



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Francisco José Rei Leal Santos

**GESTÃO DE RECURSOS DE FLEXIBILIDADE
EM COMUNIDADES DE ENERGIA**

Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e pela Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

Julho de 2024



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Gestão de Recursos de Flexibilidade em Comunidades de Energia

Francisco José Rei Leal Santos

Orientadores

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura
Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares

Júri

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge
Professora Doutora Lúcia Maria dos Reis Albuquerque Martins
Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Agradecimentos

Gostaria de expressar primeiramente a minha gratidão aos meus orientadores que tornaram possível a realização deste trabalho, Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares, pela constante simpatia, disponibilidade e orientação ao longo de todo este percurso.

Quero também agradecer especialmente à minha família por todo o apoio incondicional, compreensão nas fases menos boas, que esteve sempre ao meu lado e nunca deixou de acreditar em mim e nas minhas capacidades.

Deixo ainda um agradecimento ao meu amigo e colega Duarte Cruz, pelo auxílio em momentos mais complicados no decorrer da realização desta dissertação.

Por fim agradeço a todas as pessoas com quem me encontrei e privei ao longo destes anos, que de alguma forma me acompanharam e ajudaram a concluir com êxito esta etapa.

Foi um caminho longo, de superação, com as suas adversidades, mas que me proporcionou um grande crescimento pessoal.

Obrigado!

Abstract

The integration of renewable energy generation sources into buildings aims to reduce the consumption of energy generated by fossil fuels, thus reducing greenhouse gas emissions. This solution has been popular among consumers due to the economic potential associated with savings on energy bills. The adoption of photovoltaic solar panels is the most popular solution of renewable generation technologies in the context of buildings, given their facility to be installed on roofs or facades. However, the increase in solar energy generation presents challenges, namely associated with the mismatch between energy supply and demand. To this end, technological advances have been developed, such as the installation of batteries in buildings, making it possible to store the renewable generation surplus. In addition, the changes that have taken place over the years in legislation regarding the renewable generation and sharing of energy between buildings, have opened the way for approaches such as the implementation of energy communities. At the same time, the energy consumption of the transport sector is also relevant in the context of the transition to a decarbonized energy system, as it is responsible for a significant portion of fossil fuel consumption and emissions. Electric vehicles, especially when powered by renewable energy, are an effective alternative for reducing direct emissions in urban areas.

In this thesis, an algorithm was developed and implemented in Python to optimize energy storage and the use of electric vehicles in communities of buildings. The algorithm simulates various scenarios to study the technical and economic benefits of battery energy storage systems and Building to Vehicle and Vehicle to Building technologies, combined with photovoltaic energy generation, as solutions for energy flexibility in energy communities. Three different scenarios were evaluated: a first scenario where each of the four buildings present in the community had a 110 kWh battery and a fixed number of eight electric vehicles available, being managed at both individual and community level; a second scenario where there was only one centralized 440 kWh battery in the community being shared by the buildings, and the number of electric vehicles remained unchanged; and a third scenario where each building kept its individual 55 kWh battery, together with a centralized 220 kWh battery, maintaining the fixed number of eight electric vehicles.

The results indicated that optimizing flexibility resources could be a viable future strategy for minimizing mismatch between renewable energy generation and demand in buildings. The impact of these resources becomes more significant when implemented in energy communities, which results in reduced electricity costs, as well as contributing to lower peak demand and increase self-consumption.

Keywords: renewable energy, energy storage, energy communities, lithium-ion batteries, Vehicle to Building, Building to Vehicle.

Resumo

A integração de fontes de geração de energia renovável em edifícios visa reduzir o consumo de energia gerada através de combustíveis fósseis, diminuindo as emissões de gases com efeito de estufa. Esta solução tem sido procurada entre os consumidores devido ao potencial económico associado às poupanças nas faturas de energia. A adoção de painéis solares fotovoltaicos é a solução mais popular de tecnologias de geração renovável em edifícios, dada a sua facilidade de instalação em telhados ou fachadas. No entanto, o aumento da geração de energia solar apresenta desafios, nomeadamente no desajuste entre a oferta e a procura de energia. Para tal, têm sido concebidos avanços tecnológicos como a instalação de baterias nos edifícios, possibilitando o armazenamento do excesso de energia gerada. Adicionalmente, as mudanças que ocorreram ao longo dos anos na legislação referente à produção e partilha de energia entre edifícios, abriram caminho para abordagens como a implementação de comunidades de energia. Paralelamente, a questão dos transportes torna-se também relevante no contexto da transição para um sistema de energia descarbonizado, sendo estes responsáveis por uma parcela significativa do consumo de combustíveis fósseis e emissões. Os veículos elétricos, especialmente quando alimentados por energia renovável, surgem como alternativa eficaz para reduzir as emissões diretas nas áreas urbanas.

Nesta dissertação, foi desenvolvido e implementado um algoritmo em *Python* para otimizar o armazenamento de energia e a utilização de veículos elétricos em comunidades. O algoritmo simula diversos cenários para estudar os benefícios técnicos e económicos dos sistemas de armazenamento de energia em baterias e das tecnologias *Building to Vehicle* e *Vehicle to Building*, em conjunto com a geração de energia fotovoltaica, como soluções de flexibilidade em comunidades de energia. Foram avaliados três cenários distintos: um 1º Cenário onde cada um dos 4 edifícios presentes na comunidade tinha ao seu dispor uma bateria de 110 kWh e um número fixo de oito veículos elétricos, sendo feita a gestão a nível individual e a nível comunitário; um 2º Cenário onde passou apenas a existir uma bateria centralizada na comunidade de 440 kWh, sendo o seu uso partilhado pelos edifícios, e o número de veículos elétricos continuou inalterado; e um 3º Cenário onde cada edifício manteve a sua bateria individual com 55 kWh, conjuntamente com uma bateria centralizada com 220 kWh, mantendo-se o número fixo de oito veículos elétricos.

Os resultados indicaram que a otimização dos recursos de flexibilidade pode ser uma estratégia futuramente viável para minimizar os desequilíbrios entre a geração de energia renovável e a procura por parte dos edifícios. O impacto destes recursos torna-se mais significativo quando implementado em comunidades de energia, o que resulta na redução dos custos de eletricidade, além de contribuir para a diminuição dos picos de procura e aumento do auto-consumo.

Palavras-chave: energias renováveis, armazenamento de energia, comunidades de energia, baterias de íões de lítio, *Vehicle to Building*, *Building to Vehicle*

Conteúdo

Lista de Acrónimos	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura	2
2 Estado da Arte	3
2.1 Comunidades de Energia	3
2.2 Energia Solar Fotovoltaica	5
2.3 Auto-consumo de Energia	6
2.4 Armazenamento de Energia	8
2.5 <i>Community Energy Storage</i>	10
2.6 Sistemas B2V e V2B	12
3 Otimização dos Recursos de Flexibilidade em Comunidades	15
3.1 Objetivos e Restrições	15
3.2 Formulação do Problema	16
3.2.1 Sinais de Preços	17
3.2.2 Função Objetivo	18
3.2.3 Restrições	20
4 Casos de Estudo	23
4.1 Obtenção de Dados	23
4.2 Tarifas	25
4.3 Armazenamento de Energia	25
4.4 Veículos Elétricos	26
5 Avaliação do Impacto Técnico e Económico	27
5.1 Tarifas na Comunidade	27
5.2 1º Cenário - Baterias Individuais	29
5.3 2º Cenário - Bateria Comunitária	38
5.4 3º Cenário - Bateria Comunitária e Baterias Individuais	43

6	Conclusões e Trabalho Futuro	49
6.1	Conclusões	49
6.2	Trabalho Futuro	51
Apêndice A Resultados relativos ao 1º Cenário		57
Apêndice B Resultados relativos ao 2º Cenário		67
Apêndice C Resultados relativos ao 3º Cenário		77

Lista de Acrónimos

B2V *Building to Vehicle.*

BESS *Battery Energy Storage System.*

CCE Comunidade de Cidadãos para Energia.

CER Comunidade de Energia Renovável.

CES *Community Energy Storage.*

DEC Departamento de Engenharia Civil.

DEEC Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

DEM Departamento de Engenharia Mecânica.

DEQ Departamento de Engenharia Química.

DoD *Depth of Discharge.*

DSM *Demand Side Management.*

ER Energia Renovável.

FER Fontes de Energia Renovável.

FIT Tarifas *feed-in*.

JRC *Joint Research Centre.*

OMIE Operador do Mercado Ibérico de Energia.

PV *Photovoltaic.*

RESP Rede Elétrica de Serviço Público.

SMES Sistemas de Armazenamento de Energia em Super-Condensadores Magnéticos.

SoC *State of Charge.*

V2B *Vehicle to Building.*

VE Veículo Elétrico.

Lista de Figuras

2.1	Número aproximado de iniciativas de energia comunitária dos 24 casos de estudo, nos 9 países europeus [11]	4
2.2	Geração de energia renovável, por tecnologia, no cenário <i>Net Zero</i> 2010 - 2030 [15]	5
2.3	Geração mundial de energia solar PV, 1990 - 2020 [16]	6
2.4	Aumento do auto-consumo com a redução progressiva das tarifas FIT [17]	6
2.5	Preços médios das Baterias de Lítio [25]	9
2.6	Princípio de uso de baterias PV residenciais [28]	10
2.7	Deslocamento de carga realizado pela CES e o seu impacto na eletricidade importada por uma comunidade [35]	11
2.8	Configuração da <i>community energy storage</i> (CES) [36]	12
2.9	Cenários diversos de sistemas V2B e B2V [38]	13
2.10	Fluxo de energia elétrica no sistema [40]	14
2.11	Fluxos de energia na CES [41]	14
4.1	Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de uma semana de janeiro	23
4.2	Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de uma semana de março	24
4.3	Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de uma semana de julho	24
4.4	Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de um dia de março	24
4.5	Tarifas de importação e exportação de eletricidade para a rede	25
5.1	Tarifas de importação/exportação de energia para a rede e para a comunidade, na segunda-feira	28
5.2	Tarifas previstas e reais de importação/exportação de energia na comunidade, na segunda-feira	28
5.3	Tarifas de Carga e Descarga dos VEs	28
5.4	Procura líquida no edifício DEEC, janeiro	29
5.5	Procura líquida no edifício DEEC, março	29
5.6	Procura líquida no edifício DEEC, julho	30

5.7	a) Fluxo de potências entre o edifício DEEC e a comunidade; b) SoC da bateria do edifício DEEC; c) Potência de carga/descarga da bateria do edifício DEEC, março	30
5.8	Fluxo de energia para os VEs no edifício DEEC, março	33
5.9	Fluxo de energia para os VEs no edifício DEC, janeiro	33
5.10	Fluxo de energia para os VEs no edifício DEM, julho	34
5.11	Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade	34
5.12	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício DEEC com DoD max de 0.75, março	37
5.13	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício DEEC com DoD max de 0.9, março	37
5.14	Procura líquida no edifício DEEC, janeiro	38
5.15	Procura líquida no edifício DEEC, março	39
5.16	Procura líquida no edifício DEEC, julho	39
5.17	SoC e potência de carga/descarga da bateria, março	39
5.18	Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, março	40
5.19	SoC e potência de carga/descarga da bateria com DoD max de 0.9, março	42
5.20	Procura líquida no edifício DEEC, janeiro	43
5.21	Procura líquida no edifício DEEC, março	44
5.22	Procura líquida no edifício DEEC, julho	44
5.23	SoC e potência de carga/descarga da bateria no edifício DEEC, março	45
5.24	SoC e potência de carga/descarga da bateria, março	45
5.25	Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, março	46
A.1	Procura líquida para o edifício 2, janeiro	57
A.2	Procura líquida para o edifício 3, janeiro	57
A.3	Procura líquida para o edifício 4, janeiro	58
A.4	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, janeiro	58
A.5	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, janeiro	58
A.6	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, janeiro	58
A.7	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, janeiro	59
A.8	Fluxo de energia para os VEs no edifício 1, janeiro	59
A.9	Fluxo de energia para os VEs no edifício 2, janeiro	59
A.10	Fluxo de energia para os VEs no edifício 3, janeiro	60
A.11	Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade, janeiro	60
A.12	Procura líquida para o edifício 2, março	60
A.13	Procura líquida para o edifício 3, março	61
A.14	Procura líquida para o edifício 4, março	61
A.15	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, março	61
A.16	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, março	62
A.17	SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, março	62
A.18	Fluxo de energia para os VEs no edifício 2, março	62
A.19	Fluxo de energia para os VEs no edifício 3, março	63

A.20 Fluxo de energia para os VEs no edifício 4, março	63
A.21 Procura líquida para o edifício 2, julho	63
A.22 Procura líquida para o edifício 3, julho	64
A.23 Procura líquida para o edifício 4, julho	64
A.24 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, julho	64
A.25 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, julho	65
A.26 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, julho	65
A.27 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, julho	65
A.28 Fluxo de energia para os VEs no edifício 1, julho	65
A.29 Fluxo de energia para os VEs no edifício 3, julho	66
A.30 Fluxo de energia para os VEs no edifício 4, julho	66
A.31 Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade, julho	66
B.1 Procura líquida para o edifício 2, janeiro	67
B.2 Procura líquida para o edifício 3, janeiro	67
B.3 Procura líquida para o edifício 4, janeiro	68
B.4 SoC e potência de carga/descarga da bateria, janeiro	68
B.5 Fluxo de energia para os VEs no DEEC, janeiro	68
B.6 Fluxo de energia para os VEs no DEM, janeiro	69
B.7 Fluxo de energia para os VEs no DEQ, janeiro	69
B.8 Fluxo de energia para os VEs no DEC, janeiro	69
B.9 Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, janeiro	70
B.10 Procura líquida para o edifício 2, março	70
B.11 Procura líquida para o edifício 3, março	70
B.12 Procura líquida para o edifício 4, março	71
B.13 Fluxo de energia para os VEs no DEEC, março	71
B.14 Fluxo de energia para os VEs no DEM, março	71
B.15 Fluxo de energia para os VEs no DEQ, março	72
B.16 Fluxo de energia para os VEs no DEC, março	72
B.17 Procura líquida para o edifício 2, julho	72
B.18 Procura líquida para o edifício 3, julho	73
B.19 Procura líquida para o edifício 4, julho	73
B.20 SoC e potência de carga/descarga da bateria, julho	73
B.21 Fluxo de energia para os VEs no DEEC, julho	74
B.22 Fluxo de energia para os VEs no DEM, julho	74
B.23 Fluxo de energia para os VEs no DEQ, julho	74
B.24 Fluxo de energia para os VEs no DEC, julho	75
B.25 Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, julho	75
C.1 Procura líquida para o edifício 2, janeiro	77
C.2 Procura líquida para o edifício 3, janeiro	77
C.3 Procura líquida para o edifício 4, janeiro	78
C.4 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, janeiro	78
C.5 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, janeiro	78
C.6 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, janeiro	78
C.7 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, janeiro	79
C.8 SoC e potência de carga/descarga da bateria, janeiro	79
C.9 Fluxo de energia para os VEs no DEEC, janeiro	79
C.10 Fluxo de energia para os VEs no DEM, janeiro	80

C.11 Fluxo de energia para os VEs no DEQ, janeiro	80
C.12 Fluxo de energia para os VEs no DEC, janeiro	80
C.13 Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, janeiro	81
C.14 Procura líquida para o edifício 2, março	81
C.15 Procura líquida para o edifício 3, março	81
C.16 Procura líquida para o edifício 4, março	82
C.17 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, março	82
C.18 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, março	82
C.19 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, março	82
C.20 Fluxo de energia para os VEs no DEEC, março	83
C.21 Fluxo de energia para os VEs no DEM, março	83
C.22 Fluxo de energia para os VEs no DEQ, março	83
C.23 Fluxo de energia para os VEs no DEC, março	84
C.24 Procura líquida para o edifício 2, julho	84
C.25 Procura líquida para o edifício 3, julho	84
C.26 Procura líquida para o edifício 4, julho	85
C.27 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, julho	85
C.28 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, julho	85
C.29 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, julho	85
C.30 SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, julho	86
C.31 SoC e potência de carga/descarga da bateria, julho	86
C.32 Fluxo de energia para os VEs no DEEC, julho	86
C.33 Fluxo de energia para os VEs no DEM, julho	87
C.34 Fluxo de energia para os VEs no DEQ, julho	87
C.35 Fluxo de energia para os VEs no DEC, julho	87
C.36 Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, julho	88

Lista de Tabelas

2.1	CER vs CCE: Síntese de aspetos diferenciadores [9]	3
4.1	Requisitos de Estacionamento	26
5.1	Carga líquida nos 4 edifícios, março	31
5.2	Carga líquida nos 4 edifícios, janeiro	31
5.3	Carga líquida nos 4 edifícios, julho	32
5.4	Ponta nos 4 edifícios, março	32
5.5	Ponta nos 4 edifícios, janeiro	32
5.6	Ponta nos 4 edifícios, julho	33
5.7	Custos dos edifícios nos diferentes cenários, março (€)	34
5.8	Custos dos edifícios nos diferentes cenários, janeiro (€)	35
5.9	Custos dos edifícios nos diferentes cenários, julho (€)	35
5.10	Custos por edifício para o cenário individual e comunitário, março (€)	35
5.11	Custos por edifício para o cenário individual e comunitário, janeiro (€)	36
5.12	Custos por edifício para o cenário individual e comunitário, julho (€)	36
5.13	Custos dos edifícios nos diferentes cenários com DoD de 0.9, março (€)	37
5.14	Carga líquida nos 4 edifícios, na comunidade, para os diversos meses	40
5.15	Custos dos edifícios na comunidade, março (€)	41
5.16	Custos dos edifícios na comunidade, janeiro (€)	41
5.17	Custos dos edifícios na comunidade, julho (€)	41
5.18	Custo por edifício para o cenário comunitário, nos diversos meses (€)	42
5.19	Custos dos edifícios na comunidade com DoD max de 0.9, março (€)	43
5.20	Carga líquida nos 4 edifícios, na comunidade, para os diversos meses	45
5.21	Custos dos edifícios na comunidade, março (€)	46
5.22	Custos dos edifícios na comunidade, janeiro (€)	46
5.23	Custos dos edifícios na comunidade, julho (€)	47
5.24	Custo por edifício para o cenário comunitário, nos diversos meses (€)	47

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A transição para um sistema de energia sustentável, envolvendo uma integração significativa de fontes de energia renováveis (FER), é desafiadora para todo o sistema energético e exige formas inovadoras para o conceber, organizar e operar. De acordo com esta mudança de paradigma, a emergência das comunidades de energia traduz exigências tanto na flexibilidade¹ associada à utilização de fontes de energia renováveis, como nas necessidades coletivas de energia agregadas por motivações individuais e interesses diversos.

Devido a uma queda acentuada no preço dos painéis fotovoltaicos (PV) e a um aumento na sua eficiência, torna-se notório o seu acréscimo de popularidade a nível da sua instalação em edifícios. Os painéis fotovoltaicos representam então um dos principais elementos de geração renovável nas comunidades locais de energia [1]. O regime jurídico aplicável ao auto-consumo de energia renovável em Portugal² permite a utilização da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para veiculação de energia partilhada entre auto-consumidores e as suas unidades de produção para auto-consumo.

A geração fotovoltaica (PV) varia consoante as horas do dia, condições climáticas e estações do ano, levando a desequilíbrios na oferta e na procura de energia. Nos últimos anos tem-se assistido a um aumento da quantidade de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) implantados. As baterias de iões de lítio surgiram como a tecnologia usada com mais frequência devido ao seu baixo custo, alta eficiência e ciclo de vida elevado [2]. Adicionalmente, as baterias usadas nos veículos elétricos (VEs) podem ser utilizadas como alternativa para os sistemas de armazenamento [3]. Numa comunidade de energia, onde os edifícios estão em constantes trocas de energia, os VEs podem contribuir significativamente para fornecer a flexibilidade necessária. O período de carregamento pode ser programado através do *Building to Vehicle* (B2V) e a energia armazenada pode ser injetada no edifício através do *Vehicle to Building* (V2B), com base na disponibilidade de geração renovável ou na variabilidade de preços [4].

Para melhorar a fiabilidade e a capacidade da rede elétrica de suportar variações na procura de energia, as comunidades podem ser uma fonte de flexibilidade, recorrendo a sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) em conjunto com o carregamento de VEs [5]. Isso requer a garantia de benefícios técnicos e económicos para os intervenientes da comunidade, através de uma otimização agregada de recursos.

¹A flexibilidade energética refere-se à capacidade que um sistema tem de ajustar a quantidade de energia gerada ou consumida, em resposta a mudanças na procura e na oferta.

²Decreto-Lei n.º. 15/2022, de 14 de janeiro

1.2 Objetivos

O uso de energia renovável para auto-consumo tem crescido com o passar dos anos. Essa tendência tem sido acompanhada pelo aumento da implementação de soluções de eficiência energética e tecnologias renováveis, com o objetivo de diminuir as emissões de gases de efeito de estufa e reduzir o consumo de energia.

Recentemente, diversos regimes jurídicos passaram a permitir o estabelecimento de contratos bilaterais entre consumidores e a criação de comunidades de energia renovável, promovendo a partilha do excesso de geração de energia renovável em cada instalação. Em Portugal, esse cenário já é uma possibilidade, permitindo assim um maior aproveitamento desses excedentes.

A otimização agregada de recursos³ é fundamental para garantir uma maior eficiência na utilização de energia renovável em comunidades. Para isso, é necessária a utilização de recursos de flexibilidade disponíveis, de modo a garantir o ajuste necessário entre o consumo e a oferta de geração renovável, além de minimizar os custos e proporcionar benefícios técnicos e económicos para todos os edifícios envolvidos. Com essa abordagem, é possível reduzir a dependência de fontes não renováveis e maximizar o uso de energia renovável, contribuindo para um bem ambiental e para uma economia mais sustentável.

O foco desta dissertação passa pela otimização dos recursos de flexibilidade em comunidades de energia. Considera-se o caso de uma comunidade constituída por grandes edifícios com geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento em baterias de lítio, localmente instaladas em cada edifício e ao nível da comunidade, seguindo o conceito de *community storage*, assim como parques de estacionamento para veículos elétricos, usando as estratégias *Building to Vehicle* e *Vehicle to Building*. Desta forma, pretende-se desenvolver algoritmos que permitam assegurar benefícios técnicos e económicos estabelecidos pela gestão agregada da flexibilidade assegurada pelo armazenamento e pelos sistemas B2V / V2B em comunidades.

1.3 Estrutura

A presente dissertação está dividida em 6 capítulos. No capítulo 1 surge a introdução, onde é abordada a razão de motivação e os propósitos estabelecidos para a mesma.

O capítulo 2 é destinado ao estado da arte, onde é feita uma abordagem teórica dos diferentes temas associados à dissertação. Nestes constam as comunidades de energia, a geração de energia solar fotovoltaica e o auto-consumo desta, o armazenamento de energia e o conceito de *community energy storage*, e por fim os sistemas B2V e V2B.

No capítulo 3 é apresentada a formulação do problema, abordando os objetivos pretendidos e as respetivas restrições.

O capítulo 4 concentra-se nos cenários a serem desenvolvidos e analisados nesta dissertação. Adicionalmente, são apresentados os diversos casos de estudo que serão abordados em cada cenário.

O capítulo 5 dedica-se à apresentação e análise dos impactos técnicos e económicos dos diferentes cenários estudados, os quais são comparados entre si.

No capítulo 6 são discutidas as conclusões obtidas na presente dissertação e são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

³Estratégias e tecnologias que permitem solucionar a variabilidade associada à geração renovável.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Comunidades de Energia

O conceito de comunidades de energia tem recebido maior interesse nos últimos anos, fomentado por melhores tecnologias de informação e comunicação e um aumento na consciência ambiental [6]. No início de 2019, a Europa contava com mais de 3400 comunidades de energia renovável. Mais de um milhão de europeus uniram-se nessas comunidades investindo coletivamente na transição energética, abandonando de forma gradual os combustíveis fósseis e nucleares em favor de fontes de energia renovável e medidas de eficiência energética [7]. O Conselho Europeu estima que “até 2030, mais de 50 GW eólicos e mais de 50 GW solares poderão ser propriedade de comunidades energéticas, ou seja, respetivamente 17% e 21% da capacidade instalada” [8]. Estas comunidades são consideradas essenciais para promover a descentralização da produção de energia, e melhorar a gestão dos recursos energéticos a nível local. Em Portugal, foi publicado no Diário da República n.º 10/2022 o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que enquadra todos os direitos e deveres dos cidadãos e entidades que pretendam fazer parte de uma comunidade de energia renovável.

Tabela 2.1: CER vs CCE: Síntese de aspetos diferenciadores [9]

Comunidade de Energia Renovável (CER)	Comunidade de Cidadãos para Energia (CCE)
Adesão limitada & Governação específica	Governação específica, mas adesão não limitada
Proximidade à geração de ER	Sem limitação geográfica
Todas as fontes de ER	Apenas considera eletricidade
100% ER	Tecnologicamente neutra
Regulamentado (Artº 22º Dir RED II)	Regulamentado (Artº 16º Dir Mercado Interno Eletricidade)

No atual quadro Regulamentar Europeu, existem duas abordagens associadas às comunidades de energia, (Tab. 2.1), vistas como entidades juridicamente reconhecidas [9]:

1. A “Comunidade de Energia Renovável” (CER), no âmbito da Diretiva UE 2018/2001 (11 dez) para a promoção das energias por fontes renováveis
2. A “Comunidade de Cidadãos para a Energia” (CCE), no âmbito da Diretiva UE 2019/944 (5 jun) para o Mercado Interno de Eletricidade

As CER são entidades legais, formadas por pessoas e organizações locais que se encontram na proximidade do projeto de energia renovável desenvolvido pela comunidade, que participa na produção, armazenamento, comercialização ou distribuição de energia renovável. Os membros da comunidade têm participação aberta e voluntária nessas iniciativas, havendo ênfase nos benefícios coletivos em detrimento do lucro financeiro [10].

As CCE são organizações que não estão restringidas a nenhum critério de proximidade e estão associadas apenas a projetos relacionados com eletricidade, que envolvem a produção, distribuição, comercialização, consumo, agregação, armazenamento, serviços de eficiência energética e de carregamento de veículos elétricos [10].

O *Joint Research Centre* (JRC) publicou um relatório onde analisa casos de estudo de 24 esquemas de energia comunitária, em 9 países diferentes, que poderiam ser potencialmente considerados tipos de comunidades de energia. Os casos analisados mostram que os projetos de energia comunitária existem em diversas formas por toda a Europa, estando os mais comuns relacionados com a geração de energia. Há cada vez mais projetos a explorar oportunidades de melhorar a eficiência energética e a oferecer serviços de energia lucrativos para a comunidade. Na Fig. 2.1 é apresentado o número de iniciativas de energia comunitária, como cooperativas, *ecovilas*, organizações de aquecimento distribuído em pequena escala e outros projetos liderados por grupos de cidadãos, nos 9 países europeus analisados [11].

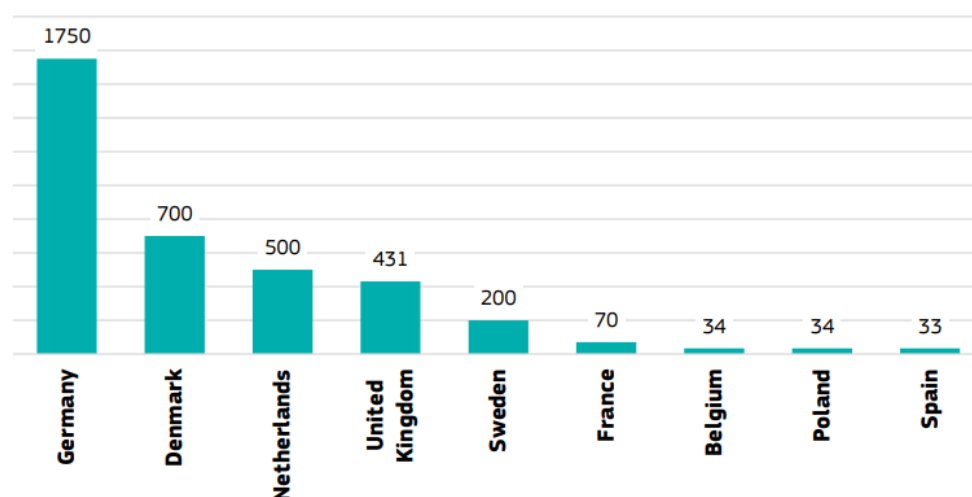


Figura 2.1: Número aproximado de iniciativas de energia comunitária dos 24 casos de estudo, nos 9 países europeus [11]

Em Portugal, a Cleanwatts é líder na criação e gestão de comunidades de energia renovável. A iniciativa partiu de 2021, com o lançamento do premiado projeto 100 Aldeias, para combater a pobreza energética, fornecendo energia limpa a preços acessíveis, a mais de 25000 famílias em zonas rurais do país. Os membros da comunidade, ao comprarem energia com origem local de *prosumers*, beneficiam de preços 30% mais baixos, e aumentam o retorno com a comercialização do excedente dentro da comunidade [12]. Um ano após ter sido lançada a primeira comunidade de energia em Miranda do Douro, fruto do projeto 100 Aldeias, a empresa conseguiu ultrapassar o objetivo de criar 100 comunidades de energia em aldeias portuguesas [13]. Atualmente, a Cleanwatts possui mais de 180 comunidades de energia (em diferentes estados de desenvolvimento) em toda a Europa, num total de mais de 390 MWp de capacidade solar fotovoltaica [12].

