excedente"] for v in vendedores], default=1)
66
67 vendedores.sort(key=lambda v: (v["excedente"] / max_excedente) * random.uniform(0.5, 1.2), reverse=True)

```

Figura II.4 - Código do Método 4 em que se define a ordem do leilão tanto dos compradores como vendedores

```

79 if total_defice > total_excedente:
80     compradores.sort(key=lambda x: x["bid"], reverse=True)
81     energia_disponivel = total_excedente
82     transacoes_temp = []
83
84     for c in compradores:
85         if energia_disponivel <= 0:
86             break
87
88         energia_a_comprar = min(c["energia_restante"], energia_disponivel)
89         poupanca = (preco_rede - c["bid"]) * energia_a_comprar
90         transacoes_temp.append({
91             "comprador": c["casa"],
92             "quantidade": round(energia_a_comprar, 3),
93             "preco": c["bid"],
94             "poupanca_comprador": round(poupanca, 3)
95         })
96         poupancas_por_casa[c["casa"]] += poupanca
97         energia_disponivel -= energia_a_comprar
98
99 # Lucro total do leilão
100 lucro_total = sum([(t["preco"] - preco_venda_rede) * t["quantidade"] for t in transacoes_temp])
101
102 # Distribuir lucro proporcionalmente pelos vendedores
103 for v in vendedores:
104     proporcao = v["excedente"] / total_excedente
105     lucro_v = round(proporcao * lucro_total, 3)
106     lucros_por_casa[v["casa"]] += lucro_v

```

Figura II.5 - Código do Método 5 em que se define o leilão e a distribuição proporcional de lucros

```

166     for casa_bat in baterias:
167         excedente = casas[casa_bat]["Excedente"][hora]
168         defice = casas[casa_bat]["Defice"][hora]
169         bat = baterias[casa_bat]
170
171
172         # Descarregar se houver défice
173         if defice > 0:
174             descarregar = min(bat["armazenado"], defice)
175             casas[casa_bat]["Defice"][hora] -= descarregar
176             bat["armazenado"] -= descarregar
177             poupanca = descarregar * (preco_rede_foravazio if 8 <= hora < 22 else preco_rede_vazio)
178             poupanca_bateria_detalle.append({"Hora": hora, "Casa": casa_bat, "kWh": descarregar, "Poupanca": round(poupanca, 4)})
179
180     historico_baterias["Hora"].append(hora)
181     for casa_bat in baterias:
182         historico_baterias[casa_bat].append(baterias[casa_bat]["armazenado"])

```

Figura II.6 - Código onde se introduz o armazenamento individual na CE

```

if compradores and bateria["armazenado"] > 0 and defice_total_inicial > excedente_total_inicial:
    if defice_total > 0:
        energia_fornecida = min(defice_total, bateria["armazenado"])
        bateria["armazenado"] -= energia_fornecida
        preco_rede = preco_rede_vazio if (22 <= hora % 24 or hora % 24 < 8) else preco_rede_foravazio
        poupanca_total = preco_rede * energia_fornecida

    for c in compradores:
        quota = (c["defice"] / defice_total) * energia_fornecida
        poupanca_individual = (c["defice"] / defice_total) * poupanca_total
        poupanca_bateria_por_casa[c["casa"]] += poupanca_individual
        c["defice"] -= quota
        c["defice"] = round(max(c["defice"], 0), 3)

```

Figura II.7 - Código onde se introduz o armazenamento comunitário na CE



2025

TIAGO SOUSA

ANÁLISE DE MÉTODOS DE PARTILHA DE ENERGIA PEER-TO-PEER EM COMUNIDADES DE ENERGIA