A primeira cooperativa portuguesa de energias renováveis foi a Coopérnico, que hoje conta com cerca de 2400 membros. A sua missão foi a de criar um novo paradigma energético, renovável e descentralizado, em benefício da sociedade e do meio ambiente, envolvendo os cidadãos, empresas, entidades da economia social e setor público. Na prática, trata-se de uma comunidade de cidadãos que pretendem mudar o modelo energético social e empresarial atual, através do investimento de parte das suas economias em pequenos projetos de energias renováveis, podendo-se tornar donos de uma parte desses projetos. De momento, a Coopérnico tem 33 centrais fotovoltaicas, somando 2.5 MWp espalhados por todo o país. Essas centrais foram instaladas em vários tipos de edifícios públicos, para auto-consumo. O financiamento dessa produção de energia renovável parte dos cidadãos, membros da Coopérnico, que somam até aos dias de hoje um investimento de cerca de dois milhões de euros. A organização não conta com o suporte de bancos ou fundos de investimento internacionais [10].

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

À medida que se avança em direção a um sistema elétrico cada vez mais sustentado por energias renováveis, as comunidades de energia tornam-se capazes de gerar energia renovável, principalmente por meio do uso de painéis solares fotovoltaicos (PV), que convertem a radiação solar em eletricidade. Os painéis fotovoltaicos podem ser facilmente instalados em telhados ou outras estruturas e são um recurso amplamente disponível e económico para gerar energia renovável. Ao longo do tempo, têm sido feitos acordos relacionados com a energia renovável e a descarbonização. Em 2018, a meta climática original para 2030 foi revista de forma a aumentar a percentagem da participação de energias renováveis na Europa de 27% para 32%. O objetivo passa por aumentar ainda mais a participação da geração de eletricidade renovável, a curto prazo, até 2030. Os sistemas fotovoltaicos são uma das soluções mais promissoras [14]. Na Fig. 2.2 é possível observar a meta de geração de energia renovável, por tecnologia, para 2030.



Figura 2.2: Geração de energia renovável, por tecnologia, no cenário *Net Zero* 2010 - 2030 [15]

A distribuição das emissões de carbono dos diferentes setores de eletricidade revela que os edifícios são o segundo maior emissor, com uma taxa de 27%. Apesar da crescente procura por eletricidade, as emissões de carbono têm aumentado mais lentamente, hoje em dia, devido à implementação das energias renováveis [14]. Exemplo disso é o aumento considerável da participação da energia solar fotovoltaica no consumo de energia ao longo dos anos, como se pode verificar na Fig. 2.3.

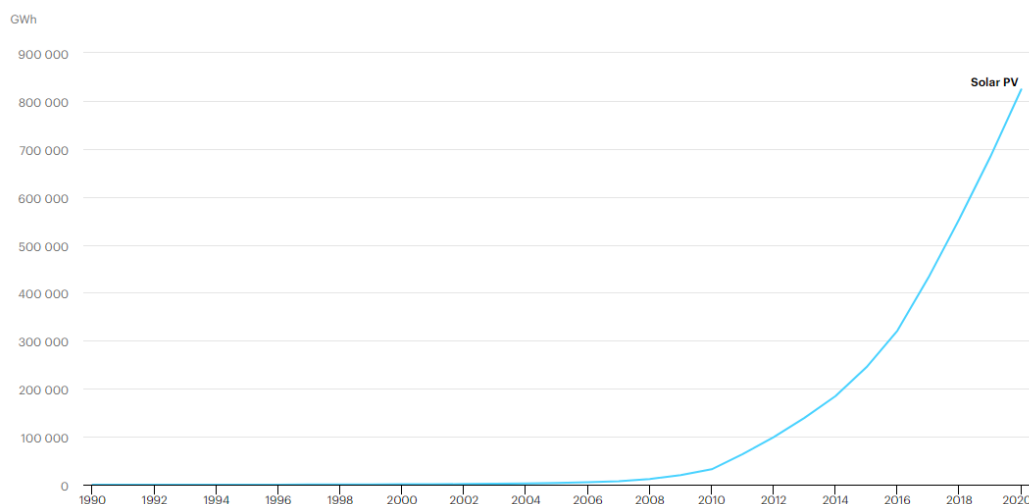


Figura 2.3: Geração mundial de energia solar PV, 1990 - 2020 [16]

2.3 Auto-consumo de Energia

O auto-consumo pode ser definido como a parcela da produção total de PV consumida pelo proprietário do sistema de produção.

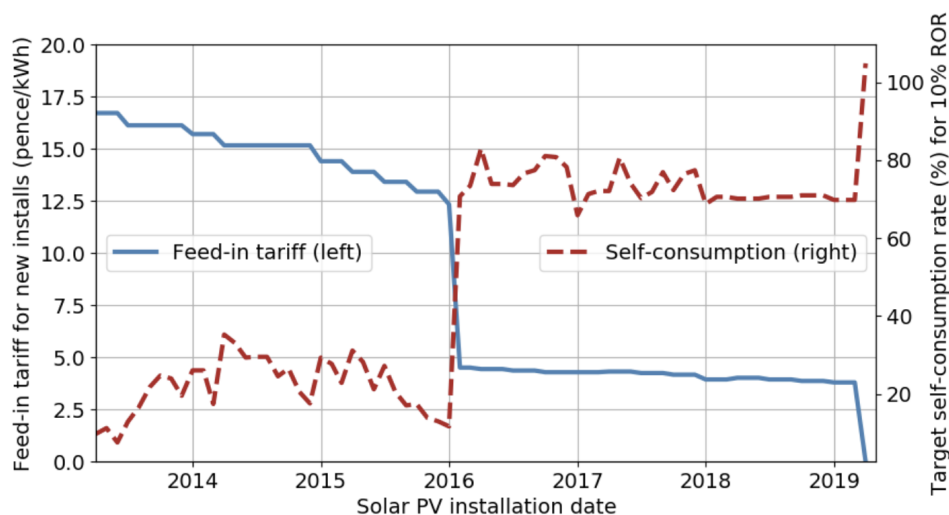


Figura 2.4: Aumento do auto-consumo com a redução progressiva das tarifas FIT [17]

Inicialmente, para promover a geração solar fotovoltaica, foram introduzidas políticas de apoio em vários países de forma a compensar a diferença entre os custos de produção PV

e a receita da utilização ou venda da energia fotovoltaica gerada, nomeadas tarifas *feed-in* (FIT). Através destas tarifas, os portadores de painéis PV recebiam prémios significativos pela eletricidade, sendo incentivados a exportar para a rede o máximo possível [17]. No entanto, com a mudança nas políticas energéticas, as tarifas FIT foram reduzidas ou eliminadas, levando a uma maximização do auto-consumo (Fig. 2.4) que se torna no único incentivo financeiro para a adoção de painéis PV [17].

Existem várias tecnologias disponíveis para aumentar o auto-consumo de energia solar, sendo as duas principais o armazenamento em baterias e o deslocamento ativo da carga, uma parte importante do conceito de *Demand Side Management* (DSM). Dependendo do valor obtido com a venda do excedente de energia gerada pelo sistema PV e do custo de compra de eletricidade da rede, a utilização destas opções, ou uma combinação delas, pode ser vantajoso para proprietários de sistemas PV em pequena escala [18].

Através do uso de recursos endógenos locais, os consumidores terão um papel fundamental na transição e desenvolvimento dos sistemas de energia, visando aumentar a eficiência energética e a segurança do fornecimento. Desta forma, o uso de recursos renováveis para auto-consumo está-se a infundir por toda a Europa, impulsionado por diversas políticas nacionais, em geração de pequena ou média escala. Consequentemente, o consumidor deixou de ser um agente passivo e passou a ser considerado um *prosumer*, ou seja, um produtor e consumidor ativo de energia renovável [19].

Em Portugal, a figura de *prosumer* surgiu com o Decreto-Lei n.º 68/2002, que sustenta um modelo de geração de energia local e descentralizado. Posto isto, foram implementados vários regimes regulamentados ao longo dos anos, principalmente baseados na implementação de energia solar [19]. No Decreto-Lei 363/2007, os *prosumers* eram obrigados a injetar toda a sua produção na rede e a energia vendida era remunerada através de um regime de tarifas FIT [20].

Nos últimos anos, a conjuntura económica adversa de Portugal, aliada à redução sustentável dos custos dos sistemas PV, contribuíram para o declínio do regime FIT [20]. Em 2014, com o Decreto-Lei n.º 153/2014, foi posto um fim às tarifas *feed-in* e designou-se uma lógica de auto-consumo, mais focada em evitar compras de energia à rede ao invés de incentivar vendas à mesma. A variação essencial tem sido a mudança de paradigma para uma maximização mais racional da energia produzida localmente [19]. Do ponto de vista do *prosumer*, o auto-consumo e o armazenamento de energia podem ser muito atrativos. As baterias são usadas para armazenar o excedente de energia produzida durante o dia, para ser usada posteriormente quando não houver geração solar [20].

Na legislação de auto-consumo, com o corte do regime FIT, entrou em vigor um novo tarifário de injeção na rede, baseado nos preços do mercado grossista de eletricidade ibérico [20]. O preço de venda é fixado em 90% da média mensal do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). Este valor é justificado para compensar os custos de negociação de energia e a compra garantida [19]. Com o aumento dos preços do mercado de energia, segundo os dados da OMIE, o sistema elétrico português está a rondar os 90 €/MWh [21].

Em [22] é avaliado o impacto de diferentes configurações, tecnologias (instalação de painéis PV, sistemas de armazenamento de energia em baterias e veículos elétricos) e tipos de consumidores com perfis heterogêneos de procura de eletricidade numa comunidade de energia renovável em Lisboa. Os resultados demonstram que as taxas individuais de auto-consumo registam os valores mais elevados para os *prosumers* residenciais (35% para os *prosumers* de energia PV, 28% para PV + VEs e 54% com PV + baterias).

2.4 Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia tem uma importância acrescida com a geração local de energia solar fotovoltaica, uma vez que a energia solar é uma fonte de energia intermitente. A produção de energia solar varia consoante fatores como as horas do dia, as estações do ano e as condições meteorológicas. Os sistemas de armazenamento de energia, como baterias, permitem armazenar o excesso de energia solar PV gerada durante períodos de geração elevada, para que esta possa ser aproveitada para uso posterior em momentos de baixa geração de energia solar.

Ao acoplar a geração local de energia solar PV com o armazenamento de energia, os edifícios e as comunidades tornam-se mais auto-suficientes, reduzindo a sua dependência da rede elétrica. Uma vez que podem libertar energia quando necessário, os sistemas de armazenamento fornecem uma fonte de energia mais estável e confiável, permitindo um acesso à eletricidade mesmo quando a geração de energia solar é baixa ou inexistente. Além disso, o armazenamento de energia ajuda também a resolver o problema dos picos na procura de energia, armazenando o excesso de energia solar durante períodos de baixa procura e libertando a energia durante períodos de procura mais elevada, evitando problemas de sobrecarga da rede elétrica e custos de eletricidade mais elevados durante esses períodos de pico.

Pode definir-se armazenamento de energia como qualquer instalação ou método, normalmente controlado de forma independente, que permita armazenar a energia gerada no sistema, mantendo-a armazenada até que seja necessária para utilização. De acordo com esta definição, o armazenamento de energia pode ser utilizado em três regimes diferentes: carregar, armazenar e descarregar. Para cada regime é necessário manter um equilíbrio adequado entre a potência e a energia do sistema, para que o armazenamento de energia tenha a potência e capacidade de energia adequadas [23].

Existem diversas tecnologias de armazenamento de energia que coexistem devido às suas características atrativas para diferentes aplicações. Geralmente, os sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados em elétricos ou térmicos. O armazenamento de energia elétrico compreende uma vasta gama de tecnologias que fornecem armazenamento de energia elétrica, direta ou indiretamente, através de uma entrada e saída elétrica. As principais tecnologias são [23]:

- Sistemas eletroquímicos (incluindo baterias e células de fluxo);
- Sistemas de armazenamento de energia cinética, mais comumente referidos como *flywheels*;
- Armazenamento de energia potencial via hidroelétricas reversíveis ou armazenamento de ar comprimido.
- Sistemas de armazenamento de energia baseados em hidrogénio, considerados uma das tecnologias promissoras nas aplicações de deslocamento de carga
- Armazenamento de energia em condensadores e super-condensadores, que possuem um ciclo de vida longo e uma capacidade de recarga imediata
- Sistemas de armazenamento de energia em super-condensadores magnéticos (SMES), que armazenam energia elétrica através de um campo magnético

Quanto aos sistemas térmicos de armazenamento de energia, estes utilizam reações termo-químicas, capacidade de calor sensível ou latente dos materiais de forma a fornecer uma fonte de aquecimento ou refrigeração, que pode ser reabastecida conforme a necessidade [23].

Os sistemas analisados neste trabalho são as baterias de íões de lítio. As baterias de íões de lítio emergiram como uma tecnologia de ponta para armazenamento de energia em comunidades, devido à sua alta densidade de energia, ciclo de vida longo, baixa taxa de auto-descarga e elevado rendimento. Estas baterias podem ser empregues numa variedade de configurações, incluindo sistemas ligados à rede centralizada e instalações *behind-the-meter* em residências ou empresas individuais. Em geral, as perspectivas futuras parecem promissoras para as baterias de íões de lítio em aplicações em grande escala na rede elétrica, uma vez que o preço final está a diminuir e a sua funcionalidade está em constante melhoria através da otimização dos custos de fabricação, da extensão da vida útil, do uso de novos materiais e da melhoria dos parâmetros de segurança [24].

De facto, de 2010 a 2021, os custos médios caíram 89%, nos mercados de veículos elétricos e armazenamento de baterias estacionárias em todo o mundo. Porém, no ano de 2022 os preços dos *packs* de baterias de íões de lítio (Fig. 2.5) aumentaram 7%, marcando a sua primeira subida desde que a *BloombergNEF*¹ começou as suas pesquisas em 2010. Esta subida de preços confirma as consequências com as quais a indústria se deparou nos meses do ano passado, após anos de constantes declínios de quase 10% a cada 12 meses. Tais consequências surgiram de desafios relacionados com as restrições na cadeia global de materiais de abastecimento de baterias, o que causou um aumento nos custos de produção, assim como problemas logísticos causados pela COVID-19 e a alta inflação. Ainda assim, prevê-se que os preços voltem a cair a partir de 2024, alcançando uma marca abaixo dos cem dólares até 2026 [25].

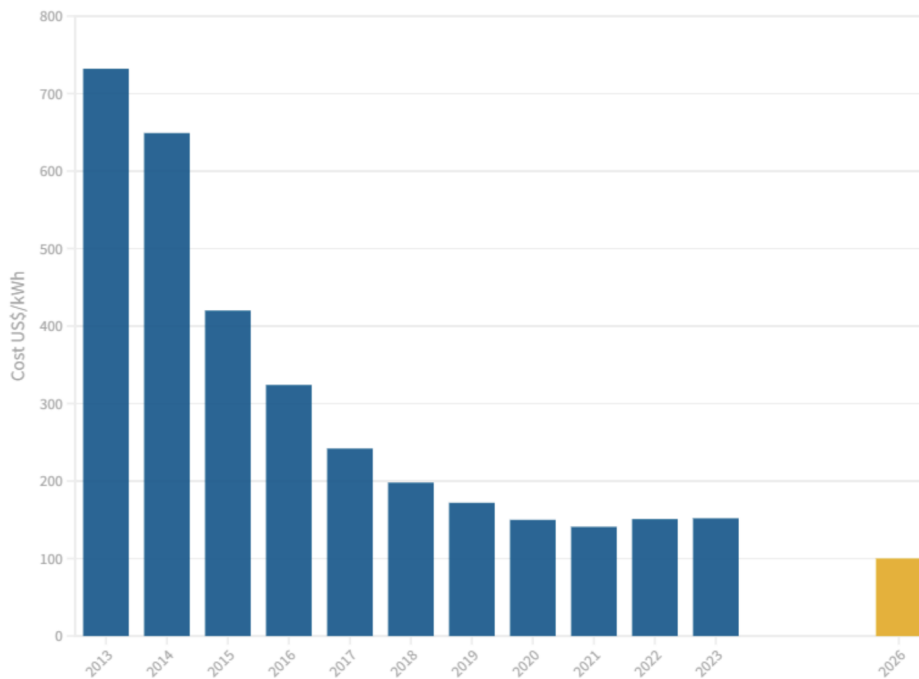


Figura 2.5: Preços médios das Baterias de Lítio [25]

¹Empresa fornecedora de pesquisas estratégicas

No entanto, a vida útil das baterias de íões de lítio é altamente dependente da temperatura, com o envelhecimento a ter um impacto muito maior a altas temperaturas, sendo também severamente encurtada devido a descargas profundas [23]. A degradação destas baterias pode ser medida por meio do aumento da resistência interna, assim como a diminuição da capacidade da mesma, influenciada por fatores como *depth of discharge* (DoD), a taxa de corrente, a temperatura e o *state of charge* (SoC). A degradação da capacidade pode ocorrer ao longo do tempo enquanto a bateria é mantida num SoC definido, bem como durante a carga e descarga, que também depende do SoC, DoD e temperatura de operação [26].

Os limites de SoC das baterias de íões de lítio podem variar de 100% a 20% e, portanto, têm uma capacidade utilizável de 80%. Devido às vantagens mencionadas, estas baterias requerem menor capacidade e tamanho para fornecer uma determinada quantidade de carga, quando comparadas a outros tipos de baterias. Além disso, possuem um número maior de ciclos na sua vida útil, ainda que a um custo mais elevado [27]. As baterias podem ser carregadas não só pela energia solar PV, como também através da energia importada da rede. Isto permite armazenar energia durante períodos com tarifas mais reduzidas, para que depois seja possível fazer uso da energia armazenada durante as horas em que o custo da energia é mais elevado. Na Fig. 2.6 pode-se observar este método.

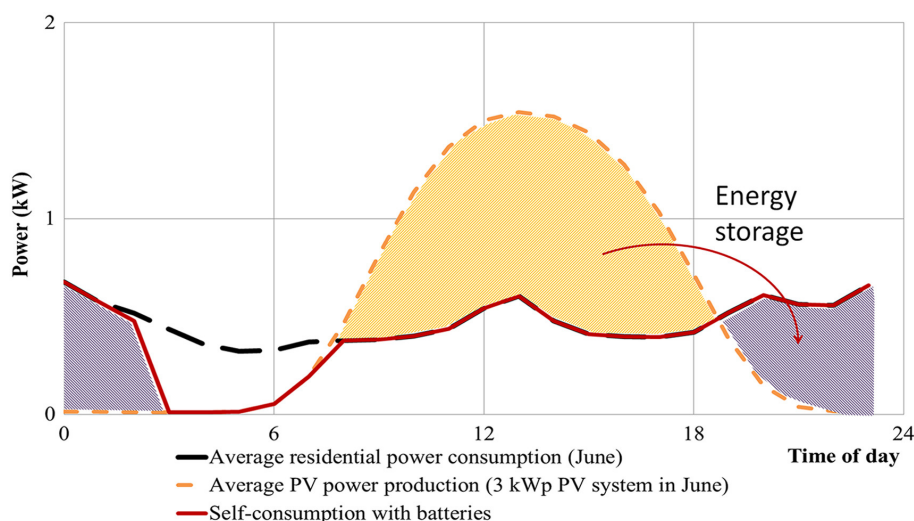


Figura 2.6: Princípio de uso de baterias PV residenciais [28]

Atualmente existem várias empresas com diferentes soluções residenciais de armazenamento de energia, como a *EDP* [29], a *Sunenergy* [30], a *Suministros Orduña* [31], a *Iberdrola* [32], entre outras. Os projetos referidos propõem-se a aproveitar ao máximo a energia proveniente da geração solar e reduzir significativamente o consumo de energia da rede.

2.5 *Community Energy Storage*

O decréscimo do custo de armazenamento de energia e a necessidade de flexibilidade abrem novas possibilidades para a implementação do armazenamento local de energia. Espera-se que o armazenamento comunitário de energia, *community energy storage* (CES), contribua positivamente para a transição energética, acomodando as necessidades e

expectativas das comunidades locais. Assim, um dos principais desafios do sistema energético futuro passa pelo envolvimento das comunidades locais no armazenamento de energia. Desta forma, os sistemas comunitários de energia apresentam uma das possíveis soluções, estando a receber maior atenção como potenciais fontes de inovação para a transição energética sustentável [33].

Existem múltiplas definições de *community energy storage*, podendo esta variar consoante os estudos. Em [33], o CES é definido como um sistema de armazenamento de energia administrado pela comunidade, com o objetivo de criar benefícios socioeconómicos coletivos, como maior penetração e auto-consumo de energias renováveis, redução da dependência de combustíveis fósseis, diminuição das contas de energia, geração de receita por meio de diversos serviços energéticos, bem como maior coesão social e economia local.

A utilização de CES apresenta diversas vantagens, sobretudo devido à sua flexibilidade e capacidade de resposta rápida, o que contribui para uma maior estabilidade e qualidade de energia em toda a rede elétrica. Para uniformizar os perfis de procura e melhorar os fatores de carga, as CES armazenam energia durante os períodos de menor utilização e libertam-na durante os períodos de maior consumo [34].

Diferente dos sistemas domésticos de armazenamento de energia, um sistema CES é ligado a vários clientes, o que pode trazer diversos benefícios em termos de equilíbrio de capacidade e economia de escala. Os sistemas CES diferem dos sistemas de armazenamento de energia distribuídos, normalmente localizados em subestações de distribuição, uma vez que estes são colocados próximos dos utilizadores finais, aumentando a fiabilidade, segurança de fornecimento e flexibilidade. Em [35], é feito um estudo referente à capacidade que um sistema CES tem de deslocar a eletricidade importada por uma comunidade, conforme ilustrado na Fig. 2.7. Essa prática não afeta os hábitos dos clientes, o que se torna vantajoso em comparação com as ferramentas de *demand side management* (DSM). O deslocamento da carga mediante a procura está relacionado com as tarifas, que variam de preço consoante a hora do dia. Existem diferentes tipos de tarifas, sendo as opções mais comuns as tarifas de tempo de uso ou as tarifas de preços em tempo real.

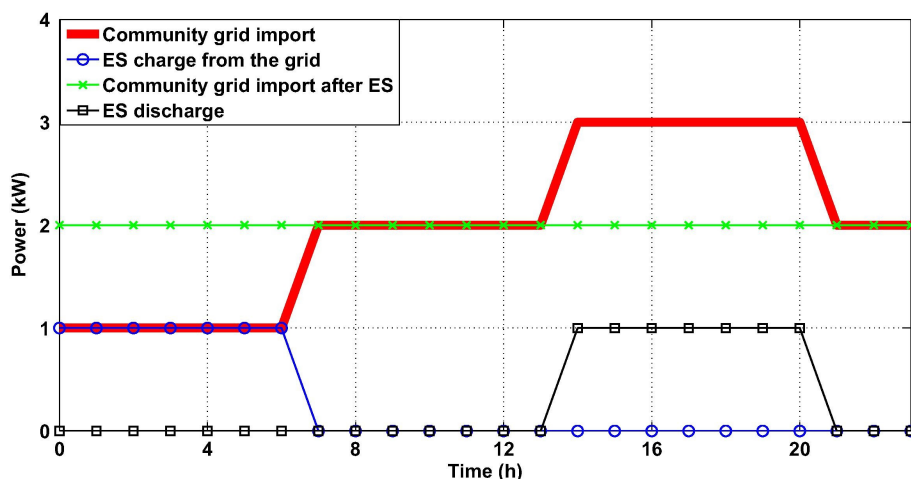


Figura 2.7: Deslocamento de carga realizado pela CES e o seu impacto na eletricidade importada por uma comunidade [35]

Em [36] é considerada uma comunidade ligada à rede, composta por vários edifícios com geração local de energia renovável. Os edifícios podem carregar a CES através da

energia gerada, ou com a eletricidade comprada à rede. Podem também descarregar a energia para satisfazer a sua procura quando necessário, tendo ainda a possibilidade de venderem a energia à rede. Uma vez que o armazenamento de energia é partilhado por vários edifícios, há a necessidade de coordenar os comportamentos de carga e descarga. Para monitorizar o fluxo de energia é utilizado um contador com *net metering* em cada edifício. Em particular, diferentes edifícios podem carregar e descarregar simultaneamente, já que o coordenador central preocupa-se apenas com o fluxo líquido de energia. Assim, quando um edifício descarrega a mesma quantidade que um outro edifício carrega, o coordenador central interpreta um fluxo líquido de energia de zero. O que significa que a comunidade, como um todo, não precisa de importar ou exportar energia de/para a rede porque a produção e o consumo internos estão equilibrados. No entanto, não é permitido que um edifício carregue e descarregue simultaneamente, devido às limitações físicas. Na Fig. 2.8 está representada a configuração da CES.

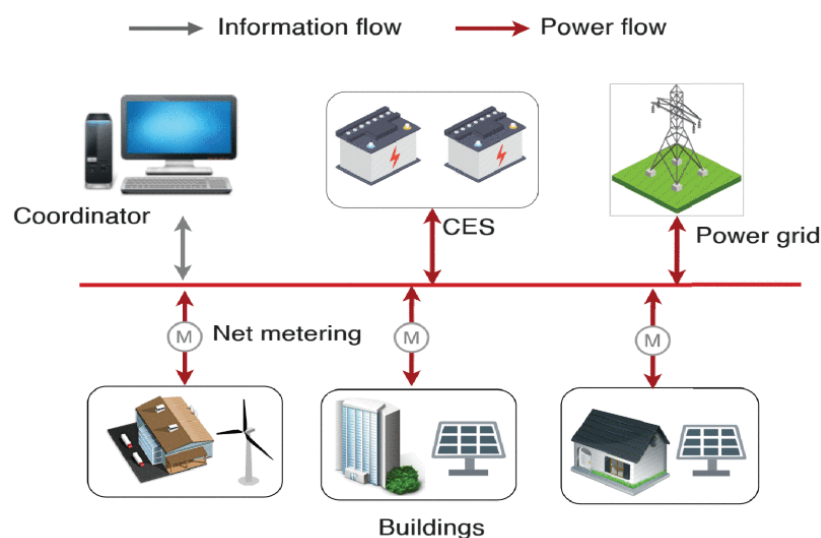


Figura 2.8: Configuração da *community energy storage* (CES) [36]

2.6 Sistemas B2V e V2B

A comunicação e interação entre veículos elétricos e edifícios pode ser feita através dos sistemas *Vehicle to Building* (V2B) e *Building to Vehicle* (B2V). Os sistemas V2B e B2V desempenham um papel fundamental na integração de fontes de energia renovável na rede elétrica, como a energia solar PV, e apoiam o crescimento da adoção de veículos elétricos. Estes sistemas facilitam a transferência de energia entre veículos e edifícios e permitem também que os VEs atuem como dispositivos de armazenamento. Tal possibilita que estes sejam carregados durante períodos de baixa procura e descarregados durante períodos de procura elevada, através de uma transferência de energia bidirecional.

O veículo elétrico (VE) é utilizado para criar um equilíbrio dentro da comunidade, aumentando o auto-consumo de energia renovável produzida localmente. As interações entre edifícios e VEs não afetam o desempenho da rede e, por outro lado, esta beneficia indiretamente com a redução dos picos de procura [37].

Num cenário de geração solar fotovoltaica, quando há um excesso de geração e o edifício não possui um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS), o veículo elétrico

pode assumir um papel de armazenamento de energia (Figura 2.9 a). Quando a rede elétrica está inativa ou em *black out*, o VE pode também ser utilizado como uma fonte de energia alternativa além da geração PV (Figura 2.9 b). Se o edifício tiver BESS, o VE pode ter a função de armazenamento alternativo de energia, podendo substituir a bateria do edifício quando esta estiver totalmente descarregada (Figura 2.9 c). A energia armazenada no veículo elétrico pode também funcionar como fonte de energia alternativa para outros edifícios vizinhos (Figura 2.9 d) [38].

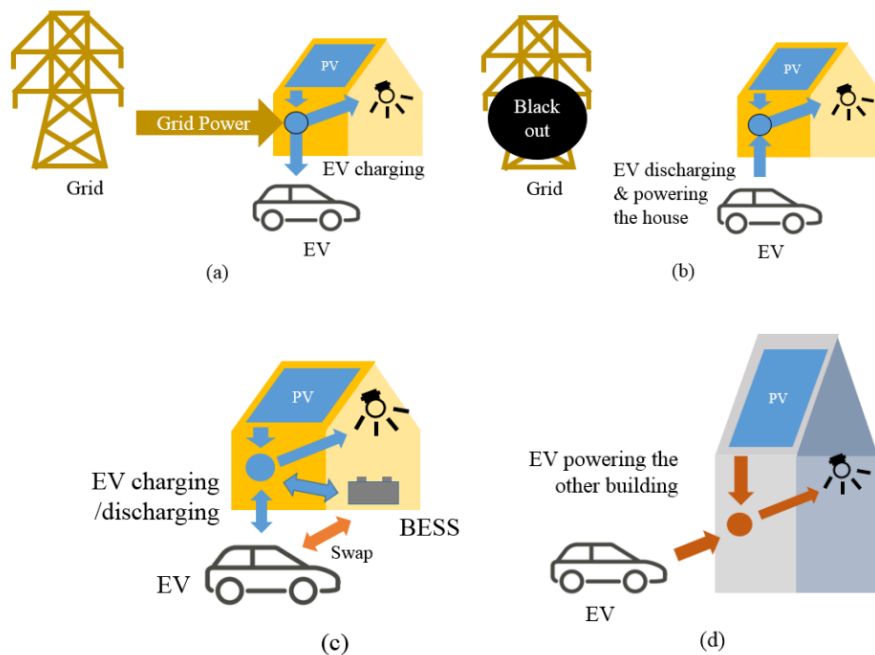


Figura 2.9: Cenários diversos de sistemas V2B e B2V [38]

Em geral, a integração de VEs com edifícios pode fazer com que vários objetivos sejam alcançados, entre eles:

1. Redução do consumo de energia de edifícios e veículos com participação ativa no sistema renovável
2. Alívio da pressão da rede elétrica, com a redução quantitativa de importações e exportações
3. Deslocar as importações energéticas de períodos de pico para períodos de baixas tarifas ou fora de pico e reduzir o custo operacional anual de *smart grid*, *smart vehicles* e *smart buildings*
4. Fornecer energia flexível para uso doméstico e carregamento de VEs, e aumento da flexibilidade do lado da procura [39]

No caso de estudo realizado em [40], foi constituído um sistema que engloba um edifício, painéis solares fotovoltaicos, baterias domésticas, veículos elétricos e a rede elétrica. Na Fig. 2.10 está representado o fluxo da energia elétrica no sistema. Quando o lado da procura (eletricidade do edifício e do VE) é maior do que o lado da oferta (geração de energia PV), a bateria é adicionada à medida de fornecimento. Se os níveis de energia da

bateria não conseguirem satisfazer a procura, o veículo elétrico pode fornecer energia ao edifício a partir da rede. Quando a procura é menor do que a oferta, o excesso de energia gerada pode ser armazenado na bateria.

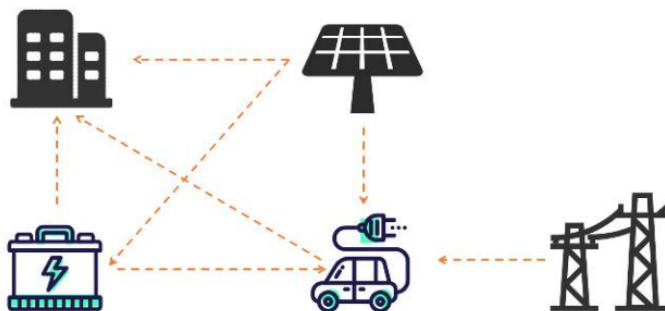


Figura 2.10: Fluxo de energia elétrica no sistema [40]

Em [41] é proposta uma formulação para agregar e gerir a partilha do excedente de geração entre edifícios, utilizando os VEs como um recurso de flexibilidade. Este artigo apresenta uma comunidade de energia renovável, conforme apresentado na Fig. 2.11, constituída por grandes edifícios comerciais e públicos, onde cada edifício pode vender o excedente de geração para a rede ou para outros edifícios da comunidade, bem como comprar eletricidade da rede ou da comunidade. Os VEs são utilizados como recurso de flexibilidade, de forma a garantir o equilíbrio entre a geração e a procura na comunidade. A metodologia assenta no tempo de estacionamento, sendo o carregamento do VE considerado um serviço de valor acrescido, cujo custo pode ser reduzido se o utilizador permitir flexibilidade de carga para B2V e descarga para V2B.

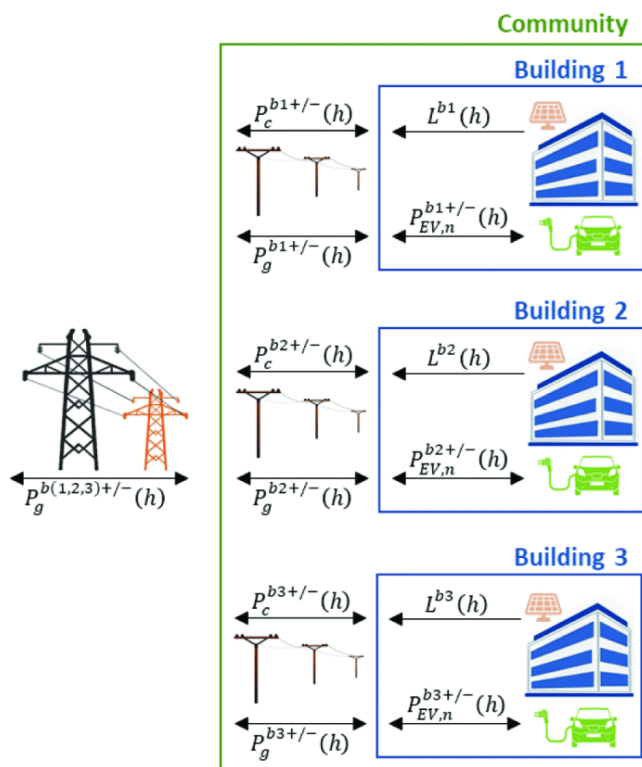


Figura 2.11: Fluxos de energia na CES [41]

Capítulo 3

Otimização dos Recursos de Flexibilidade em Comunidades

Os sistemas de armazenamento de energia com baterias têm como principal objetivo diminuir o desfasamento entre os perfis da geração local de PV e de procura, levando a um aumento do nível de auto-consumo nos edifícios. Simultaneamente, os VEs estacionados podem ser também utilizados como recursos de flexibilidade, através do ajuste do período de carregamento com o sistema B2V, ou utilizados como recursos de armazenamento de energia com o sistema V2B. Desta forma, será necessária uma gestão agregada ao nível da comunidade para otimizar a flexibilidade [42] e para assegurar objetivos técnicos e económicos.

3.1 Objetivos e Restrições

O objetivo mais abrangente é a minimização dos custos totais de energia ao nível da comunidade. Devido à diferença entre as tarifas de compra e venda de energia, tal contribui também para uma maximização do auto-consumo, priorizando o consumo da energia gerada no edifício. Isso ocorre uma vez que a tarifa cobrada pela energia injetada na rede é sempre inferior à tarifa da energia consumida da rede, tornando o aproveitamento da energia gerada no edifício para consumo próprio mais benéfico economicamente. Além disso, a redução do pico de consumo líquido de energia permite a diminuição da potência contratada, o que conseqüentemente leva a uma redução dos custos que lhe estão associados. Fazem também parte da lista de objetivos pretendidos a maximização do tempo de vida das baterias e a minimização dos custos de carregamento dos VEs.

Por conseguinte, são apresentadas algumas restrições comumente relacionadas aos objetivos definidos. No que diz respeito às baterias, é necessário um valor de carga e descarga que seja limitado tanto pela capacidade de armazenamento destas, como pela potência máxima de carga e descarga do inversor. De realçar que as baterias não possuem capacidade para carregar e descarregar simultaneamente, e que as perdas nos sistemas de armazenamento têm de ser consideradas, uma vez que o rendimento das baterias não é de 100%. O custo associado à degradação das baterias tem de ser levado em conta, sendo importante evitar descargas profundas, de forma a prevenir a rápida degradação das mesmas. Assim, a redução do valor mínimo do *state of charge* (SoC) é um dos fatores que permitem atenuar a degradação das baterias.

Relativamente aos VEs, as restrições relacionam-se com a sua necessidade de carga e disponibilidade para descarga e com o intervalo de tempo de estacionamento, que deve ter

uma duração positiva, a fim de possibilitar a carga e descarga. Deve-se garantir que o período de carga atende às necessidades totais de carga do VE, e que o período de descarga respeita o limite máximo de descarga definido pelo utilizador. Tal como nas baterias do sistema de armazenamento, o SoC tem importância a nível da velocidade de degradação das baterias dos VEs, sendo também considerado o seu custo de degradação. É importante garantir que o SoC nunca seja inferior ao inicial, permitindo que os VEs descarreguem apenas a quantidade de energia que foi carregada no edifício anteriormente. O fluxo de potência entre o carregador e o edifício tem de ocorrer, em determinado momento, apenas numa direção, não permitindo que os VEs carreguem e descarreguem ao mesmo tempo. Além disso, a potência de carga e descarga deve ser menor ou igual à respetiva potência máxima permitida, devendo assumir valores positivos garantindo que a potência nominal do carregador não seja excedida.

No que diz respeito às restrições associadas à comunidade é importante assegurar que um edifício apenas pode exportar energia para a comunidade se um outro edifício necessitar de importar essa mesma energia. Assim, é necessário que o valor máximo de energia que um edifício pode partilhar não exceda o valor líquido da procura de energia. De destacar ainda que não é permitido que a exportação e a importação ocorram simultaneamente, tendo o fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade apenas uma direção, durante cada intervalo de tempo.

Em relação às tarifas na comunidade, é importante que haja um incentivo à partilha do excedente de produção renovável dentro da comunidade. Para tal, é necessário que a tarifa para exportar energia para a comunidade seja estabelecida de forma a ser mais baixa em relação à tarifa de exportação para a rede. Assim, além de ser garantida poupança aos utilizadores, isso vai servir para promover o consumo próprio e a partilha entre os membros da comunidade, tornando viável a existência de comunidades de energia. Do mesmo modo, a tarifa para importar energia da comunidade deve ser inferior à tarifa de importação da rede, e deve ser estabelecida de forma a ser superior à tarifa de exportação para a comunidade, considerando o custo de utilização da rede.

3.2 Formulação do Problema

Na presente dissertação, é introduzido um mercado de energia transativa para micro-redes comunitárias compostas por grandes edifícios, onde os sistemas de armazenamento de energia e os veículos elétricos são utilizados como recursos de flexibilidade. O objetivo passa pela minimização dos custos de eletricidade, e para tal, é necessário fornecer incentivos para que haja um equilíbrio agregado entre a procura de energia e a geração fotovoltaica. É assim proposta uma formulação, que teve como base as formulações usadas em [43] e [44], que permita estabelecer um mercado de energia transativa a nível comunitário, recorrendo a sinais de preços para a energia injetada ou consumida pela comunidade. Essa gestão não envolve apenas as transações efetuadas entre os edifícios, mas também o uso de recursos de flexibilidade como o armazenamento de energia em baterias e o sistema bidirecional de carga e descarga B2V/V2B.

Na definição das variáveis, convencionou-se em relação aos sinais que as variáveis tomam valores negativos em todos os fluxos de potência que saem do edifício e em todas as tarifas que representam uma receita (e não um custo) para o edifício.

3.2.1 Sinais de Preços

Inicialmente, é de realçar que tanto a geração fotovoltaica como a procura de energia são estimativas, estando sujeitas a incertezas. Assim, é com base em previsões de geração e consumo que as tarifas são calculadas, havendo a possibilidade de os valores reais e exatos divergirem ligeiramente dos previstos. De forma a abranger todo o dia, as tarifas são calculadas às 00:00h, no início do dia.

De modo a incentivar a partilha do excedente de energia renovável dentro da comunidade, a tarifa de exportação para a comunidade tem de ser menor do que a tarifa de exportação para a rede (3.1). A diferença da tarifa de importação da rede com a tarifa de uso da rede tem de ser superior à tarifa de exportação de energia para a comunidade (3.2). A tarifa de importação da comunidade deve ser superior ao valor da tarifa de exportação para a comunidade mais o custo associado à utilização da rede (3.3), e superior ao valor da tarifa de importação da comunidade (3.4).

$$C_{EC}(h) \leq C_{EG}(h) \quad (3.1)$$

$$C_{IG}(h) - C_G(h) \geq C_{EC}(h) \quad (3.2)$$

$$C_{IC}(h) \geq -C_{EC}(h) + C_G(h) \quad (3.3)$$

$$C_{IG}(h) \geq C_{IC}(h) \quad (3.4)$$

Onde:

$C_{EC}(h)$ - Tarifa para exportar energia para a comunidade (€/kWh)

$C_{EG}(h)$ - Tarifa para exportar energia para a rede (€/kWh)

$C_{IC}(h)$ - Tarifa para importar energia da comunidade (€/kWh)

$C_{IG}(h)$ - Tarifa para importar energia da rede (€/kWh)

$C_G(h)$ - Tarifa de uso da rede (€/kWh)

Dentro da comunidade, os edifícios têm diferentes alternativas, tais como carregar os VEs ou as baterias, assim como exportar energia para a comunidade. De forma inversa, podem descarregar os VEs ou as baterias, assim como importar energia da comunidade. Nesse sentido, em cada edifício é dada prioridade aos VEs e baterias antes de recorrer à comunidade. De forma a tornar mais vantajoso o carregamento do VE, do ponto de vista do edifício, a tarifa de carga tem de ser superior à tarifa de exportação de energia para a rede (3.5). Assim, reduz-se os fluxos de potência bidirecionais, ao evitar-se exportar energia quando a sua utilização para carregar os VEs é possível. Para dar prioridade à descarga dos VEs, em contrapartida com estar a importar energia, a tarifa para descarga é menor do que a tarifa para energia importada da comunidade (3.6).

$$-C_C(h) \geq -C_{EC}(h) \quad (3.5)$$

$$C_D(h) \leq C_{IC}(h) \quad (3.6)$$

Onde:

$C_C(h)$ - Tarifa para carga do VE (€/kWh)

$C_D(h)$ - Tarifa para descarga do VE (€/kWh)

Os sinais de preço são adaptados de acordo com as condições do mercado, estabelecendo uma ligação entre a tarifa de importação e a procura líquida total na comunidade, considerando o seu valor máximo e mínimo. De forma proporcional à variação da procura, a tarifa varia também entre um valor mínimo e máximo (3.7). Portanto, se houver uma procura líquida elevada, as tarifas serão mais elevadas, enquanto que períodos de geração elevada levam a tarifas mais reduzidas. A tarifa de exportação de energia para a comunidade pode então ser obtida subtraindo a tarifa associada ao uso da rede pela tarifa de importação (3.8).

$$C_{IC}(h) = C_{IC}^m(h) + \frac{\widehat{P}_{C_{t+1}}(h) - \widehat{P}_{C_{t+1}}^m(h)}{\widehat{P}_{C_{t+1}}^M(h) - \widehat{P}_{C_{t+1}}^m(h)} (C_{IC}^M(h) - C_{IC}^m(h)) \quad (3.7)$$

$$C_{EC}(h) = C_G(h) - C_{IC}(h) \quad (3.8)$$

Onde:

$\widehat{P}_{C_{t+1}}(h)$ - Procura líquida total da comunidade (kW)

$\widehat{P}_{C_{t+1}}^m(h)$ - Procura líquida mínima da comunidade (kW)

$\widehat{P}_{C_{t+1}}^M(h)$ - Procura líquida máxima da comunidade (kW)

3.2.2 Função Objetivo

Conforme mencionado previamente, o principal objetivo passa por minimizar os custos totais de energia para a comunidade, ao longo do tempo h , num período total de tempo H . Neste caso, é considerada uma comunidade com B edifícios, todos com geração fotovoltaica, sistema de armazenamento de energia (baterias de íões de lítio) e veículos elétricos. A função objetivo (3.9) contabiliza os custos de eletricidade e potência contratada em cada edifício, o custo da degradação das baterias dos VEs e do sistema de armazenamento, com base na potência de descarga da bateria, além do custo associado à carga e descarga dos VEs estacionados em cada edifício.

$$\min \sum_{b=1}^B \left(\sum_{h=1}^H \left(C_E^b(h) - \sum_{n=1}^N \left(C_{CD,VE}^{b,n}(h) - C_{bd,VE}^{b,n} \right) + C_{bd}^b(h) \right) + PC^b \cdot C_{PC} \right) \quad (3.9)$$

Onde:

$C_E^b(h)$ - Custo da eletricidade do edifício b no instante h (€)

$C_{CD,VE}^{b,n}(h)$ - Custo de carga e descarga do VE n no edifício b , no instante h (€)

$C_{bd,VE}^{b,n}$ - Custo da degradação da bateria do VE n estacionado no edifício b (€)

$C_{bd}^b(h)$ - Custo da degradação da bateria do sistema de armazenamento (€)

PC^b - Potência contratada no edifício b (kW)

C_{PC} - Custo associado à potência contratada no edifício b (€)

O custo de energia em cada edifício b (3.10) está relacionado com a procura líquida, e leva em consideração os custos e receitas da energia comprada ou vendida à comunidade

ou proveniente à rede. Assim, o custo é influenciado pela procura líquida de base em cada edifício, assim como pelos fluxos de potência do sistema de armazenamento e da carga/descarga dos VEs com a comunidade em geral. Desta forma, a dinâmica da procura e dos fluxos de potência desempenham um papel significativo na determinação do custo associado à energia em cada edifício.

$$C_E^b(h) = \Delta h \left[\begin{array}{l} P_c^{b-}(h) \cdot C_{IC}(h) + P_c^{b+}(h) \cdot C_{EC}(h) + \\ C_{IG}(h) \cdot \left(L^{b+}(h) - P_c^{b-}(h) - P_{BS}^{b-}(h) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b-}(h) \right) + \\ C_{EG}(h) \cdot \left(L^{b-}(h) - P_c^{b+}(h) - P_{BS}^{b+}(h) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b+}(h) \right) \end{array} \right] \quad (3.10)$$

Onde:

Δh - Intervalo de tempo h (hora)

$P_c^{b-}(h)$ - Fluxo de potência de importação da comunidade (kW)

$P_c^{b+}(h)$ - Fluxo de potência de exportação para a comunidade (kW)

$P_{VE,n}^{b-}(h)$ - Fluxo de potência de descarga do VE n (kW)

$P_{VE,n}^{b+}(h)$ - Fluxo de potência de carga do VE n (kW)

$P_{BS}^{b-}(h)$ - Fluxo de potência de descarga do sistema de armazenamento (kW)

$P_{BS}^{b+}(h)$ - Fluxo de potência de carga do sistema de armazenamento (kW)

$L^{b-}(h)$ - Procura líquida negativa (kW)

$L^{b+}(h)$ - Procura líquida positiva (kW)

O custo da degradação da bateria do sistema de armazenamento e das baterias dos VEs é calculado da mesma forma para ambos, alterando-se apenas os valores das respectivas variáveis. Assim, para calcular o custo da degradação das baterias é utilizado um modelo que leva em consideração o seu custo de substituição e a percentagem de tempo de vida útil em cada período de descarga, a qual depende da capacidade da bateria utilizável e do tempo de vida da mesma (3.11)(3.12). É também introduzido um fator que indica o impacto que a *depth of discharge* (DoD) tem na vida útil da bateria.

$$C_{bd} = \frac{C_{sub}^b}{\lambda(DoD^b) \cdot B_L^b \cdot B_C^b} \quad (3.11)$$

$$C_{bd,VE}^{b,n} = \frac{C_{sub,VE}^b}{\lambda(DoD^b) \cdot B_{L,VE}^b \cdot B_{C,VE}^b} \quad (3.12)$$

Onde:

C_{sub}^b - Custo da substituição da bateria (€)

B_L^b - Tempo de vida da bateria utilizável (número de ciclos)

B_C^b - Capacidade da bateria utilizável (kWh)

Para o cálculo das transações entre os VEs e os edifícios (3.13), são consideradas as tarifas associadas aos períodos de carga e descarga para cada VE n no edifício b.

$$C_{CD,VE}^{b,n}(h) = P_{VE,n}^{b+}(h) \cdot \Delta h \cdot C_C(h) + P_{VE,n}^{b-}(h) \cdot \Delta h \cdot C_D(h) \quad (3.13)$$

Onde:

$C_C(h)$ - Tarifa para carga de VEs no instante h (€/kWh)

$C_D(h)$ - Tarifa para descarga de VEs no instante h (€/kWh)

Em (3.14) e (3.15) é possível obter as quantidades de energia líquida durante a carga e descarga em cada instante h , assim como o cálculo da energia total carregada e descarregada pelo VE n no edifício b , considerando todos os intervalos de tempo H .

$$E_{To,n}^{b+} = \sum_{h=1}^H P_{VE,n}^+(h) \cdot \Delta h \quad (3.14)$$

$$E_{To,n}^{b-} = \sum_{h=1}^H P_{VE,n}^-(h) \cdot \Delta h \quad (3.15)$$

Onde:

$E_{To,n}^{b+}$ - Energia total de carga do VE n no edifício b (kWh)

$E_{To,n}^{b-}$ - Energia total de descarga do VE n no edifício b (kWh)

3.2.3 Restrições

A formulação do problema em causa está sujeita a diversas restrições, que se relacionam com a flexibilidade dos recursos e com a gestão da comunidade, assim como com os custos, potência de carga e descarga e fluxos de potência.

Armazenamento de energia nas baterias

A potência de carga e descarga está limitada a um valor máximo (3.16) e mínimo (3.17) do SoC das baterias, calculado em (3.18) e limitado a valores mínimos e máximos em (3.21), e ainda por um valor máximo de potência de carga (3.19) e um valor máximo de potência de descarga (3.20). Não tendo as baterias uma eficiência de 100%, as perdas de carga e descarga existentes serão consideradas na totalidade durante a carga das baterias, para facilitar. O valor da DoD pode-se ainda relacionar com o SoC (3.22).

$$P_{BS}^{b+}(h) \cdot \Delta h \cdot \eta_{BS,n}^b \leq \left(-S_{BS}^b(h-1) + S_{BS}^{b,M} \right) E_{BS}^b \quad (3.16)$$

$$P_{BS}^{b-}(h) \cdot \Delta h \leq \left(S_{BS}^b(h-1) - S_{BS}^{b,M} \right) E_{BS}^b \quad (3.17)$$

$$S_{BS}^b(h) = S_{BS}^b(h-1) + \left(\eta_{BS}^b \cdot P_{BS}^{b+}(h) - P_{BS}^{b-}(h) \right) \cdot \frac{\Delta h}{E_{BS}^b} \quad (3.18)$$

$$P_{BS}^{b+}(h) \leq P_{BS}^{b+,M} \quad (3.19)$$

$$P_{BS}^{b-}(h) \leq P_{BS}^{b-,M} \quad (3.20)$$

$$S_{BS}^{b,m} \leq S_{BS}^b(h) \leq S_{BS}^{b,M} \quad (3.21)$$

$$DoD^b \geq 1 - S_{BS}^b(h) \quad (3.22)$$

Onde:

- $P_{BS}^{b+}(h)$ - Potência de carga da bateria (kW)
- $P_{BS}^{b-}(h)$ - Potência de descarga da bateria (kW)
- $S_{BS}^b(h)$ - *State of Charge* (SoC) das baterias (%)
- $P_{BS}^{b+,M}$ - Valor máximo de potência de carga (kW)
- $P_{BS}^{b-,M}$ - Valor máximo de potência de descarga (kW)
- $S_{BS}^{b,m}$ - Valor mínimo do SoC da bateria (%)
- $S_{BS}^{b,M}$ - Valor máximo do SoC da bateria (%)
- $\eta_{BS,n}^b$ - Rendimento da bateria (%)
- E_{BS}^b - Capacidade total da bateria (em kWh)

Carga e descarga de veículos elétricos

Os utilizadores dos VEs necessitam de definir alguns dados, assim que chegam ao edifício. Tais dados incluem a hora de chegada, o intervalo de tempo de estacionamento, durante o qual se pode efetuar a carga ou descarga, bem como o estado de carga inicial. É também necessário especificar o nível de descarga que vai ser autorizado e o nível de carga final que se deseja obter no final do período de estacionamento. Uma vez que o veículo elétrico pode não se encontrar sempre disponível, é necessário o uso de uma variável de controlo que indique se o VE n se encontra ou não disponível para carga e descarga (3.23).

De forma a que a carga e descarga seja permitida, a energia associada ao estado de carga e descarga da bateria é restrito ao seu valor máximo (3.24), e ao seu valor mínimo definido pelo utilizador (3.25). Além disso, é também limitado pela variação do SoC da bateria (3.26) e pelo SoC definido pelo utilizador para um determinado valor ao final do período de carregamento (3.27). A potência máxima de carga (3.28) ou descarga (3.29) permitida pelo utilizador, também impõe limitações.

$$X_{VE,n} = \begin{cases} 1, & VE \ n \ disponível \\ 0, & VE \ n \ indisponível \end{cases} \quad (3.23)$$

$$P_{VE,n}^{b+}(h) \cdot \Delta h \cdot \eta_{VE,n}^b \leq X_{VE,n} \cdot \left(-S_{VE,n}^b(h-1) + S_{VE,n}^{b,M} \right) E_{VE,n}^b \quad (3.24)$$

$$P_{VE,n}^{b-}(h) \cdot \Delta h \leq X_{VE,n} \cdot \left(S_{VE,n}^b(h-1) - S_{VE,n}^{b,m,u} \right) E_{VE,n}^b \quad (3.25)$$

$$S_{VE,n}^b(h) = S_{VE,n}^b(h-1) + \left(\eta_{VE,n}^b \cdot P_{VE,n}^{b+}(h) - P_{VE,n}^{b-}(h) \right) \cdot \frac{\Delta h}{E_{VE,n}^b} \quad (3.26)$$

$$S_{VE,n}^b \left(T_{VE,n}^f \right) = S_{VE,n}^{b,M,u}(h) \quad (3.27)$$

$$0 \leq P_{VE,n}^{b+}(h) \leq P_{VE,n}^{b+,M,u}(h) \quad (3.28)$$

$$0 \leq P_{VE,n}^{b-}(h) \leq P_{VE,n}^{b-,M,u}(h) \quad (3.29)$$

Onde:

- $S_{VE,n}^b(h)$ - SoC do VE n no edifício b (%)
- $S_{VE,n}^{b,M}$ - SoC máximo do VE n no edifício b (%)
- $S_{VE,n}^{b,m,u}(h)$ - SoC mínimo do VE n no edifício b , definido pelo utilizador (%)

- $S_{VE,n}^{b,M,u}(h)$ - SoC máximo do VE n no edifício b , definido pelo utilizador (%)
 $S_{VE,n}^b(T_{VE,n}^f)$ - SoC para o final do período de estacionamento (%)
 $T_{VE,n}^f$ - Período de tempo que corresponde ao final do período de estacionamento
 $E_{VE,n}^b(h)$ - Capacidade total do VE n no edifício b (kWh)
 $P_{VE,n}^{b+,M,u}(h)$ - Potência máxima de carga do VE, definida pelo utilizador (kW)
 $P_{VE,n}^{b-,M,u}(h)$ - Potência máxima de descarga do VE, definida pelo utilizador (kW)
 $\eta_{VE,n}^b$ - Rendimento de carga/descarga do VE (%)

Comunidade

A procura líquida em cada edifício e o impacto dos recursos de flexibilidade limitam o fluxo de potências de importação (3.30) e de exportação (3.31) entre cada edifício e a comunidade. De realçar que um edifício apenas consegue exportar energia para a comunidade se houver um outro edifício a necessitar de importar essa mesma quantidade de energia (3.32).

Adicionalmente, a potência contratada em cada edifício tem que ser superior ao máximo da diferença entre a procura líquida, a descarga das baterias no edifício e a descarga dos veículos elétricos (3.33).

$$P_c^{b-}(h) \leq L^{b+}(h) - P_{BS}^{b-}(h) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b-}(h) \quad (3.30)$$

$$P_c^{b+}(h) \leq L^{b-}(h) - P_{BS}^{b+}(h) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b+}(h) \quad (3.31)$$

$$\sum_{b=1}^B (P_c^{b+}(h) - P_c^{b-}(h)) = 0 \quad (3.32)$$

$$CP^b \geq L^{b+}(h) - P_{BS}^{b-}(h) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b-}(h) \quad (3.33)$$

Capítulo 4

Casos de Estudo

Para a realização do estudo proposto foram utilizados dados de 4 departamentos da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (Portugal) com perfis distintos. Sendo estes o Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC), o Departamento de Engenharia Mecânica (DEM), o Departamento de Engenharia Química (DEQ) e o Departamento de Engenharia Civil (DEC), formando assim uma comunidade de quatro edifícios.

4.1 Obtenção de Dados

Os edifícios em causa estão equipados com sistemas PV com as seguintes potências, DEEC com 70 kW, DEM com 100 kW, DEQ com 50 kW e DEC com 100 kW [45]. Uma vez que o nível de produção efetiva de energia solar nem sempre excede o consumo de forma consistente, recorreu-se à utilização de um fator multiplicativo de dois, para que seja possível criar excessos de geração regulares, em que seja necessário armazenar ou partilhar esse excesso de energia gerada com a comunidade.

De forma a simular cenários de diferentes estações do ano, foram selecionadas 3 semanas de 3 meses (janeiro, março e julho), para cada edifício. Tal como apresentado nas Fig. 4.1, Fig. 4.2 e Fig. 4.3, pode-se observar os edifícios que apresentam um excesso de geração PV e os que apresentam um deficit da mesma.

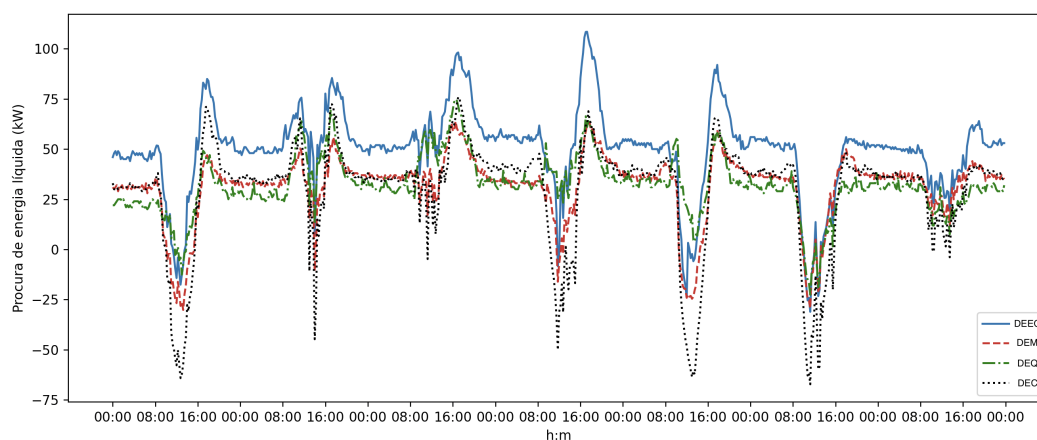


Figura 4.1: Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de uma semana de janeiro

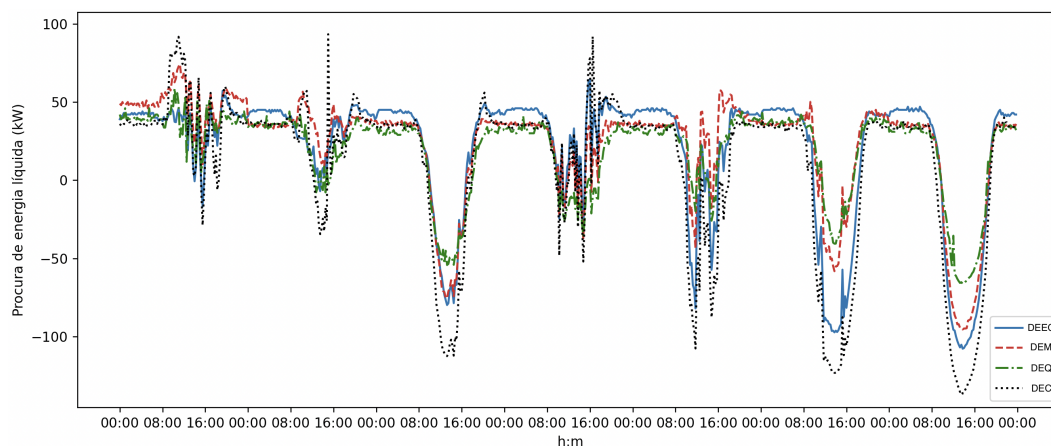


Figura 4.2: Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de uma semana de março

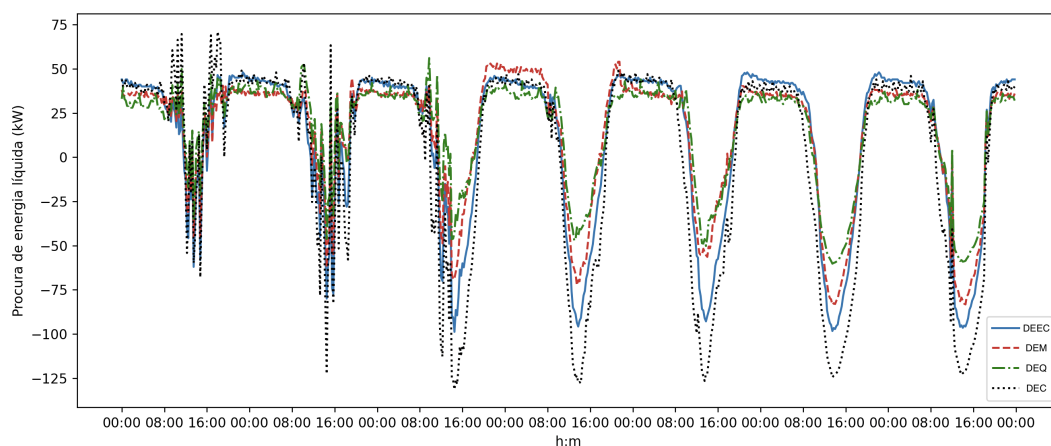


Figura 4.3: Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de uma semana de julho

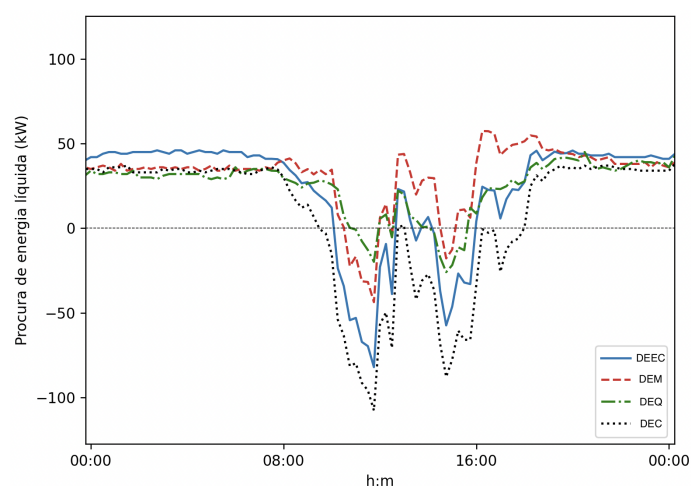


Figura 4.4: Carga líquida nos 4 edifícios considerados ao longo de um dia de março

Uma procura líquida positiva indica que os níveis de geração estão abaixo do necessário, enquanto uma procura líquida negativa indica que a geração é superior ao necessário.

Isto sugere que, na mesma comunidade, possam haver edifícios que geram quantidades de energia PV superiores à que consomem, ao passo que outros não geram o suficiente. Tal como demonstra a Fig. 4.4, é possível observar que por volta das 16h o edifício 2 (DEM) apresenta níveis de geração abaixo do necessário, enquanto que na mesma altura o edifício 4 (DEC) possui excesso de geração. Os padrões de consumo de energia variam entre os edifícios, o que justifica a diferente variação da procura desta, embora a nível da comunidade a sua variação seja semelhante.

4.2 Tarifas

Para definir as tarifas de eletricidade, considerou-se para a tarifa de importação de eletricidade da rede um custo médio igual ao custo médio real nos edifícios (0.1228 €/kWh). Tal como definido pela legislação em vigor [21], considerou-se uma tarifa fixa com 90% da média mensal para a tarifa da exportação para a rede (-0.0358 €/kWh).

A variação das tarifas de eletricidade importada e exportada para a rede é apresentada na Fig. 4.5. Foi considerado um valor de 0.05 €/kWh para a tarifa do uso da rede, considerada para trocas entre os edifícios da comunidade. Para o custo associado à potência contratada considerou-se um valor de 0.0324 €/kW.dia.

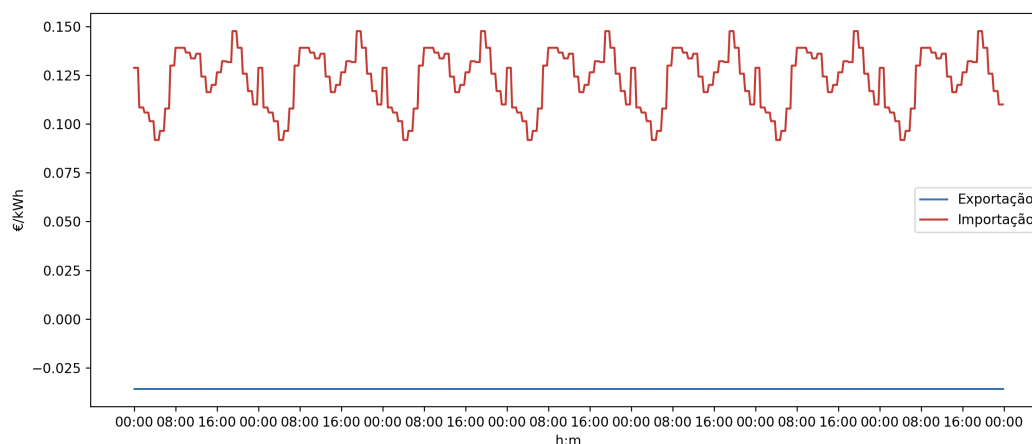


Figura 4.5: Tarifas de importação e exportação de eletricidade para a rede

4.3 Armazenamento de Energia

Considerou-se um cenário futuro no qual os edifícios vão ter instalado um sistema de armazenamento de energia composto por baterias de iões de lítio com uma capacidade de armazenamento de 110 kWh e uma potência de carga/descarga de 55 kW. O rendimento de carga/descarga do sistema de armazenamento é considerado 85%, com uma vida útil de 7300 ciclos e um custo de 100 €/kWh.

Para determinar o impacto da degradação da bateria, analisaram-se diferentes valores de SoC mínimo. O valor mais baixo considerado foi 0.1, sendo este valor utilizado para avaliar um cenário extremo de teste da degradação da bateria. Enquanto que o valor mais elevado foi 0.25, correspondendo este ao valor máximo de *depth of discharge* (DoD de 0.75), que não afeta substancialmente a vida útil da bateria.

Foram analisados três cenários distintos. Para o 1^o Cenário, considerou-se que cada edifício presente na comunidade possuía uma bateria individual com as características acima mencionadas. No 2^o Cenário, foi considerada somente uma bateria geral a nível comunitário, compartilhada por todos os edifícios presentes na comunidade, com uma capacidade total de 440 kWh e uma potência de carga/descarga de 220 kW, mantendo-se as restantes características iguais às apresentadas anteriormente pelas baterias individuais. Por fim, para o 3^o Cenário é apresentado um cenário intermédio que inclui tanto as baterias individuais nos edifícios, como a bateria geral comunitária, sendo a capacidade total das baterias e a potência de carga/descarga das mesmas reduzida para metade em ambas as baterias, o que resulta nos valores de 55 kWh de capacidade para as baterias individuais e 220 kWh para a bateria centralizada, assim como 27.5 kW de potência de carga/descarga para as baterias individuais e 110 kW para a bateria centralizada.

4.4 Veículos Elétricos

Para a otimização dos VEs, levou-se em conta o nível de carga das baterias (SoC), durante um período de estacionamento designado. Uma vez que os edifícios considerados são edifícios de serviços, assumiu-se que os períodos de carga e descarga dos VEs se concentram entre as 8h e as 20h. Os carregadores dos veículos elétricos utilizados nos edifícios têm um valor de potência máxima de carga e descarga de 10 kW e um rendimento de 93%.

Na Tabela 4.1 são apresentados os requisitos de estacionamento dos 8 veículos elétricos utilizados nas simulações dos três cenários distintos, com uma média de permanência de 8h para os períodos de estacionamento. Estes apresentam valores médios de 0.69 para o SoC máximo e 0.3 para o SoC mínimo, carga e descarga respetivamente, e um desvio padrão reduzido de forma a manter os requisitos consistentes.

Tabela 4.1: Requisitos de Estacionamento

EV	Início (h)	Permanência (h)	Carga (SoC)	Descarga (SoC)
1	9:50	9:00	0.71	0.34
2	10:25	11:00	0.72	0.30
3	10:25	7:15	0.64	0.35
4	8:25	8:30	0.66	0.26
5	10:00	8:00	0.67	0.23
6	9:50	7:00	0.73	0.30
7	10:25	6:15	0.72	0.29
8	9:00	7:45	0.66	0.31

Capítulo 5

Avaliação do Impacto Técnico e Económico

O algoritmo utilizado para a formulação foi implementado em *Python*, usando como editor o software *PyCharm* [46], e como suporte para a otimização do problema o *Gurobi* [47]. Dessa forma, realizaram-se simulações para o caso de estudo, tanto no âmbito dos edifícios individuais quanto da comunidade.

Como referência foi utilizado um caso base, onde os edifícios não têm acesso aos recursos de flexibilidade, nem estão inseridos numa comunidade, fazendo trocas de energia apenas com a rede. Para ser possível analisar o impacto que a gestão comunitária tem, recorreu-se a um caso de gestão individual onde os edifícios têm acesso ao sistema de armazenamento e aos VEs mas não estão incluídos numa comunidade.

De seguida, foram simulados vários cenários de forma a ser possível fazer uma comparação entre estes, considerando os seus benefícios técnicos e económicos. O 1º Cenário consiste na aplicação de uma bateria individual por cada um dos quatro edifícios presentes na comunidade, para o 2º Cenário as baterias individuais dos edifícios foram substituídas por uma bateria geral na comunidade, e por fim no 3º Cenário foram utilizados os dois tipos de baterias. O número de VEs manteve-se sempre fixo em todos os cenários.

5.1 Tarifas na Comunidade

As tarifas para a eletricidade importada e exportada para a comunidade são calculadas no início dos dias com base em previsões baseadas nas informações do dia anterior. Uma vez que as variações de consumos são significativamente diferentes entre dias úteis e fins de semana, este processo é distinto para ambos os casos.

A comparação das tarifas de importação/exportação de energia para a comunidade baseadas em previsões, com as tarifas da rede, pode ser observada na Fig. 5.1, usando como exemplo segunda-feira. Como era de se antecipar, é notável que a maior discrepância na energia importada ocorre durante as horas de geração fotovoltaica. Verifica-se também que na maior parte do tempo as tarifas da comunidade são mais favoráveis. Mesmo no cenário menos benéfico, estas igualam o valor das tarifas da rede, destacando a vantagem evidente das transações serem realizadas entre a comunidade.

Na Fig. 5.2, é possível observar a discrepância entre as tarifas que resultam dos valores previstos e as tarifas que resultariam dos valores reais de energia dentro da comunidade. Comparando as tarifas de importação, verifica-se que a maior diferença entre os valores previstos e os reais é de 31.21%, ocorrendo na segunda-feira às 11:45h. No que diz respeito

às tarifas de exportação, a maior discrepância entre os valores previstos e os reais é de 52.10%, ocorrendo na segunda-feira às 11:45h. De salientar que o erro médio nas tarifas de importação é de 5.44%, enquanto que o erro médio nas tarifas de exportação é de 10.11%.

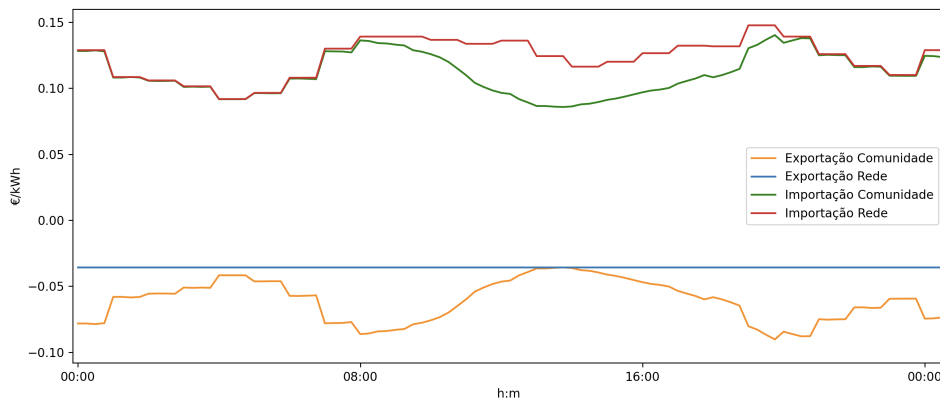


Figura 5.1: Tarifas de importação/exportação de energia para a rede e para a comunidade, na segunda-feira

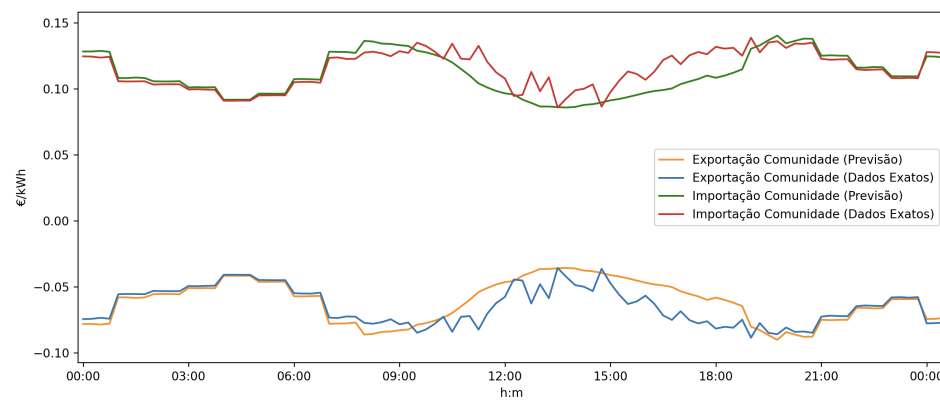


Figura 5.2: Tarifas previstas e reais de importação/exportação de energia na comunidade, na segunda-feira

As tarifas de carga (C_C) e descarga (C_D) dos VEs, como ilustrado na Fig. 5.3, foram definidas com base na variação proporcional relativa às tarifas de energia importada da rede. Quanto ao estacionamento, foi definida uma tarifa de 0.5 €/h.

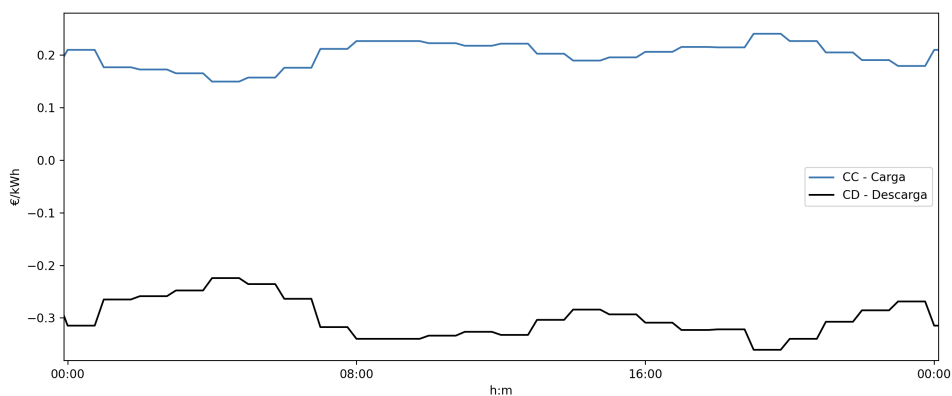


Figura 5.3: Tarifas de Carga e Descarga dos VEs

5.2 1º Cenário - Baterias Individuais

Foram consideradas baterias individuais por edifício, onde cada bateria possui uma capacidade de 110 kWh e uma potência de carga/descarga de 55 kW. Foi considerado o nível de SoC mínimo de 0.25 para a profundidade de descarga não afetar substancialmente a longevidade da bateria. Considerou-se também um número fixo de oito VEs, utilizados para carregar e descarregar energia conforme necessário, em momentos de excesso e deficit de geração, respetivamente. O problema formulado visa minimizar os custos, enquanto as tarifas estão estruturadas de forma a promover o consumo interno de energia gerada localmente. Tal permite assegurar a utilização do excedente para carregar os VEs e recorrer a estes em casos de escassez. Essa estratégia, alinhada com as tarifas definidas, visa maximizar o uso dos recursos locais, minimizando as trocas com a rede externa.

As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam os resultados obtidos para o edifício DEEC, nos meses de janeiro, março e julho, respetivamente. Estes resultados consistem na procura líquida para o caso base (sem baterias, sem VEs e sem pertencer a uma comunidade) e para os casos que incluem sistema de armazenamento e VEs com gestão individual e comunitária.

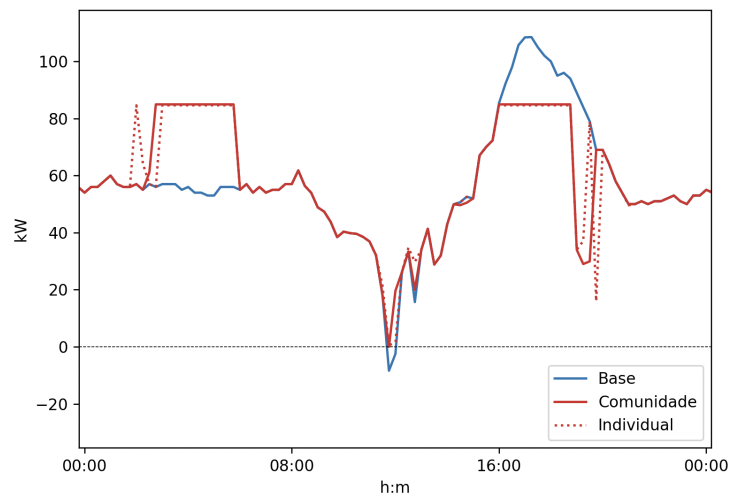


Figura 5.4: Procura líquida no edifício DEEC, janeiro

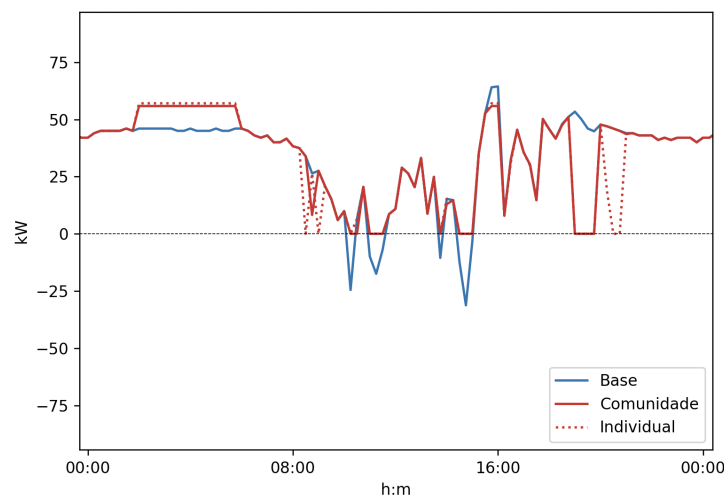


Figura 5.5: Procura líquida no edifício DEEC, março

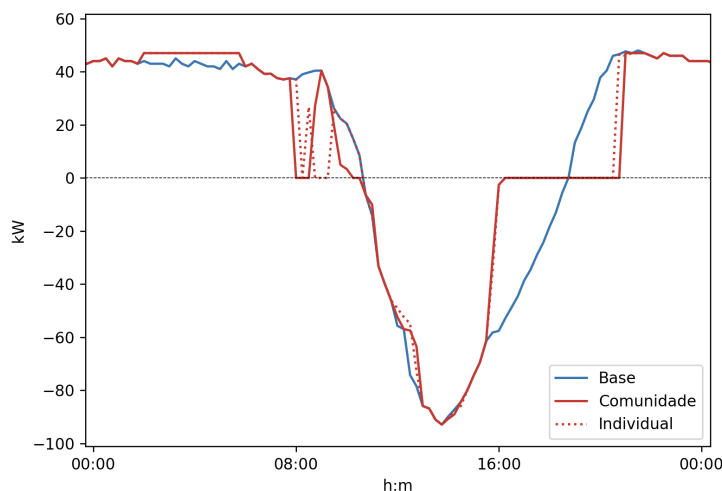


Figura 5.6: Procura líquida no edifício DEEC, julho

Pode-se observar que a procura líquida aumenta durante a noite, tratando-se das horas de tarifas mais baixas para a importação de energia da rede. Isto deve-se ao aproveitamento que as baterias fazem dessas tarifas mais reduzidas, para armazenar energia durante esses períodos de tempo, visando utilizá-la posteriormente durante os períodos em que as tarifas são mais elevadas. O recurso aos VEs ajuda também a compensar os períodos de procura líquida negativa, sendo estes usados principalmente nas horas em que não há disponibilidade para trocas com a comunidade.

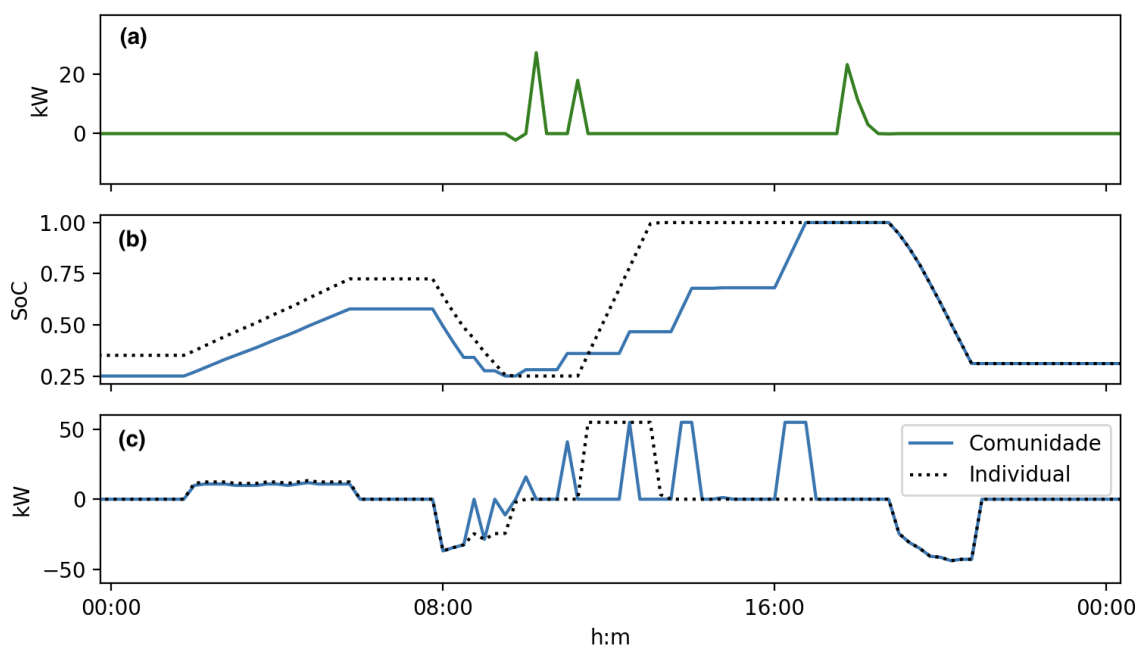


Figura 5.7: a) Fluxo de potências entre o edifício DEEC e a comunidade; b) SoC da bateria do edifício DEEC; c) Potência de carga/descarga da bateria do edifício DEEC, março

Pode-se constatar que a bateria tem uma tendência para carregar durante os períodos de excesso de geração (procura líquida negativa), enquanto descarrega durante os períodos de deficit de geração (procura líquida positiva). Quando há um fluxo de potência positivo

entre o edifício e a comunidade, o edifício está a exportar energia para a comunidade, por outro lado, quando o fluxo de potência é negativo, houve uma importação de energia por parte do edifício. Esta dinâmica pode ser observada na Fig. 5.7, que detalha o uso dos recursos de flexibilidade durante o mesmo intervalo de tempo num edifício específico.

Torna-se relevante destacar que a diferença dos perfis dos diferentes casos deve-se ao facto de num cenário haver a comunidade onde ocorrem trocas de energia entre os edifícios da comunidade, não envolvendo a rede elétrica; enquanto no outro cenário não há essa comunidade, o que resulta na necessidade de serem realizadas trocas com a rede elétrica quando as baterias não conseguem satisfazer por completo o fornecimento de energia.

Além disso, é notório que no momento em que as baterias atingem a capacidade máxima (SoC igual a 1), os edifícios começam a recorrer à comunidade de forma a suprimir as suas necessidades energéticas, o que comprova a complementaridade entre a comunidade e as baterias. Posteriormente, quando não há geração PV e as tarifas para importação de energia da rede são elevadas, as baterias são descarregadas.

O excesso e o deficit de procura líquida para cada edifício, nos diferentes casos, nos meses de março, janeiro e julho, são apresentados na Tabela 5.1, na Tabela 5.2 e na Tabela 5.3, respetivamente.

Tabela 5.1: Carga líquida nos 4 edifícios, março

Edifícios	Excesso			Deficit		
	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)
DEEC	-1790.3	-1315.2	-1279.6	5149.8	4846.3	4811.1
DEM	-1220.1	-813.3	-813.1	5129.9	4921.5	4758.1
DEQ	-986.7	-521.3	-508.7	4168.2	3872.4	3712.9
DEC	-2815.8	-2256.8	-1936.9	4534.6	4194.9	4194.9
TOTAL	-6812.9	-4906.6	-4538.3	18982.5	17835.1	17477.0

Observando a Tabela 5.1, pode-se verificar que há uma redução tanto do excesso como do deficit de carga líquida para os diferentes edifícios, no cenário individual e comunitário, no mês de março. Relativamente ao cenário base, houve uma redução de 27.9% do excesso e 6.1% do deficit de carga líquida no cenário individual, e uma redução de 33.4% do excesso e 7.9% do deficit de carga líquida na comunidade.

Tabela 5.2: Carga líquida nos 4 edifícios, janeiro

Edifícios	Excesso			Deficit		
	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)
DEEC	-89.5	0	0	8434.1	8512.0	8375.5
DEM	-200.9	0	0	5474.9	5452.5	5434.8
DEQ	-39.4	0	0	5431.8	5551.6	5442.8
DEC	-701.5	-276.9	0	5530.4	5306.8	5307.2
TOTAL	-1031.3	-276.9	0	24871.2	24822.9	24560.3

Na Tabela 5.2, referente ao mês de janeiro, verifica-se uma redução de 73.2% no excesso de carga líquida no cenário individual, em comparação como cenário base, enquanto que na comunidade os valores aproximaram-se de zero. Por outro lado, a redução do deficit de

carga líquida foi significativamente menor, alcançando-se uma redução de 0.2% no cenário individual e 1.3% na comunidade.

Tabela 5.3: Carga líquida nos 4 edifícios, julho

Edifícios	Excesso			Deficit		
	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)
DEEC	-2565.7	-1813.7	-1764.8	4319.9	3750.7	3702.5
DEM	-1791.9	-1112.2	-1108.4	4080.6	3600.1	3511.8
DEQ	-1267.9	-646.9	-651.4	3881.2	3430.4	3269.8
DEC	-4013.9	-3263.7	-2995.9	4108.5	3533.4	3534.5
TOTAL	-9639.4	-6836.5	-6520.5	16390.2	14314.6	14018.6

Através da observação da Tabela 5.3, verifica-se uma redução do excesso e do deficit de procura líquida nos diferentes edifícios para o mês de julho. No cenário individual houve uma redução de 29.1% do excesso e 12.7% do deficit, enquanto que na comunidade as reduções foram de 32.4% para o excesso e 14.5% para o deficit de procura líquida.

Nas Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 apresenta-se a ponta em cada edifício e o resultado do seu somatório, para os diferentes cenários analisados nos meses de março, janeiro e julho. Pode-se observar uma diminuição da ponta na medida em que se adicionam os recursos de flexibilidade como as baterias e os VEs. No total, para o mês de março houve uma redução de 22.2% no cenário individual e 23.1% na comunidade, no mês de janeiro a redução da ponta foi de 17.9% para o cenário individual e comunitário, e no mês de julho alcançou-se uma redução no valor de 18.8% em ambos os cenários.

Tabela 5.4: Ponta nos 4 edifícios, março

Edifícios	Base (kW)	Individual (kW)	Comunidade (kW)
DEEC	64.4	57.1	55.8
DEM	74.2	62.2	62.7
DEQ	58.8	48.5	46.2
DEC	193.3	136.0	136.0
TOTAL	390.7	303.8	300.7

Tabela 5.5: Ponta nos 4 edifícios, janeiro

Edifícios	Base (kW)	Individual (kW)	Comunidade (kW)
DEEC	108.5	84.6	84.9
DEM	63.9	59.3	59.3
DEQ	74.2	59.1	59.2
DEC	75.9	61.6	61.5
TOTAL	322.5	264.6	264.9

Tabela 5.6: Ponta nos 4 edifícios, julho

Edifícios	Base (kW)	Individual (kW)	Comunidade (kW)
DEEC	48.0	47.0	47.0
DEM	54.0	51.0	51.0
DEQ	56.1	42.0	42.0
DEC	71.1	46.0	46.0
TOTAL	229.2	186.0	186.0

Em alguns casos é possível observar que a ponta na comunidade acaba por ser superior à ponta no cenário individual, uma vez que toda a energia que entra no edifício é considerada para a ponta, seja ela proveniente da rede elétrica ou da comunidade. No caso da comunidade, além das baterias e dos VEs, existe ainda a possibilidade de trocas com a comunidade para fornecer flexibilidade. A comunidade ajuda a reduzir a procura líquida, aumentando o auto-consumo e diminuindo os custos, porém não contribui para a redução da ponta quando esta ocorre nas horas de maior consumo.

O fluxo de potência dos VEs nos cenários com gestão individual e em comunidade, nos meses de março, janeiro e julho pode ser observada nas Figuras 5.8, 5.9 e 5.10. As diferenças na sua utilização devem-se à existência da comunidade num dos cenários, o que permite complementar a sua utilização.

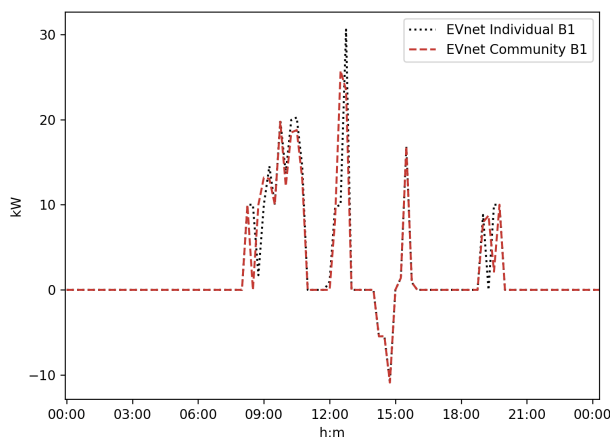


Figura 5.8: Fluxo de energia para os VEs no edifício DEEC, março

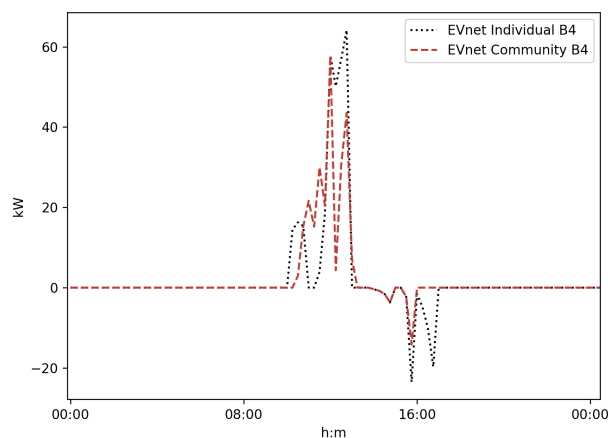


Figura 5.9: Fluxo de energia para os VEs no edifício DEC, janeiro

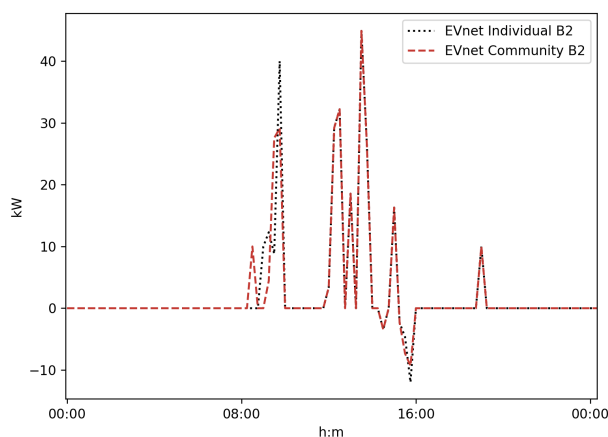


Figura 5.10: Fluxo de energia para os VEs no edifício DEM, julho

Num cenário de gestão em comunidade, durante os diversos momentos do dia, alguns edifícios importam energia enquanto que outros exportam para a comunidade. Na Fig. 5.11 é apresentado o fluxo de potência entre cada edifício e a comunidade, para o mês de março, onde se verifica que para este período os edifícios 4 (DEC) e 1 (DEEC) são os maiores exportadores, sendo os edifícios 2 (DEM) e 3 (DEQ) os maiores importadores.

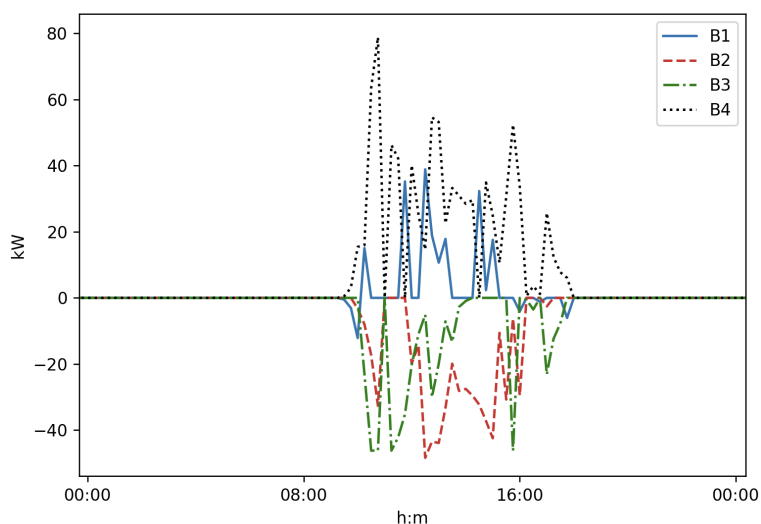


Figura 5.11: Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade

Os resultados obtidos considerando os custos individuais nos edifícios e o custo de carga e descarga dos VEs, são apresentados nas Tabelas 5.7, 5.8 e 5.9, para os meses de março, janeiro e julho.

Tabela 5.7: Custos dos edifícios nos diferentes cenários, março (€)

Edifícios	Base	Individual			Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	553.6	512.4	44.1	12.9	511.9	44.1	12.7
DEM	580.4	540.7	45.4	14.1	537.1	45.4	14.2
DEQ	467.2	427.8	44.5	10.9	426.2	44.6	10.5
DEC	448.2	395.2	42.2	30.8	388.7	42.1	30.8
TOTAL	2049.4	1876.1	176.2	68.7	1863.9	176.2	68.2

Da Tabela 5.7 verificamos que houve uma redução no custo total de eletricidade, comparativamente ao cenário base, de 8.5% no cenário individual e de 9.1% na comunidade, para o mês de março.

Tabela 5.8: Custos dos edifícios nos diferentes cenários, janeiro (€)

Edifícios	Base	Individual			Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	1033.7	1016.2	44.2	19.2	1012.8	44.3	19.3
DEM	664.5	639.9	45.6	13.4	639.5	45.5	13.4
DEQ	670.1	658.1	44.8	13.4	654.5	44.8	13.4
DEC	653.3	611.0	41.9	13.9	607.8	42.1	13.9
TOTAL	3021.6	2925.2	176.7	59.9	2914.6	176.7	60.0

Na Tabela 5.8 observam-se que em janeiro o custo total de eletricidade foi reduzido em 3.2% no cenário individual e 3.5% na comunidade, relativamente ao cenário base. Já em julho, através da Tabela 5.9 podem-se verificar uma redução de 13.8% no cenário individual e 14.6% na comunidade.

Tabela 5.9: Custos dos edifícios nos diferentes cenários, julho (€)

Edifícios	Base	Individual			Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	418.9	359.4	44.2	10.7	358.0	44.3	10.7
DEM	422.1	365.4	45.5	11.6	364.2	45.5	11.6
DEQ	418.6	370.1	44.4	9.5	367.8	44.7	9.5
DEC	338.2	281.7	41.9	10.4	273.9	41.9	10.4
TOTAL	1597.8	1376.6	176.0	42.2	1363.9	176.4	42.2

Os custos associados à degradação da bateria são apenas incluídos na função objetivo, e servem para considerar o impacto do seu nível de utilização, seja de forma responsável ou excessiva. Quando não é possível equilibrar a procura líquida negativa através da gestão individual, é necessária a utilização da capacidade de gestão comunitária para compensar esses momentos, resultando numa diminuição do custo associado à potência contratada. Nas Tabelas 5.10, 5.11 e 5.12 são apresentadas as contribuições que os referidos impactos têm na melhoria da função objetivo, possibilitando uma diminuição na fatura de energia elétrica em ambos os cenários individual e em comunidade, sendo o segundo mais notório.

Tabela 5.10: Custos por edifício para o cenário individual e comunitário, março (€)

Edifícios	Individual		Comunidade	
	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.
DEEC	9.0	490.4	8.8	480.4
DEM	10.9	520.4	11.5	505.9
DEQ	8.7	403.1	8.8	392.1
DEC	12.6	396.6	13.1	377.4
TOTAL	41.2	1810.5	42.2	1755.8

Pelos resultados da Tabela 5.10, os custos totais relativos ao cenário base, foram reduzidos em 11.7% para a gestão individual e 14.3% para a comunidade. Ao nível da degradação da bateria, as diferenças para os dois cenários não são muito significativas.

Tabela 5.11: Custos por edifício para o cenário individual e comunitário, janeiro (€)

Edifícios	Individual		Comunidade	
	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.
DEEC	8.7	999.9	9.4	987.8
DEM	9.5	617.3	9.6	607.4
DEQ	8.3	634.9	8.4	623.2
DEC	11.2	594.2	11.2	579.7
TOTAL	37.7	2846.3	38.8	2798.1

Tabela 5.12: Custos por edifício para o cenário individual e comunitário, julho (€)

Edifícios	Individual		Comunidade	
	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.
DEEC	9.9	335.7	10.0	324.4
DEM	11.0	342.5	11.0	330.3
DEQ	8.8	343.9	9.4	333.7
DEC	9.2	259.4	9.9	242.4
TOTAL	38.9	1281.5	40.3	1230.8

Nas Tabelas 5.11 e 5.12 é evidente a redução dos custos totais em ambos os cenários individual e comunitário, relativamente ao cenário base. No mês de janeiro há uma redução de 5.8% no cenário individual e de 7.4% na comunidade, ao passo que no mês de julho a redução é de 19.8% no cenário individual e de 23.1% na comunidade.

Quanto ao custo da degradação da bateria, verifica-se um aumento desse custo, ainda que não assuma valores muito significativos, do cenário individual para o cenário comunitário em todos os meses analisados. Isto deve-se ao facto de numa comunidade a carga e descarga das baterias se tornar mais dinâmica, de acordo com a partilha da procura e oferta por parte dos edifícios presentes na comunidade. A necessidade de equilibrar a energia entre múltiplos edifícios com diferentes padrões de consumo pode resultar num maior número de ciclos de carga e descarga, o que acelera a degradação das baterias.

Para que seja possível examinar de que forma a degradação da bateria afeta o seu desempenho, foi examinado um caso que permite que as baterias atinjam um nível de DoD extremo igual a 0.9, significando que o SoC mínimo da bateria é de 0.1 e o máximo permanece em 1. Nas Figuras 5.12 e 5.13 pode-se observar o comportamento da bateria do edifício DEEC, no mês de março, com um valor máximo de DoD igual a 0.75 e um valor máximo de DoD igual 0.9, respetivamente.

Através da análise das Figuras 5.12 e 5.13, é possível observar que quando passa a ser utilizada uma capacidade efetiva maior, DoD máximo definido como 0.9, existe uma variação no comportamento da bateria, tanto no caso individual como para a comunidade.

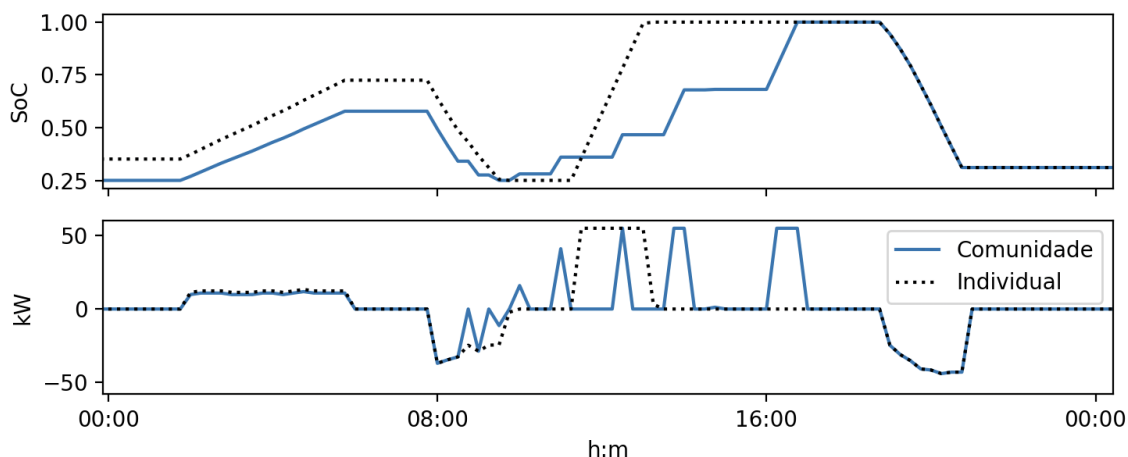


Figura 5.12: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício DEEC com DoD max de 0.75, março

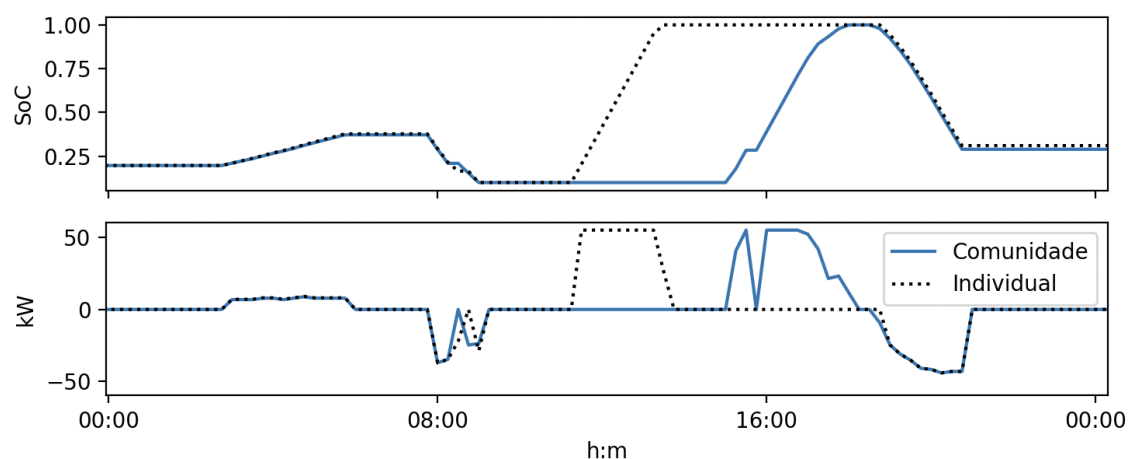


Figura 5.13: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício DEEC com DoD max de 0.9, março

Na Tabela 5.13 são apresentados os custos alcançados nos diferentes cenários com um DoD máximo igual a 0.9, para o mês de março. Através de uma comparação direta com os custos obtidos para um DoD máximo de 0.75 verifica-se que se atingiram poupanças mais elevadas no custo total de energia. Relativamente ao cenário base, pois a redução do custo total de energia no caso individual foi de 9.6% e na comunidade foi de 10.3%.

Tabela 5.13: Custos dos edifícios nos diferentes cenários com DoD de 0.9, março (€)

Edifícios	Base	Individual			Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	Degradação da Bateria	$PC^b \cdot C_{PC}$	C_E^b	Degradação da Bateria	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	553.6	507.4	9.3	11.5	506.4	9.3	11.5
DEM	580.4	535.5	12.1	13.7	531.9	13.1	13.7
DEQ	467.2	422.3	9.8	10.4	419.5	10.6	10.4
DEC	448.2	386.6	15.8	30.9	379.9	16.0	30.9
TOTAL	2049.4	1851.8	47.0	66.5	1837.7	49.0	67.5

No que diz respeito à potência contratada, o aumento da capacidade utilizável das baterias não causa diferenças significativas. Assim, para um DoD de 0.9, houve uma redução do custo associado à potência contratada, referente ao custo para um DoD de 0.75, de 3.2% no cenário individual e de 1.03% na comunidade.

Quando comparado com o caso em que o tempo de vida da bateria não é afetado, com DoD máximo de 0.75, o custo associado à degradação da bateria aumenta em 12.3% para o cenário individual e 13.9% para a comunidade.

Considerando os resultados obtidos nos casos em que é utilizado um DoD máximo igual a 0.75 e um DoD máximo igual a 0.9, pode-se constatar que recorrendo a um maior uso da capacidade da bateria se atingem poupanças mais elevadas no custo de energia. Contudo, essas poupanças acabam por não ser significativas. A diferença percentual no custo total de energia, em ambos os casos, é de apenas 1.1% no cenário individual e 1.2% na comunidade. Por outro lado, ao permitir que a bateria atinja valores de SoC mínimos de 0.1, aumenta-se a degradação da bateria e o seu custo associado. Assim, conclui-se que um valor de SoC mínimo de 0.25 é o ideal.

5.3 2º Cenário - Bateria Comunitária

Neste cenário considera-se a existência de apenas uma bateria centralizada na comunidade, utilizada por todos os edifícios, e com um número fixo de VEs que se mantém em oito. Os parâmetros da bateria foram selecionados por forma a obter uma bateria comparável ao conjunto de baterias utilizadas no primeiro cenário, tendo uma capacidade total de 440 kWh e uma potência de carga/descarga 220 kW. O valor mínimo do SoC manteve-se nos 0.25.

Nas Figuras 5.14, 5.15 e 5.16 apresentam-se os resultados obtidos relativos à procura líquida para o edifício 1 (DEEC), nos meses de janeiro, março e julho, respetivamente. Assim, através da observação destes gráficos corrobora-se que para este segundo cenário todo o excesso de geração é aproveitado pela comunidade, não havendo qualquer venda de excesso de energia à rede. Isto verifica-se na grande maioria dos edifícios para os meses de janeiro e março, diferenciando apenas julho, já que se trata de um mês onde os valores de excesso de geração são significativamente elevados. Os gráficos relativos aos diferentes edifícios nos respetivos meses são apresentados no Anexo B.

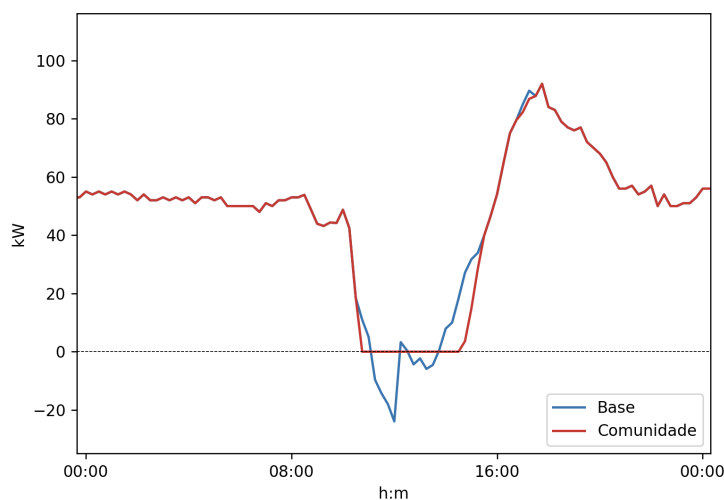


Figura 5.14: Procura líquida no edifício DEEC, janeiro

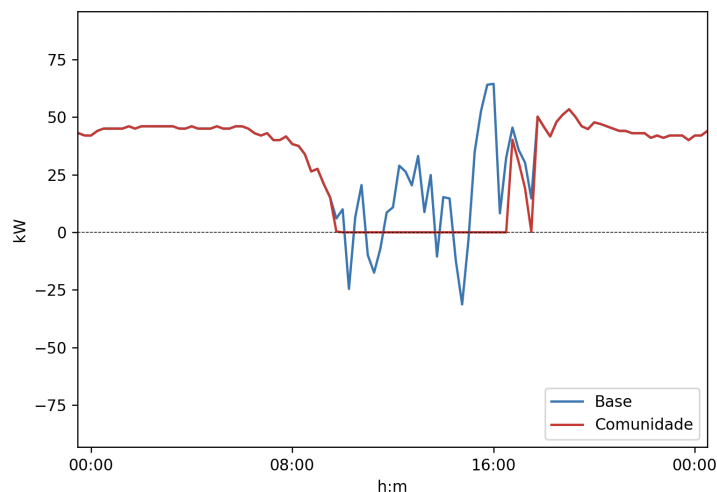


Figura 5.15: Procura líquida no edifício DEEC, março

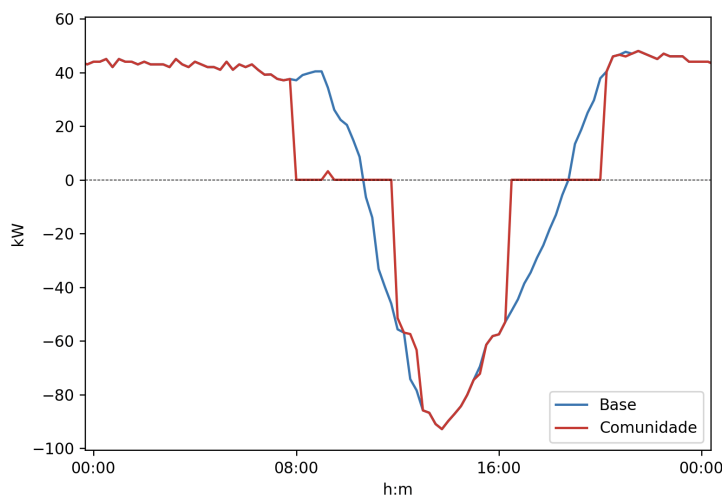


Figura 5.16: Procura líquida no edifício DEEC, julho

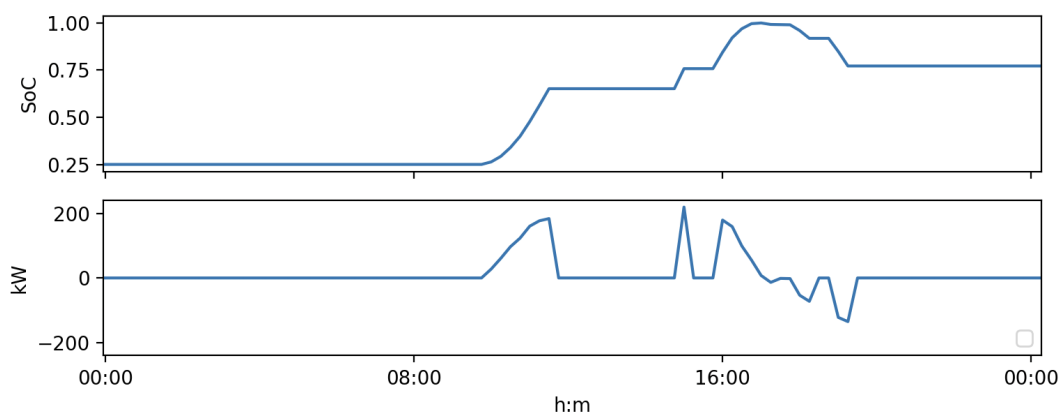


Figura 5.17: SoC e potência de carga/descarga da bateria, março

De forma a avaliar o comportamento detalhado da bateria neste cenário, pode-se observar a Fig. 5.17, onde está apresentado o SoC da bateria para o mês de março. É possível verificar que não existe um período de carregamento durante a noite, contrariamente ao que acontecia com as baterias individuais dos edifícios no primeiro cenário, carregando a bateria comunitária exclusivamente nos períodos onde há um excesso de

geração e descarregando nos períodos de deficit de geração. Este fator deve-se ao facto de se ter definido que a bateria da comunidade não faz trocas de energia com a rede, algo que acontecia com as baterias no primeiro cenário, de forma a forçar um maior aproveitamento dos excessos de geração dos edifícios.

Na Tabela 5.14 são apresentados os excessos e os deficits de procura líquida para cada edifício na comunidade, nos diferentes meses do ano. Comparativamente aos valores obtidos no primeiro cenário, pode-se verificar um ligeiro decréscimo na generalidade dos mesmos. Relativamente ao mês de janeiro, o excesso manteve-se com valores próximos de zero enquanto que o deficit reduziu 2.96% em relação ao cenário anterior. Em março, o excesso de geração reduziu apenas 0.12% e o deficit manteve-se praticamente idêntico aos valores do primeiro cenário. Já em julho, o excesso apresentou uma redução de 2.71% e a redução do deficit não foi significativa.

Tabela 5.14: Carga líquida nos 4 edifícios, na comunidade, para os diversos meses

Edifícios	Excesso			Deficit		
	janeiro (kWh)	março (kWh)	julho (kWh)	janeiro (kWh)	março (kWh)	julho (kWh)
DEEC	0	-1348.4	-1737.1	8026.2	4756.9	3690.9
DEM	0	-754.8	-1348.1	5285.5	4571.9	3400.1
DEQ	0	-672.8	-764.5	5124.2	3842.3	3154.9
DEC	0	-1757.0	-2493.9	5398.2	4194.8	3620.8
TOTAL	0	-4533.0	-6343.6	23834.1	17365.9	13866.7

Na Fig. 5.18 pode-se observar o fluxo de potências entre cada edifício (e bateria) e a comunidade para o mês de março. É possível verificar que, neste período de tempo, a bateria é responsável pela maior quantidade de importação de energia, sendo o edifício 4 (DEC), a par do edifício 1 (DEEC), aqueles que mais exportam essa mesma energia, contribuindo para a carga da bateria. Importante salientar que um fluxo de potência positivo entre um edifício e a comunidade equivale à exportação do edifício (ou bateria) para a comunidade, enquanto que um fluxo de potência negativo representa importação de energia por parte do edifício (ou bateria).

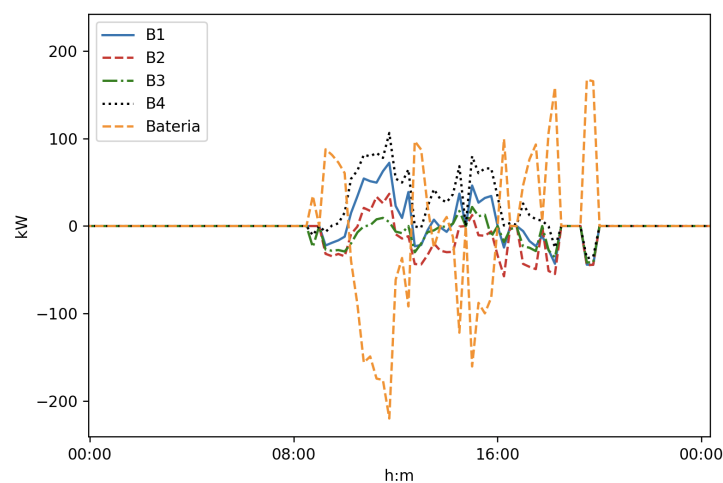


Figura 5.18: Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, março

Os custos obtidos nos casos simulados para este segundo cenário são apresentados nas Tabelas 5.15, 5.16 e 5.17, para os diversos meses analisados. Contrariamente ao cenário anteriormente analisado, não existem baterias em cada edifício, sendo estas responsáveis pelo impacto na potência contratada, uma vez que a troca de energia entre edifícios não permite a redução desta. Neste caso, como o armazenamento é generalizado, não tem impacto na potência requisitada por cada edifício. Assim, os resultados apresentados dizem somente respeito ao cenário comunitário.

Da Tabela 5.15 observa-se uma redução de 3.3% no custo total de eletricidade para o mês de março, comparativamente ao cenário base. No mês de janeiro, na Tabela 5.16, o custo total de eletricidade na comunidade apresenta uma redução de 1.2%. Por fim, para o mês de julho, na Tabela 5.17, verifica-se um decréscimo percentual de 5.6% no custo total de eletricidade, em relação ao cenário base.

Tabela 5.15: Custos dos edifícios na comunidade, março (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	553.6	537.8	44.1	14.2
DEM	580.4	566.8	45.2	16.4
DEQ	467.2	458.4	44.2	12.6
DEC	448.2	419.7	41.9	43.3
TOTAL	2049.4	1982.7	175.4	86.5

Tabela 5.16: Custos dos edifícios na comunidade, janeiro (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	1033.7	1023.4	43.8	24.1
DEM	664.5	659.7	45.3	14.2
DEQ	670.1	663.3	44.5	16.4
DEC	653.3	644.2	41.3	16.4
TOTAL	3021.6	2990.6	174.9	71.1

Tabela 5.17: Custos dos edifícios na comunidade, julho (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	418.9	396.9	44.1	10.9
DEM	422.1	407.9	45.3	12.2
DEQ	418.6	407.2	44.1	11.8
DEC	338.2	295.9	41.7	15.6
TOTAL	1597.8	1507.9	175.2	50.5

O impacto na redução da fatura de energia elétrica para os meses analisados, representado pela diminuição da função objetivo, é apresentado na Tabela 5.18, onde se encontram também os custos associados à degradação da bateria. Desta forma, em janeiro houve uma redução de 4.5% dos custos totais relativos ao cenário base. No mês de março, os custos

totais reduziram 7.6% relativamente ao cenário base. Para o mês de julho, atingiu-se uma redução de 13.4% nos custos totais de energia.

Tabela 5.18: Custo por edifício para o cenário comunitário, nos diversos meses (€)

Edifícios	janeiro		março		julho	
	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria
DEEC	1003.8	3.1	509.4	4.85	363.7	8.02
DEM	628.6	3.1	536.9	4.85	374.9	8.02
DEQ	635.2	3.1	426.6	4.85	374.9	8.02
DEC	619.3	3.1	420.9	4.85	269.8	8.02
TOTAL	2886.9	12.4	1893.8	19.4	1383.3	32.1

Relativamente à degradação da bateria, nota-se um aumento nos meses de março e julho relativamente a janeiro, com ênfase em julho, uma vez que são meses de maior geração, levando a uma maior utilização da mesma. Comparativamente ao primeiro cenário, onde cada edifício fica encarregue de acarretar os custos relativos à degradação da sua respetiva bateria individual, os valores do custo da degradação da bateria para o cenário com apenas uma bateria centralizada são significativamente inferiores, uma vez que este valor é repartido de igual forma pelos quatro edifícios.

De forma a avaliar a influência que a degradação da bateria tem no seu desempenho, tal como no primeiro cenário, foi simulado um caso que permite que a bateria atinja um valor máximo de DoD igual a 0.9, significando que o SoC mínimo da bateria é de 0.1 e o máximo permanece em 1. Na Fig. 5.19 é possível observar o comportamento detalhado da bateria com estas novas restrições.

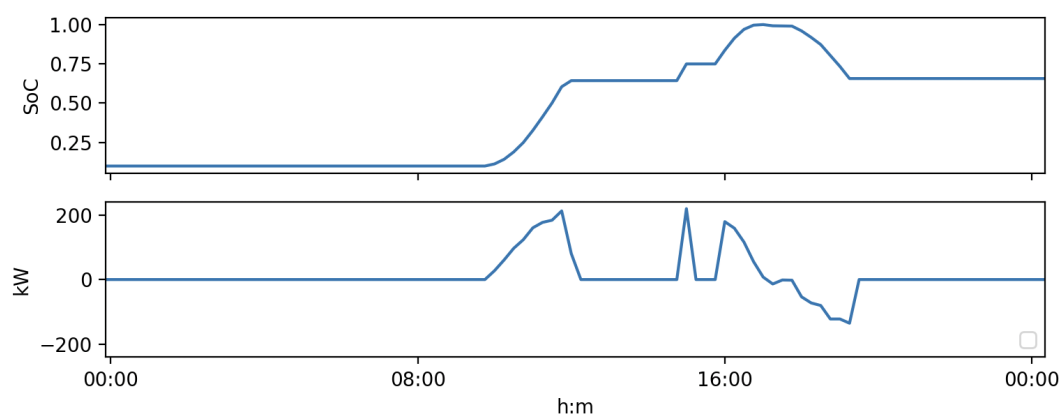


Figura 5.19: SoC e potência de carga/descarga da bateria com DoD max de 0.9, março

Na Tabela 5.19 são apresentados os custos alcançados com um DoD máximo igual a 0.9, para o mês de março. Através da comparação direta com os custos obtidos com um DoD máximo de 0.75, observa-se que é possível reduzir a fatura de energia elétrica em 7.9%, devido ao aumento da capacidade da bateria. Por outro lado, o custo associado à degradação da bateria aumentou em 18.5%, enquanto que o valor do custo da potência contratada não sofre qualquer alteração.

Tabela 5.19: Custos dos edifícios na comunidade com DoD max de 0.9, março (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	Degradação da Bateria	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	553.6	506.8	5.95	14.2
DEM	580.4	536.6	5.95	16.4
DEQ	467.2	425.7	5.95	12.6
DEC	448.2	418.5	5.95	43.3
TOTAL	2049.4	1887.6	23.8	86.5

Através destes resultados, concluiu-se que tal como ocorrido no primeiro cenário, ainda que com um aumento do DoD para 0.9 se atinjam poupanças mais elevadas na fatura de energia, a diferença entre estes é de apenas 0.3%, o que acaba por não compensar o aumento significativo do custo da degradação da bateria.

5.4 3º Cenário - Bateria Comunitária e Baterias Individuais

Para este cenário foi considerada uma comunidade com baterias individuais em cada edifício juntamente com uma bateria centralizada, mantendo fixo o número de oito VEs. Os parâmetros das baterias foram selecionados de forma a ser possível obter um cenário comparável com ambos os cenários analisados anteriormente. Assim, a capacidade de cada bateria foi reduzida para metade, ficando as baterias individuais com uma capacidade máxima de 55 kWh e a bateria centralizada com 220 kWh. A potência de carga/descarga sofreu as mesmas alterações, assumindo valores de 27.5 kW para as baterias individuais e 110 kW para a bateria centralizada. O valor mínimo do SoC manteve-se nos 0.25 em ambos os tipos de bateria.

Os resultados obtidos relativos à procura líquida para o edifício 1 (DEEC) encontram-se representados nas Figuras 5.20, 5.21 e 5.22, para os respetivos meses analisados. Os gráficos relativos aos diferentes edifícios nos respetivos meses encontram-se apresentados no Anexo C.

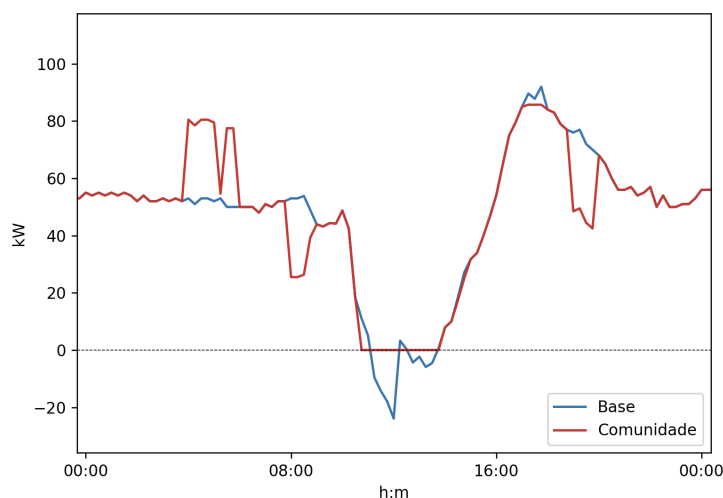


Figura 5.20: Procura líquida no edifício DEEC, janeiro

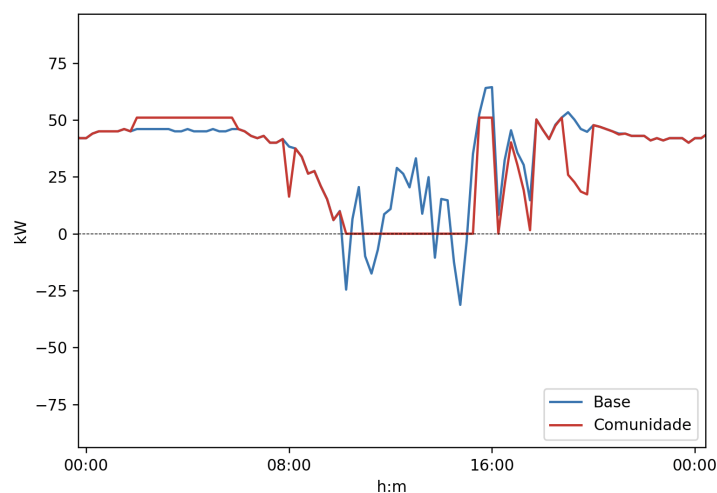


Figura 5.21: Procura líquida no edifício DEEC, março

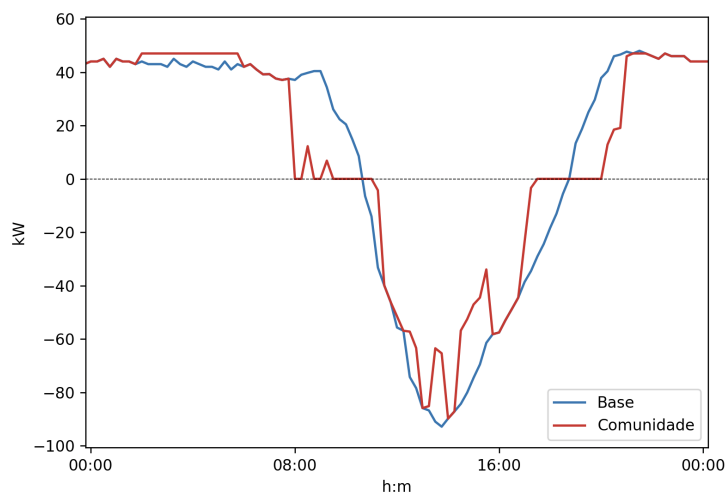


Figura 5.22: Procura líquida no edifício DEEC, julho

Pode-se observar que, tal como acontece no primeiro cenário, há um aumento da procura durante a noite que se deve ao período de carregamento das baterias individuais dos edifícios, que tiram proveito da redução das tarifas para a importação de energia da rede nessas horas. Também como já se tinha verificado no segundo cenário, há um aproveitamento total do excesso de geração pela comunidade na grande maioria dos edifícios, para os meses de janeiro e março, com exceção de julho devido ao aumento significativo do excesso de geração para este mês.

O comportamento detalhado tanto das baterias individuais como da bateria centralizada pode ser avaliado através das Figuras 5.23 e 5.24, onde está apresentado o SoC de ambas as baterias para o mês de março. Tal como referido anteriormente, as baterias individuais dos edifícios fazem trocas de energia com a rede, o que justifica os períodos de carregamento durante a noite visíveis na Fig. 5.23. Nos dias em que se prevê um excesso de geração elevado, as baterias não carregam na totalidade durante a noite, uma vez que podem carregar posteriormente com o excesso do respetivo edifício, alcançando poupanças. Por outro lado, a bateria centralizada realiza apenas trocas de energia com os edifícios presentes na comunidade e não realiza qualquer troca de energia com a rede, carregando exclusivamente nos períodos de excesso de geração conforme indicado na Fig. 5.24.

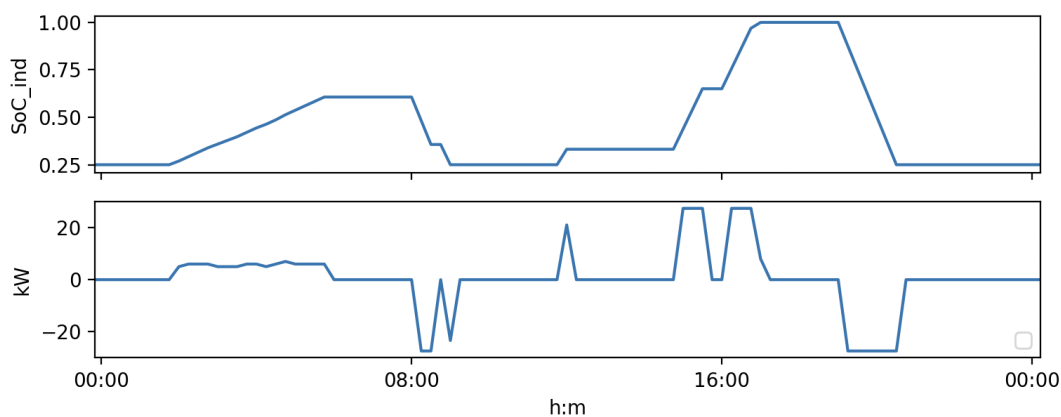


Figura 5.23: SoC e potência de carga/descarga da bateria no edifício DEEC, março

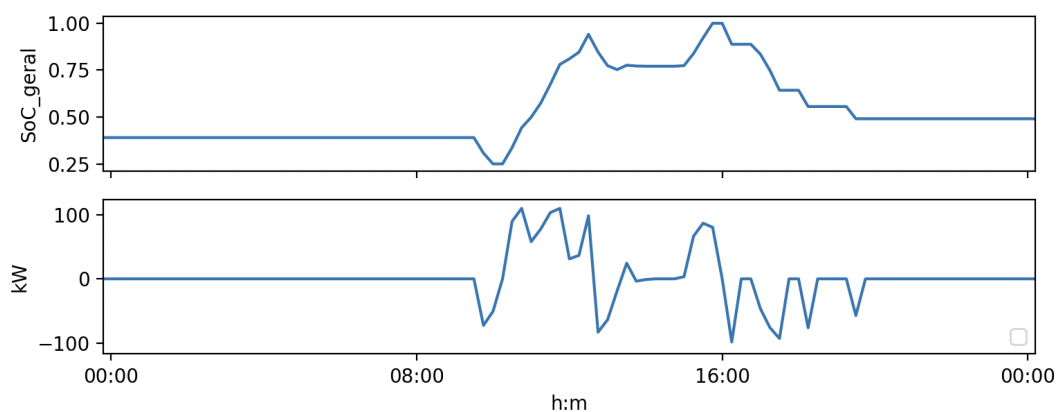


Figura 5.24: SoC e potência de carga/descarga da bateria, março

O excesso e o deficit de procura líquida para cada edifício na comunidade, nos meses de janeiro, março e julho, encontra-se apresentado na Tabela 5.20. Comparando estes valores com os obtidos no primeiro cenário, verifica-se que para janeiro o excesso manteve-se com valores próximos de zero enquanto que o deficit teve uma redução de 1.4%, no mês de março o excesso teve um decréscimo percentual insignificante e o deficit diminuiu 0.5%, por fim para o mês de julho houve uma redução de 0.1% do excesso e 0.2% do deficit.

Tabela 5.20: Carga líquida nos 4 edifícios, na comunidade, para os diversos meses

Edifícios	Excesso			Deficit		
	janeiro (kWh)	março (kWh)	julho (kWh)	janeiro (kWh)	março (kWh)	julho (kWh)
DEEC	0	-1293.6	-1820.6	8264.1	4719.1	3659.9
DEM	0	-908.5	-1269.5	5354.2	4701.4	3492.1
DEQ	0	-575.1	-841.0	5249.3	3826.4	3228.9
DEC	0	-1760.4	-2585.8	5346.1	4144.1	3623.5
TOTAL	0	-4537.6	-6516.9	24213.7	17391.0	14004.4

Na Fig. 5.25 é possível observar o fluxo de potências entre cada edifício (e bateria) e a comunidade para o mês de março. Para este período de tempo, verifica-se que os edifícios responsáveis pela maior quantidade de energia exportada para a comunidade são o edifício

4 (DEC) e o edifício 1 (DEEC), enquanto que a bateria generalizada, a par do edifício 2 (DEM), são quem mas importa essa mesma energia.

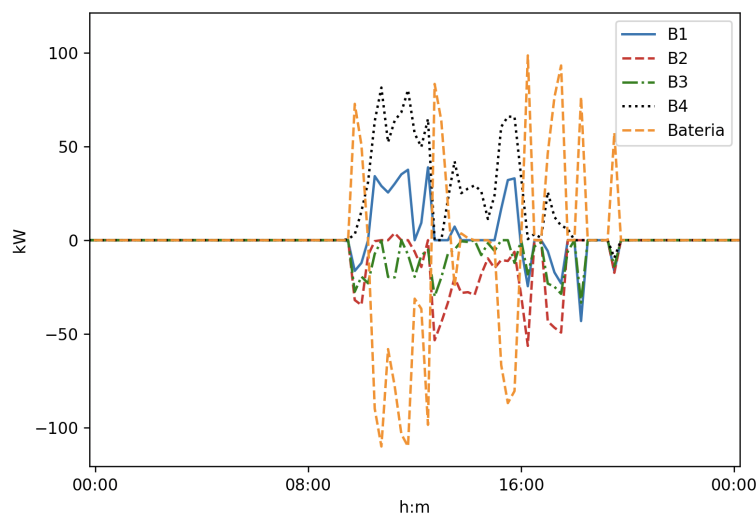


Figura 5.25: Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, março

Nas Tabelas 5.21, 5.22 e 5.23 são apresentados os custos obtidos nos casos simulados para este terceiro cenário, para os diversos meses analisados. No mês de março, representado pela Tabela 5.21, o custo total de eletricidade sofre uma diminuição de 7.2%, relativamente ao cenário base. Para janeiro, conforme demonstra a Tabela 5.22, há uma redução de 2.7% no custo total de eletricidade. Em julho, referente há Tabela 5.23, o decréscimo percentual do custo total de eletricidade é de 11.5%, comparativamente ao cenário base.

Tabela 5.21: Custos dos edifícios na comunidade, março (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	553.6	520.9	44.2	11.6
DEM	580.4	549.7	45.3	12.8
DEQ	467.2	436.8	44.6	10.8
DEC	448.2	394.6	42.1	37.1
TOTAL	2049.4	1902.0	176.2	72.3

Tabela 5.22: Custos dos edifícios na comunidade, janeiro (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	1033.7	1017.3	44.2	19.4
DEM	664.5	645.2	45.4	11.9
DEQ	670.1	655.0	44.6	12.7
DEC	653.3	622.2	42.1	13.1
TOTAL	3021.6	2939.7	176.3	57.1

Tabela 5.23: Custos dos edifícios na comunidade, julho (€)

Edifícios	Base	Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$PC^b \cdot C_{PC}$
DEEC	418.9	375.1	44.1	10.7
DEM	422.1	381.9	45.5	11.6
DEQ	418.6	382.3	44.6	9.8
DEC	338.2	274.9	42.1	10.8
TOTAL	1597.8	1414.2	176.3	42.9

Na Tabela 5.24 demonstra-se o impacto na redução da fatura de energia elétrica para os meses de janeiro, março e julho, representado pela diminuição da função objetivo, assim como os custos associados à degradação das baterias. Relativamente à fatura de energia elétrica, para o mês de janeiro tem-se uma diminuição de 6.7%, no mês de março a redução percentual é de 12.3%, e em julho a fatura de energia elétrica desce 19.8%, comparativamente ao cenário base.

Tabela 5.24: Custo por edifício para o cenário comunitário, nos diversos meses (€)

Edifícios	janeiro		março		julho	
	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria	Função Obj.	Degradação da Bateria
DEEC	992.5	6.3	488.3	7.4	341.6	9.9
DEM	611.7	6.8	517.2	9.1	348.1	11.0
DEQ	623.1	6.1	402.9	9.0	347.4	10.0
DEC	593.2	7.6	389.6	10.1	243.6	9.8
TOTAL	2820.5	26.8	1798.0	35.6	1280.7	40.7

O custo associado à degradação da bateria para cada edifício é calculado através da soma do custo da degradação da bateria individual do respetivo edifício em conjunto com o custo da degradação da bateria centralizada, que é repartido de forma similar pelos quatro edifícios da comunidade. Desta forma, verifica-se o aumento esperado do valor deste custo do mês de janeiro para o mês de março, e do mês de março para o mês de julho, consoante a maior utilização das baterias. Comparando estes valores com os obtidos no primeiro e segundo cenário, pode-se concluir que há uma redução destes custos em relação ao primeiro cenário, e um aumento dos mesmos relativamente ao segundo cenário.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusões

Esta dissertação teve como principal objetivo o desenvolvimento e implementação de um algoritmo que permita uma otimização agregada em comunidades de energia. O objetivo passa por aumentar o ajuste temporal entre o consumo e a geração renovável local, recorrendo ao uso dos recursos de flexibilidade disponíveis, nomeadamente as baterias e os veículos elétricos, permitindo a redução dos custos de eletricidade e de potência contratada dos edifícios. Para tal, foram analisados três cenários distintos de armazenamento de energia numa comunidade, juntamente com os sistemas B2V/V2B aplicados ao carregamento dos VEs.

No primeiro cenário foi avaliado o armazenamento descentralizado, onde cada edifício possui a sua própria bateria individual, de 110 kWh com uma potência de carga/descarga de 55 kW, e o comportamento destas é comparado com uma gestão individual e uma gestão em comunidade. No segundo cenário avalia-se o comportamento centralizado, onde existe apenas uma bateria na comunidade, com uma capacidade de 440 kWh e uma potência de carga/descarga de 220 kW, a nível centralizado, sendo feita apenas gestão comunitária onde os edifícios que pertencem à comunidade fazem uso partilhado da bateria. No terceiro cenário são avaliados os dois tipos de armazenamento, com baterias individuais em cada edifício, de 55 kWh com uma potência de carga/descarga de 27.5 kW, juntamente com uma bateria centralizada ao nível da comunidade, com uma capacidade de 220 kWh e uma potência de carga/descarga de 110 kW. O número de VEs manteve-se fixo nos oito para todos os cenários analisados.

Foi utilizado um caso base como referência, onde nenhum edifício possui sistema de armazenamento nem VEs e no qual os edifícios não pertencem a uma comunidade, fazendo trocas de energia apenas com a rede. Estas comparações foram analisadas através da implementação de um algoritmo em *Python* que permite simular os diferentes cenários, através de uma estratégia de minimização de custos, tendo como entrada dados da capacidade e potência das baterias, o estado de carga inicial e o tempo de vida das mesmas, perfis de carregamento dos VEs e as suas tarifas de carga e descarga, os dados de geração e consumo de cada edifício (DEEC, DEM, DEQ e DEC) para uma semana dos meses de janeiro, março e julho, e as tarifas de compra e venda de energia tanto da rede como da comunidade.

Na análise do primeiro cenário, foi feita a comparação do caso individual e comunitário com o caso base, registando-se uma redução do excesso e do deficit de procura líquida para os diferentes edifícios, nos meses analisados. No caso individual para o mês de janeiro

houve uma redução de 73.2% no excesso e de 0.2% no deficit, em março o excesso foi reduzido em 27.9% e o deficit em 6.1%, e no mês de julho a redução foi de 29.1% para o excesso e de 12.7% para o deficit. No caso comunitário para o mês de janeiro os valores do excesso aproximaram-se de zero e o deficit foi reduzido em 1.3%, em março houve uma redução de 33.4% do excesso e de 7.9% do deficit, e no mês de julho a redução foi de 32.4% para o excesso e de 14.5% para o deficit. Relativamente ao custo total de eletricidade, em janeiro alcançou-se uma redução de 3.2% no caso individual e de 3.5% no caso comunitário, em março a redução foi de 8.5% no caso individual e de 9.1% no comunitário, e para o mês de julho verificou-se uma redução de 13.8% no caso individual e de 14.6% no caso comunitário. Quanto à fatura de energia elétrica (soma do custo total de eletricidade com a potência contratada e o seu custo associado), os custos totais para o mês de janeiro foram reduzidos em 3.9% no caso individual e 4.3% na comunidade, em março houve uma redução de 8.9% no caso individual e de 9.5% no caso comunitário, e para julho os custos totais reduziram 15.7% no caso individual e 16.5% na comunidade. Ainda dentro da análise do primeiro cenário, foi permitido que as baterias atingissem um SoC mínimo igual a 0.1, impactando a vida útil destas devido à degradação provocada pela DoD, podendo-se concluir que o aumento das poupanças no custo de energia resultantes desta diminuição do SoC não compensavam o aumento do custo associado à degradação das baterias, que foi de 12.3% para o caso individual e de 13.9% para a comunidade.

De seguida, na análise do segundo cenário foi feita a comparação do caso base com o caso comunitário, mantendo-se o registo de redução do excesso e do deficit de procura líquida para os diferentes edifícios, nos meses analisados. Na comunidade para o mês de janeiro os valores do excesso mantiveram-se próximos de zero e o deficit foi reduzido em 4.2%, no mês de março houve uma redução de 33.5% do excesso e de 8.5% do deficit, e em julho a redução foi de 34.2% do excesso e de 15.4% do deficit. O custo total de eletricidade, no caso comunitário, teve uma redução de 1.2% em janeiro, 3.3% em março e 5.6% em julho. A fatura de energia elétrica na comunidade sofreu uma redução de 1.5% em janeiro, 3.1% em março e 7.4% em julho. Tal como no primeiro cenário, foi novamente permitido que a bateria atingisse um valor de SoC mínimo de 0.1 de forma a simular o efeito da DoD na degradação desta, sendo que os 0.3% do aumento nas poupanças de energia face a esta redução do SoC voltaram a não compensar o aumento de 18.5% do custo da degradação da bateria na comunidade.

Para a análise do terceiro cenário, foi feita novamente a comparação do caso comunitário com o caso base, onde permaneceu o registo de redução do excesso e do deficit de procura líquida para os diferentes edifícios, nos meses analisados. No caso comunitário para o mês de janeiro os valores do excesso permaneceram próximos de zero e o deficit foi reduzido em 2.6%, em março verificou-se uma redução de 33.4% do excesso e de 8.4% do deficit, e em julho a redução foi de 32.4% do excesso e de 14.6% do deficit. Quanto ao custo total de eletricidade no caso comunitário, obteve-se uma redução de 2.7% no mês de janeiro, 7.2% em março e 11.5% em julho. Na fatura de energia elétrica para a comunidade, houve uma redução de 3.6% para janeiro, 7.5% em março e 13.5% no mês de julho.

Através da comparação dos três cenários, verifica-se que o primeiro é aquele que apresenta valores mais elevados de excesso e deficit de procura líquida, sendo o segundo cenário aquele que apresenta os valores mais reduzidos, tirando proveito da utilização mais intensiva da bateria centralizada que leva a um aumento do impacto da importação e da exportação. Por outro lado, atingem-se poupanças maiores na fatura de energia elétrica no primeiro cenário, contrariamente ao segundo que apresenta a menor redução dos custos da fatura de energia elétrica, uma vez que as baterias individuais fazem trocas com a

rede beneficiando da possibilidade de importar energia nos momentos em que os preços das tarifas são menores. O terceiro cenário ocupa uma posição intermédia, visto que possui os dois tipos de armazenamento, baterias individuais e uma bateria centralizada.

Em conclusão, a integração de sistemas de armazenamento tanto a nível descentralizado como a nível centralizado, a par da integração de veículos elétricos, juntamente com uma gestão individual e comunitária, possibilitam vantagens técnicas e económicas aos edifícios, assim como a maximização do auto-consumo da produção renovável local. Contudo, comparando os dois sistemas de gestão de energia, verifica-se que o sistema de gestão comunitária torna-se uma solução mais vantajosa. Dentro das opções de gestão comunitária, as comunidades de energia com um sistema de armazenamento descentralizado alcançam poupanças superiores na fatura de energia elétrica, mas as baterias utilizadas sofrem uma diminuição do seu tempo de vida útil. Por outro lado, as comunidades com um sistema de armazenamento centralizado beneficiam da redução da carga líquida. Assim, a gestão eficiente dos recursos de flexibilidade torna-se crucial para maximizar os benefícios técnicos e económicos em comunidades de energia. Através do algoritmo de otimização implementado, foi possível demonstrar como a utilização estratégica de baterias e VEs pode equilibrar a oferta e a procura de energia de forma eficaz. Esta dissertação sublinha ainda a importância de dar continuidade ao desenvolvimento e aprimoramento destas tecnologias, por forma a assegurar um futuro mais sustentável e eficiente na gestão energética comunitária.

6.2 Trabalho Futuro

Para possíveis trabalhos futuros pretende-se dar continuidade ao conceito de *community energy storage*, alargando os cenários nomeadamente para um maior número de edifícios integrantes da comunidade com diferentes funções, como edifícios residenciais ou de serviços, permitindo assim um estudo mais diversificado e realista. Os edifícios devem ter níveis de geração fotovoltaica diferentes, baterias com capacidades distintas e serem considerados vários perfis de carregamento de VEs assumindo potências e velocidades de carregamento diferentes.

Além disso, outra proposta interessante passa pela gestão de energia em tempo real através da implementação de sistemas de *Demand Response*, que ajustem o uso de baterias e VEs com base nas condições da rede, preços de energia e previsões de geração solar fotovoltaica em tempo real de forma a ser possível otimizar ainda mais o desempenho da comunidade e minimizar a capacidade de armazenamento necessária. Podem ser ainda utilizadas tecnologias de *Internet of Things* que permitam a recolha de dados em tempo real de consumo e geração de energia, aumentando a precisão das decisões de otimização e resposta da comunidade.

Os modelos de participação ativa dos consumidores são outra área relevante para trabalhos futuros. Através de sistemas de previsão da geração e do consumo na comunidade, recorrendo a métodos de *machine learning*, seria possível fazer uma gestão dos recursos de flexibilidade em função dessas previsões, permitindo a consoante previsão das tarifas. Na prática, os resultados obtidos anteriormente assumem a utilização de uma previsão perfeita desses dados. Consequentemente, podem-se testar diferentes tarifas na comunidade de forma a promover diferentes incentivos aos consumidores.

Bibliografia

- [1] Roberts Lazdins, Anna Mutule, and Diana Zalostiba. Pv energy communities—challenges and barriers from a consumer perspective: A literature review. *Energies*, 14(16), 2021.
- [2] Nils Collath, Benedikt Tepe, Stefan Englberger, Andreas Jossen, and Holger Hesse. Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review. *Journal of Energy Storage*, 55:105634, 2022.
- [3] D. Satoya, D. Yamashita, and R. Yokoyama. Community energy management with electric vehicles for effective use of solar energy. In *2014 4th International Conference on Artificial Intelligence with Applications in Engineering and Technology*, pages 241–246, 2014.
- [4] Pedro Moura, Greta K.W. Yu, and Javad Mohammadi. Multi-objective decision-making for transactive interactions in vehicle-to-building systems. In *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pages 1–5, 2021.
- [5] Janguang Lin, Juwei Sun, Yanhao Feng, Menglian Zheng, and Zitao Yu. Aggregate demand response strategies for smart communities with battery-charging/switching electric vehicles. *Journal of Energy Storage*, 58:106413, 2023.
- [6] Ibrahim Abada, Andreas Ehrenmann, and Xavier Lambin. On the viability of energy communities. *The Energy Journal*, 41(1), Jan 2020.
- [7] REScoop MECISE. *Mobilising European Citizens to Invest in Sustainable Energy, Clean Energy for All Europeans, Final Results Oriented Report of the RESCOOP MECISE Horizon 2020 Project*. 2019.
- [8] Directorate-General for Energy European Commission. Commission staff working document impact assessment accompanying the document proposal for a directive of the european parliament and of the council on the promotion of the use of energy from renewable sources, Nov 2016.
- [9] Direção-Geral de Energia e Geologia. O que é uma comunidade de energia?, comunidades de energia.
- [10] Ana Rita Antunes, Isabel Azevedo, Andreia Carreiro, Lurdes Ferreira, José Villar, João Mello, João Peças Lopes, José Basílio Simões, Luísa Matos, Cristina Sousa Rocha, Paula Cayolla Trindade, Sofia Simões, Francisco Ferreira, and Rui Pimenta. *Comunidades de energia renovável*. UMinho Editora, Braga 2023, Jan 2023.
- [11] Aura Caramizaru and Andreas Uihlein. Energy communities: an overview of energy and social innovation. *Publications Office of the European Union*, 2020.

- [12] Cleanwatts. Energia comunitária. <https://cleanwatts.energy/pt-pt/comunidades-de-energia/>.
- [13] Água & Ambiente. Projeto “100 aldeias” já ultrapassou o objetivo e conta com mais de 140 comunidades de energia - notícias - ambiente online, Oct 2022.
- [14] Bernadette Fina, Hans Auer, and Werner Friedl. Cost-optimal economic potential of shared rooftop pv in energy communities: Evidence from austria. *Renewable Energy*, 152:217–228, 2020.
- [15] IEA. Renewable power generation by technology in the net zero scenario, 2010-2030 – charts – data statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-power-generation-by-technology-in-the-net-zero-scenario-2010-2030>, Oct 2022.
- [16] IEA. Renewables - fuels technologies - iea. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>, 2019.
- [17] Eoghan McKenna, Ellen Webborn, Philip Leicester, and Simon Elam. Analysis of international residential solar pv self-consumption, Jun 2019.
- [18] Rasmus Luthander, Joakim Widén, Daniel Nilsson, and Jenny Palm. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142:80–94, 2015.
- [19] Cristina Herce Villar, Diana Neves, and Carlos A. Silva. Solar pv self-consumption: An analysis of influencing indicators in the portuguese context. *Energy Strategy Reviews*, 18:224–234, 2017.
- [20] Fernando M. Camilo, Rui Castro, M.E. Almeida, and V. Fernão Pires. Economic assessment of residential pv systems with self-consumption and storage in portugal. *Solar Energy*, 150:353–362, 2017.
- [21] OMIE. Preço horário do mercado diário. <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>, Jun 2023.
- [22] Francisco Belmar, Patrícia Baptista, and Diana Neves. Modelling renewable energy communities: assessing the impact of different configurations, technologies and types of participants. *Energy, Sustainability and Society volume*, 13(18 (2023)), Jun 2023.
- [23] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli. Energy storage: Applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 120:59–80, 2014.
- [24] Behnam Zakeri and Sanna Syri. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:569–596, 2015.
- [25] Andy Colthorpe. Lithium battery pack prices go up for first time since bloombergnef began annual survey, Dec 2022.
- [26] Siyuan Dong, Enrique Kremers, Maria Brucoli, Rachael Rothman, and Solomon Brown. Improving the feasibility of household and community energy storage: A techno-enviro-economic study for the uk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131:110009, 2020.

- [27] Raviteja Badigenchala, Dipanshu Naware, and Arghya Mitra. Modelling of lithium-ion battery ageing for a local energy community. In *2021 International Conference on Intelligent Technologies (CONIT)*, pages 1–6, 2021.
- [28] Hyun Jin Julie Yu. A prospective economic assessment of residential pv self-consumption with batteries and its systemic effects: The french case in 2030. *Energy Policy*, 113:673–687, 2018.
- [29] EDP. Bateria solar edp. <https://www.edp.pt/particulares/servicos/energia-solar/baterias/>.
- [30] Sunenergy. Bateria solar — kits de autoconsumo com armazenamento. <https://www.sunenergy.pt/particulares/autoconsumo/baterias/>.
- [31] Victoria Martín. Soluções de armazenamento residencial — orduña. <https://www.suministrosorduna.com/pt-pt/solucoes-de-armazenamento-residencial/>, Feb 2022.
- [32] Iberdrola. Baterias solares - iberdrola. <https://www.iberdrola.pt/casa/energia-solar/baterias>.
- [33] Binod Prasad Koirala, Ellen van Oost, and Henny van der Windt. Community energy storage: A responsible innovation towards a sustainable energy system? *Applied Energy*, 231:570–585, 2018.
- [34] Erin Takata. Analysis of solar community energy storage for supporting hawaii’s 100% renewable energy goals. 544, 2017.
- [35] David Parra, Stuart A. Norman, Gavin S. Walker, and Mark Gillott. Optimum community energy storage system for demand load shifting. *Applied Energy*, 174:130–143, 2016.
- [36] Yu Yang, Guoqiang Hu, and Costas J. Spanos. Optimal sharing and fair cost allocation of community energy storage. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(5):4185–4194, 2021.
- [37] Gokula Manikandan Senthil Kumar and Sunliang Cao. State-of-the-art review of positive energy building and community systems. *Energies*, 14(16), 2021.
- [38] Hasbiyalloh, Koko Friansa, Rishal Asri, Eka Nurfani, Monna Rozana, and FX Nugroho Soelami. Design and application of pv rooftop for grid feed in residential house south lampung. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 830(1):012078, sep 2021.
- [39] Yuekuan Zhou, Sunliang Cao, Jan L.M. Hensen, and Peter D. Lund. Energy integration and interaction between buildings and vehicles: A state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114:109337, 2019.
- [40] Yingzhen Hou, Neng Zhu, Shenyang Ni, and Zhiyuan Zhang. Building-to-vehicle and vehicle-to-building concepts toward net zero energy building: A small solar house case study in china. In *E3S Web of Conferences*, volume 356, page 01004. EDP Sciences, 2022.

-
- [41] Pedro Moura, Greta K.W. Yu, and Javad Mohammadi. Management of electric vehicles as flexibility resource for optimized integration of renewable energy with large buildings. In *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pages 474–478, 2020.
- [42] Pedro Moura, Uday Sriram, and Javad Mohammadi. Sharing mobile and stationary energy storage resources in transactive energy communities. In *2021 IEEE Madrid PowerTech*, pages 1–6, 2021.
- [43] Gonçalo Gonçalves. *Armazenamento de Energia em Comunidades de Energia Renovável*. Msc thesis, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Oct 2021.
- [44] Luciano Jai. *Veículos Elétricos como Soluções de Flexibilidade em Comunidades de Energia Renovável*. Msc thesis, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Oct 2021.
- [45] Cristina Pinto. Fctuc - polo ii – um percurso para a sustentabilidade. <https://www.uc.pt/fctuc/noticias/fctuc-polo-ii-um-percurso-para-a-sustentabilidade/>, Oct 2019.
- [46] JetBrains. Pycharm. <https://www.jetbrains.com/pycharm/>.
- [47] Gurobi Optimization. The leader in decision intelligence technology. <https://www.gurobi.com>.

Apêndice A

Resultados relativos ao 1º Cenário

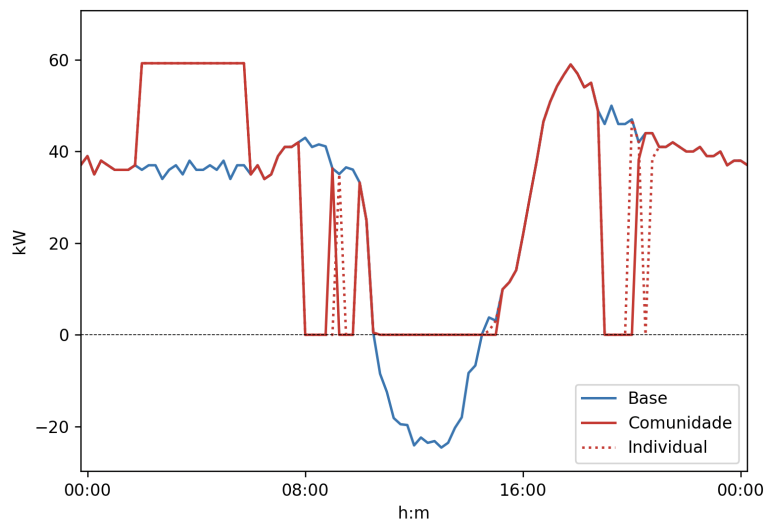


Figura A.1: Procura líquida para o edifício 2, janeiro

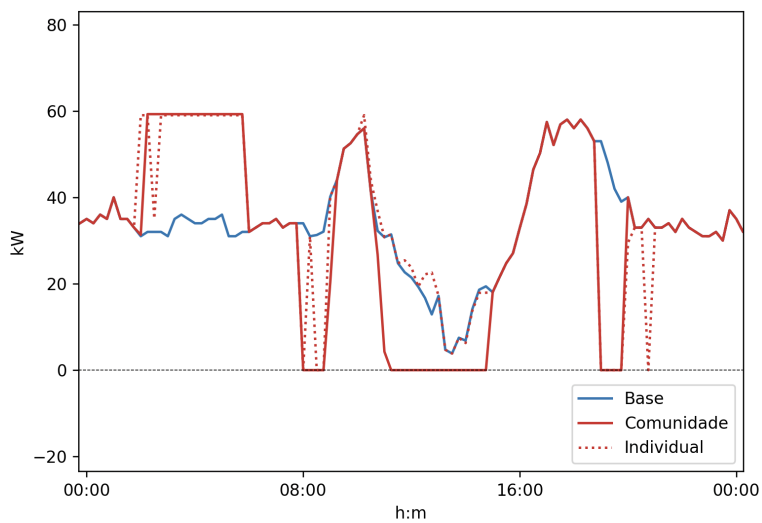


Figura A.2: Procura líquida para o edifício 3, janeiro

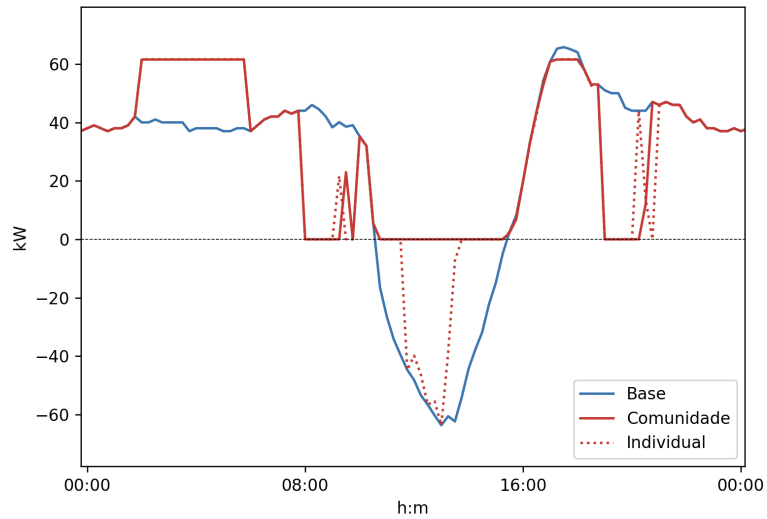


Figura A.3: Procura líquida para o edifício 4, janeiro

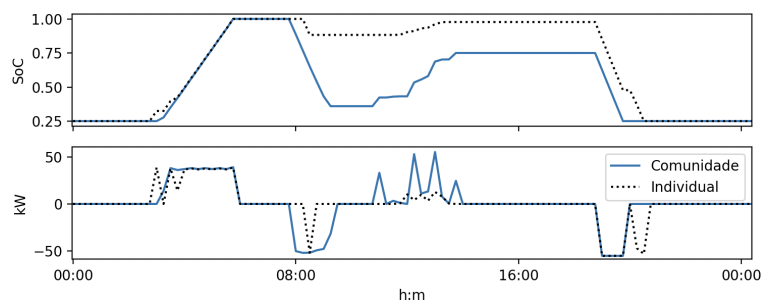


Figura A.4: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, janeiro

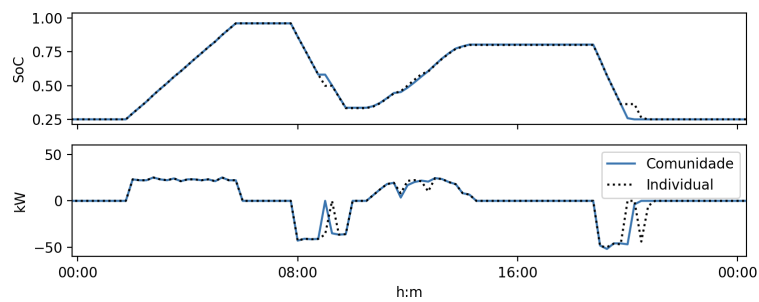


Figura A.5: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, janeiro

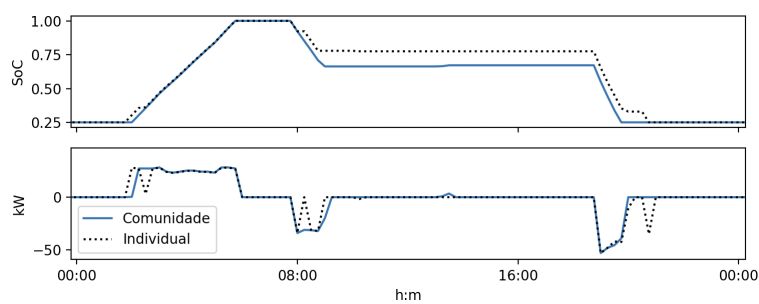


Figura A.6: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, janeiro

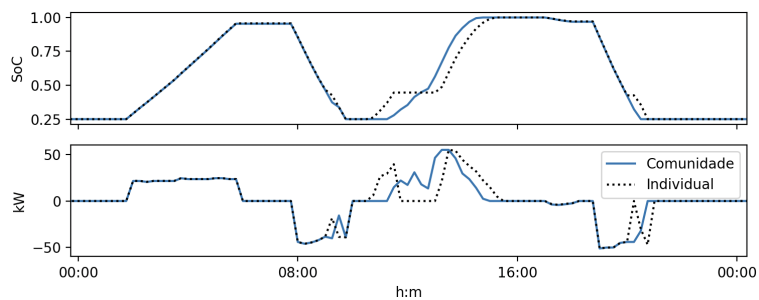


Figura A.7: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, janeiro

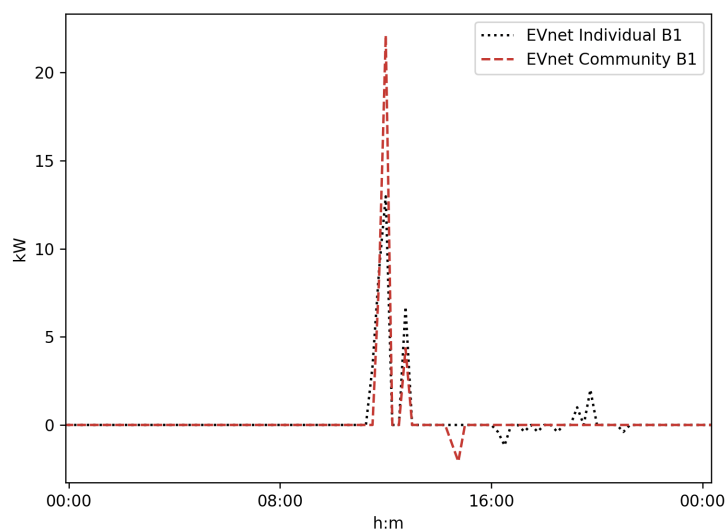


Figura A.8: Fluxo de energia para os VEs no edifício 1, janeiro

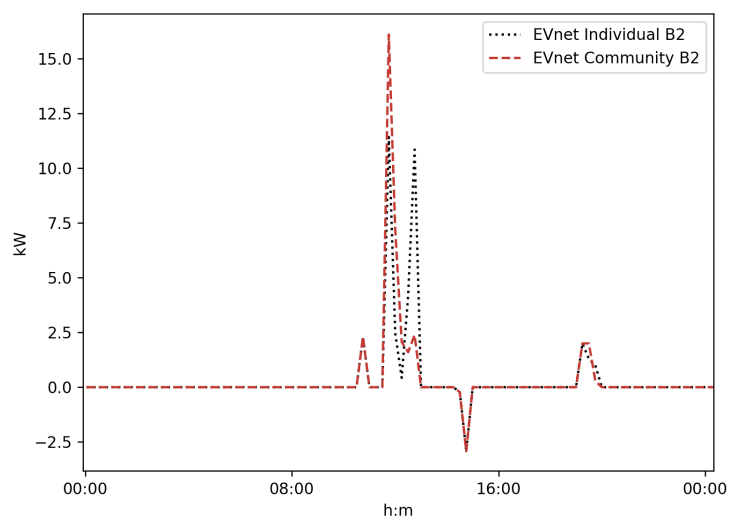


Figura A.9: Fluxo de energia para os VEs no edifício 2, janeiro

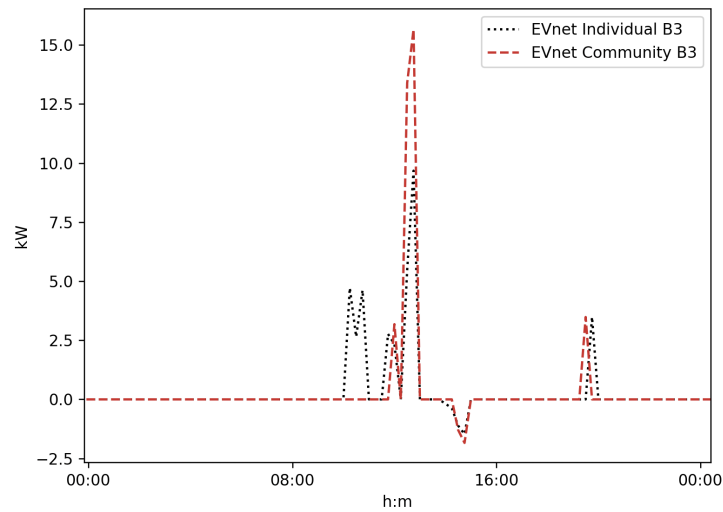


Figura A.10: Fluxo de energia para os VEs no edifício 3, janeiro

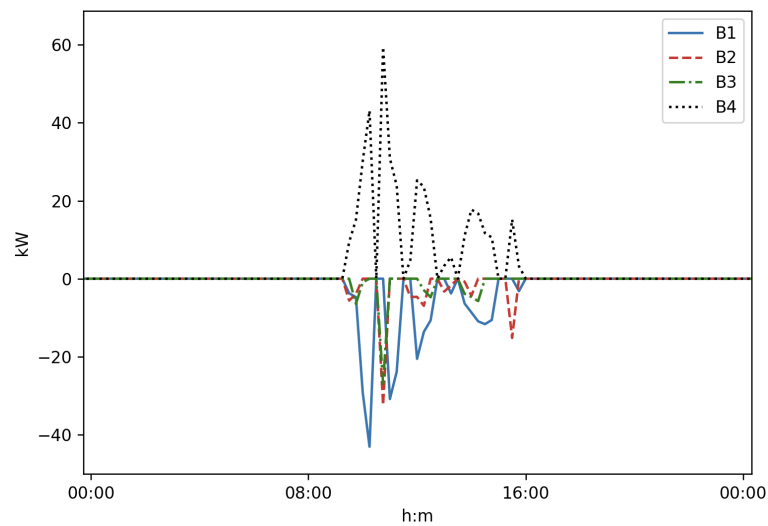


Figura A.11: Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade, janeiro

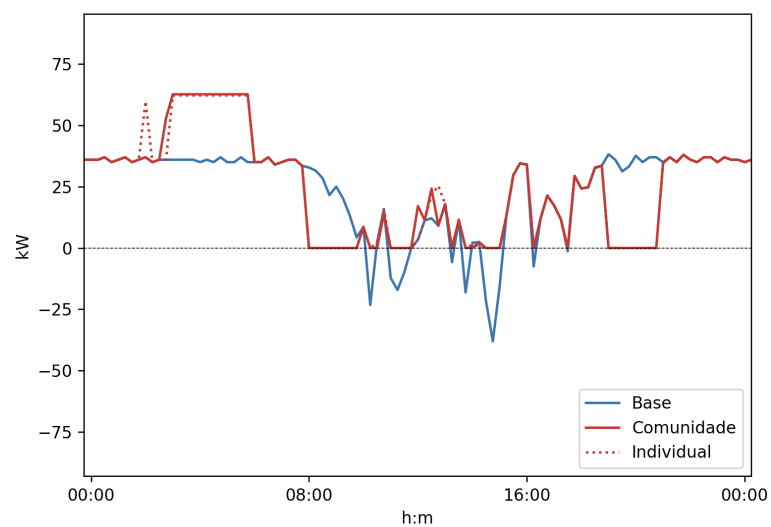


Figura A.12: Procura líquida para o edifício 2, março

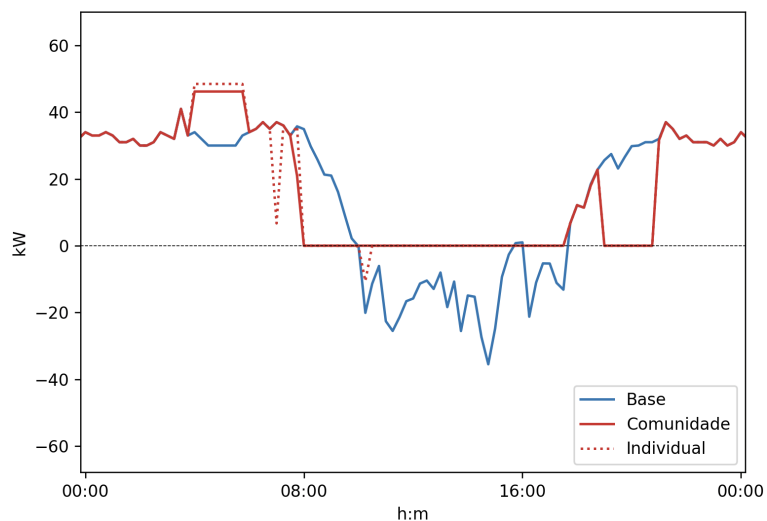


Figura A.13: Procura líquida para o edifício 3, março

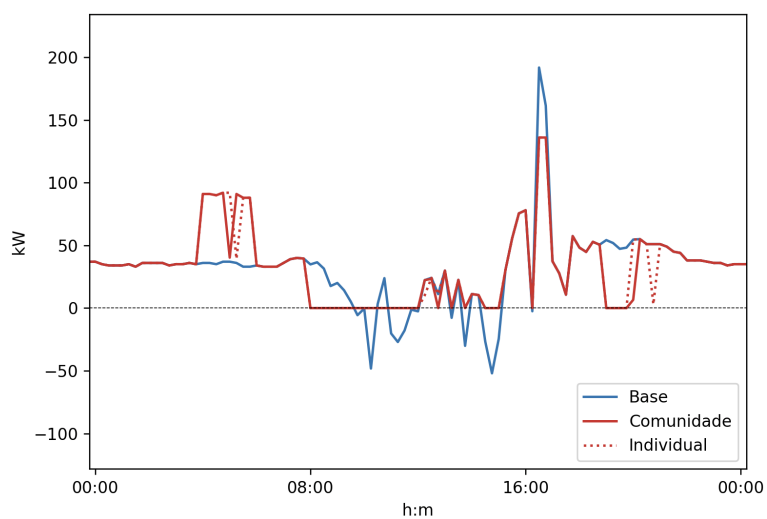


Figura A.14: Procura líquida para o edifício 4, março

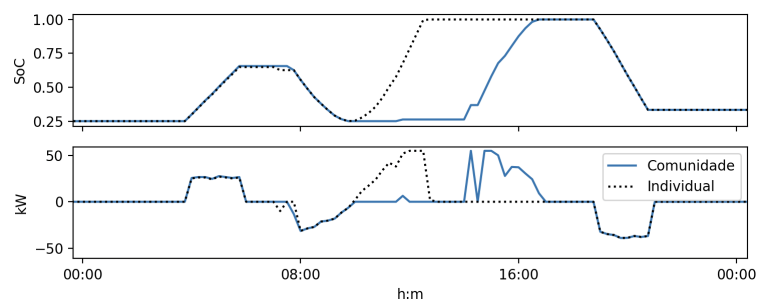


Figura A.15: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, março

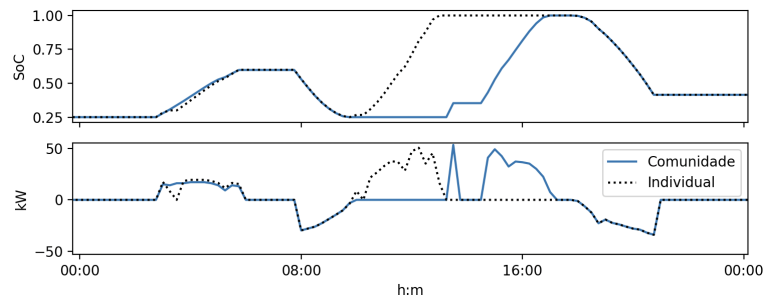


Figura A.16: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, março

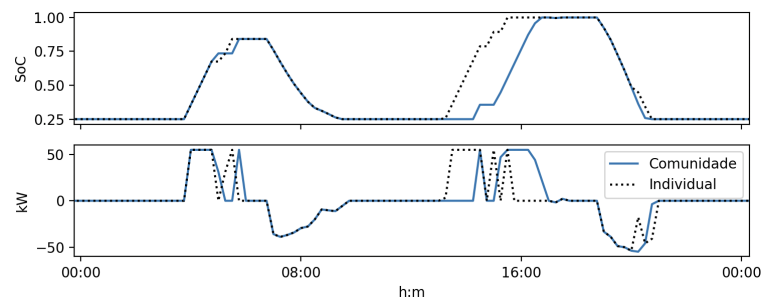


Figura A.17: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, março

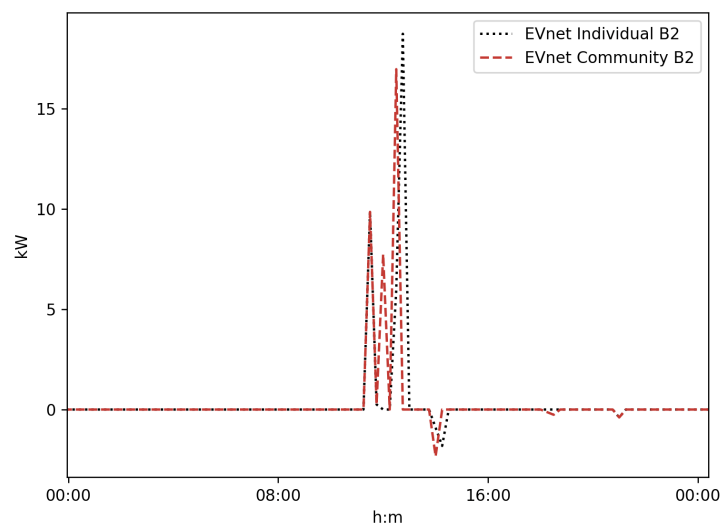


Figura A.18: Fluxo de energia para os VEs no edifício 2, março

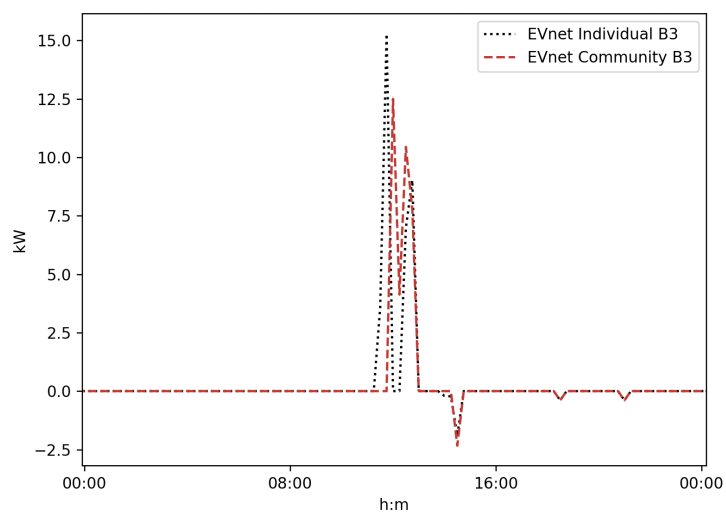


Figura A.19: Fluxo de energia para os VEs no edifício 3, março

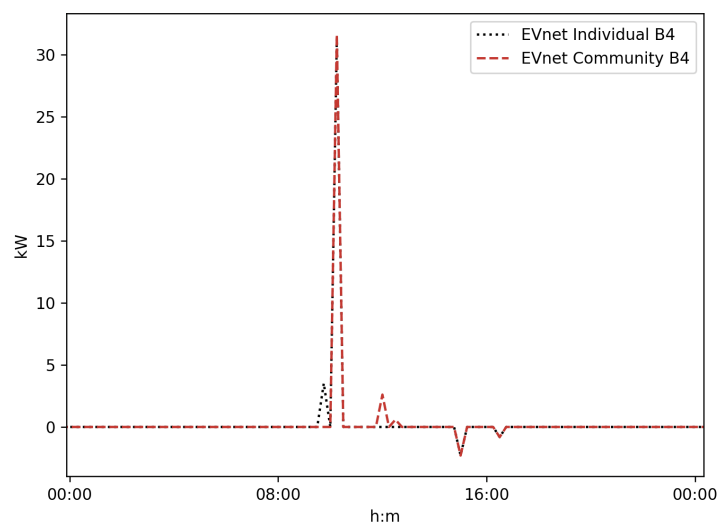


Figura A.20: Fluxo de energia para os VEs no edifício 4, março

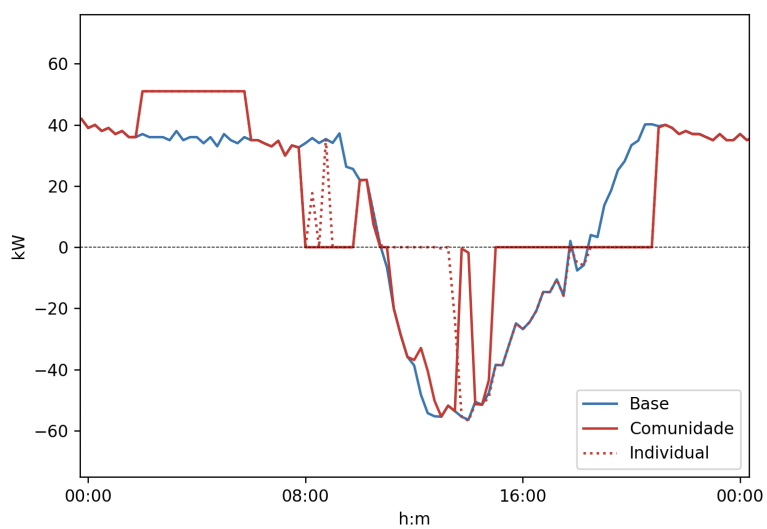


Figura A.21: Procura líquida para o edifício 2, julho

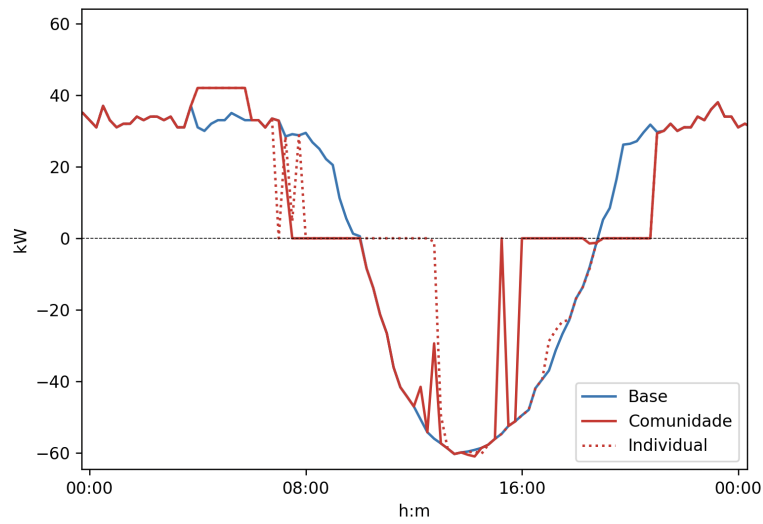


Figura A.22: Procura líquida para o edifício 3, julho

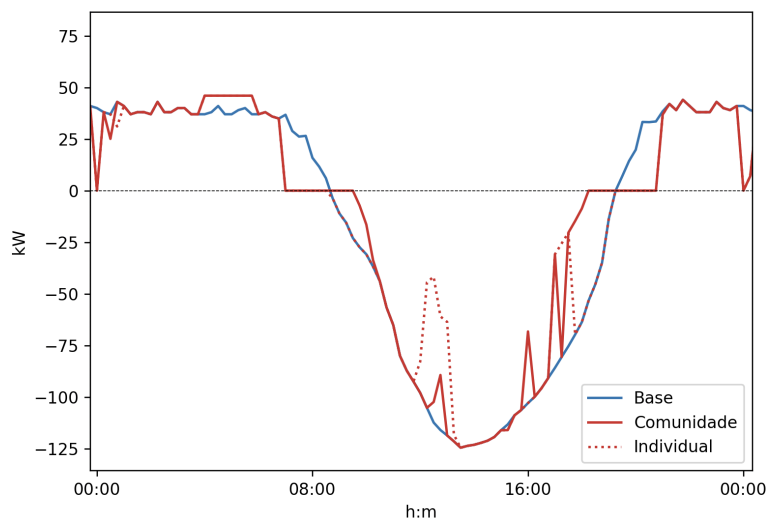


Figura A.23: Procura líquida para o edifício 4, julho

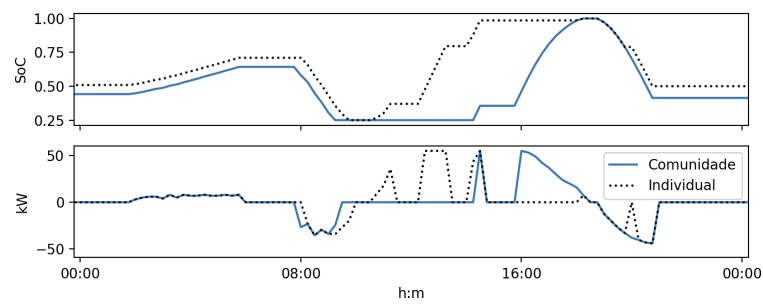


Figura A.24: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, julho

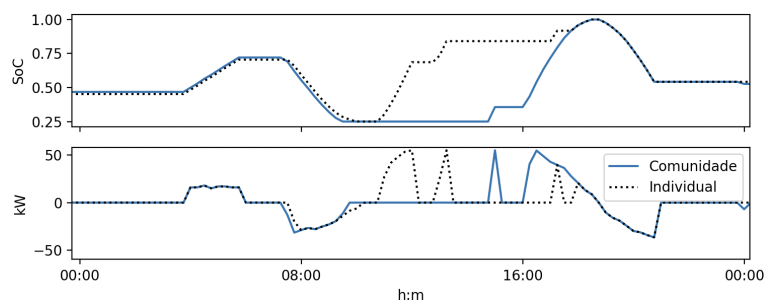


Figura A.25: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, julho

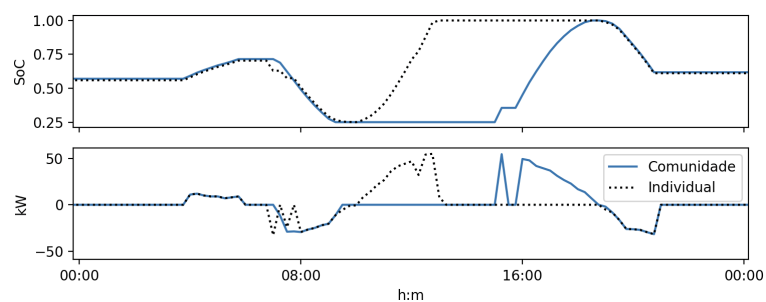


Figura A.26: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, julho

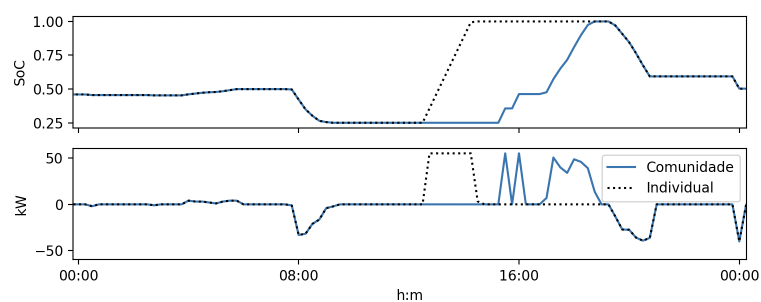


Figura A.27: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, julho

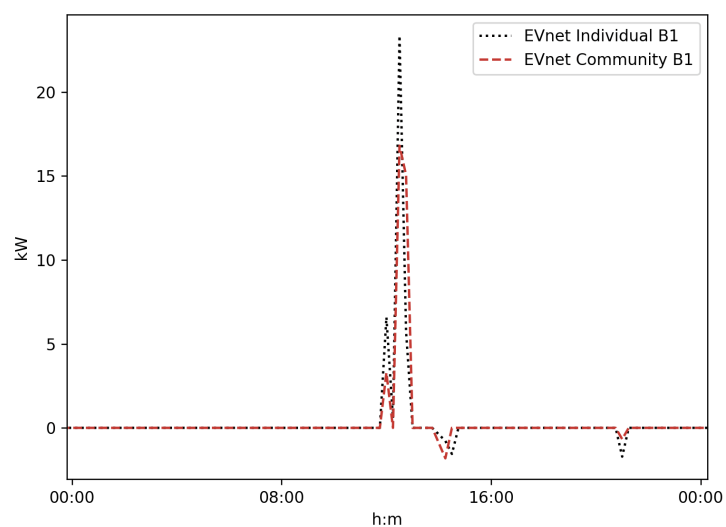


Figura A.28: Fluxo de energia para os VEs no edifício 1, julho

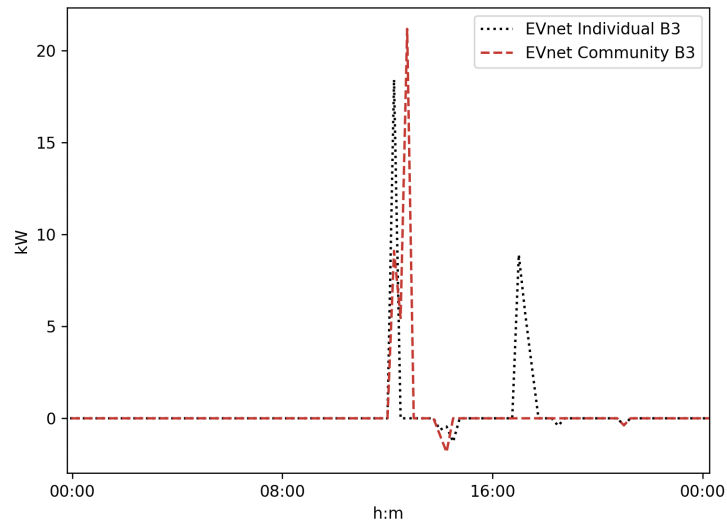


Figura A.29: Fluxo de energia para os VEs no edifício 3, julho

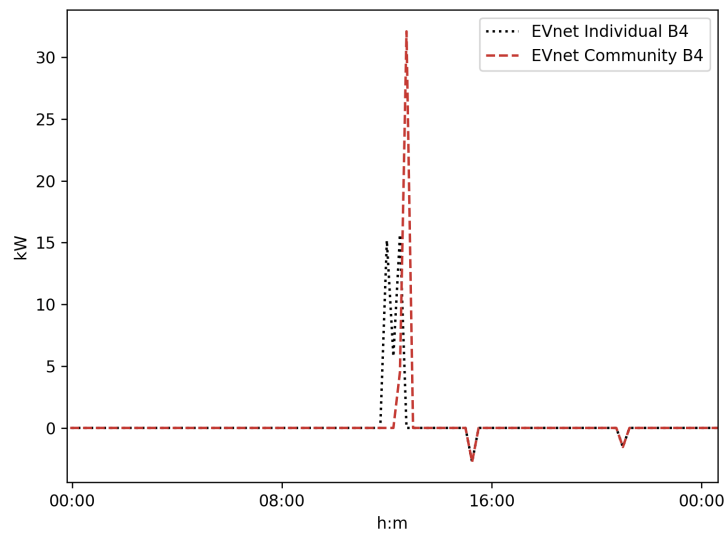


Figura A.30: Fluxo de energia para os VEs no edifício 4, julho

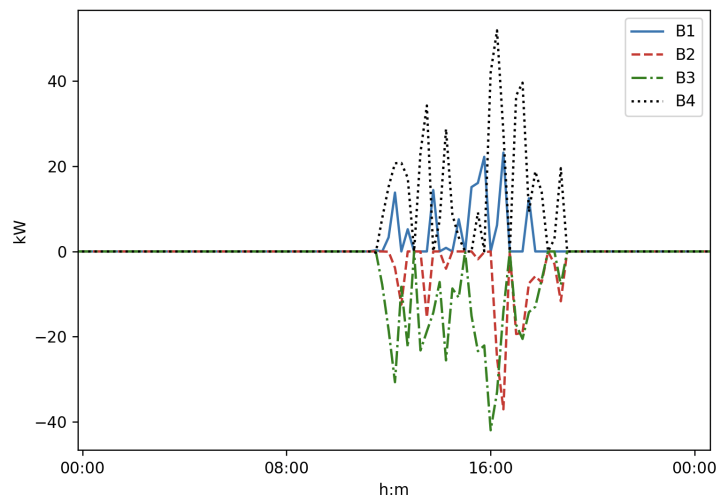


Figura A.31: Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade, julho

Apêndice B

Resultados relativos ao 2º Cenário

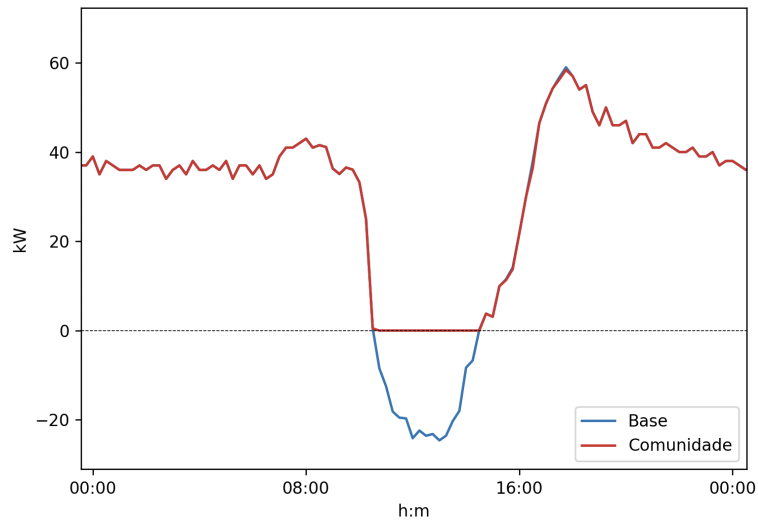


Figura B.1: Procura líquida para o edifício 2, janeiro

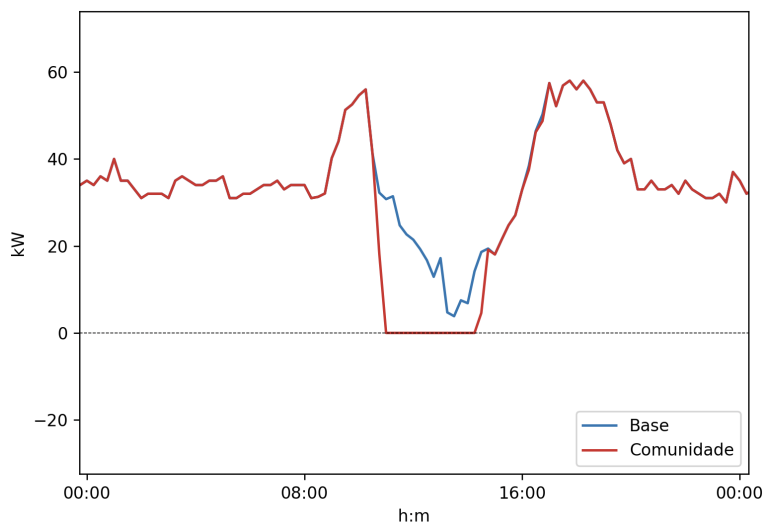


Figura B.2: Procura líquida para o edifício 3, janeiro

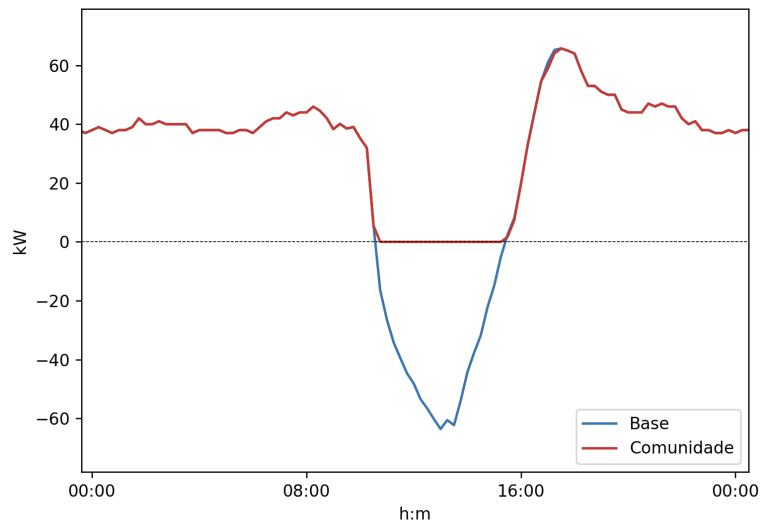


Figura B.3: Procura líquida para o edifício 4, janeiro

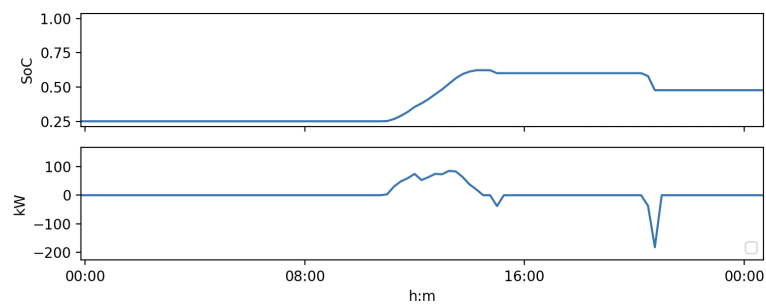


Figura B.4: SoC e potência de carga/descarga da bateria, janeiro

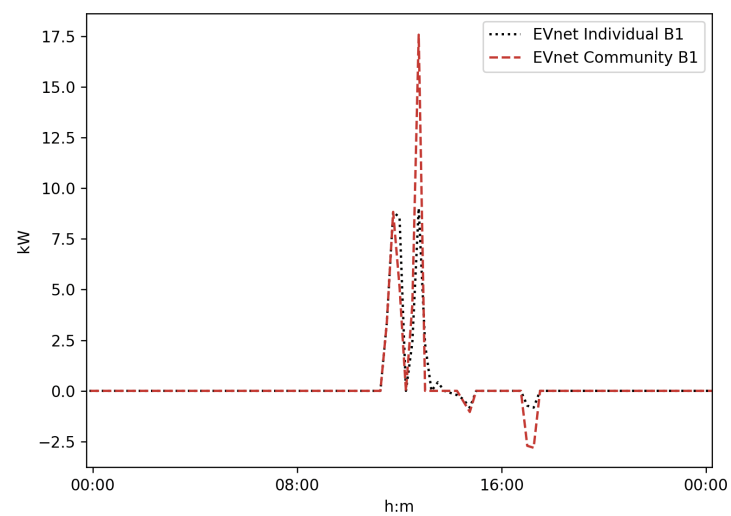


Figura B.5: Fluxo de energia para os VEs no DEEC, janeiro

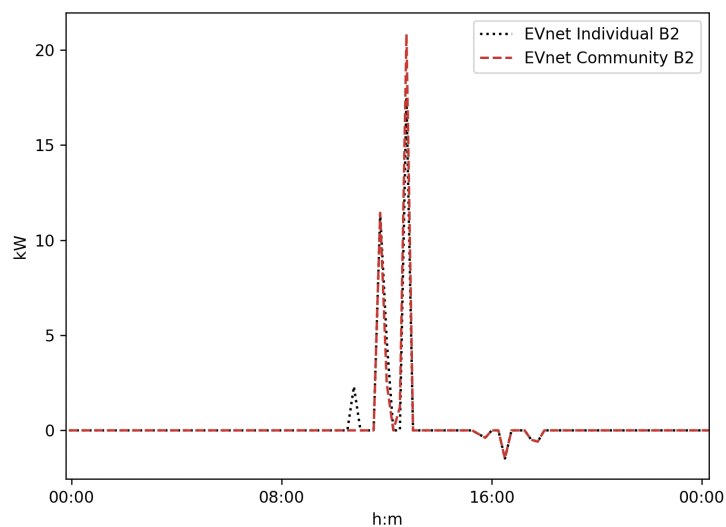


Figura B.6: Fluxo de energia para os VEs no DEM, janeiro

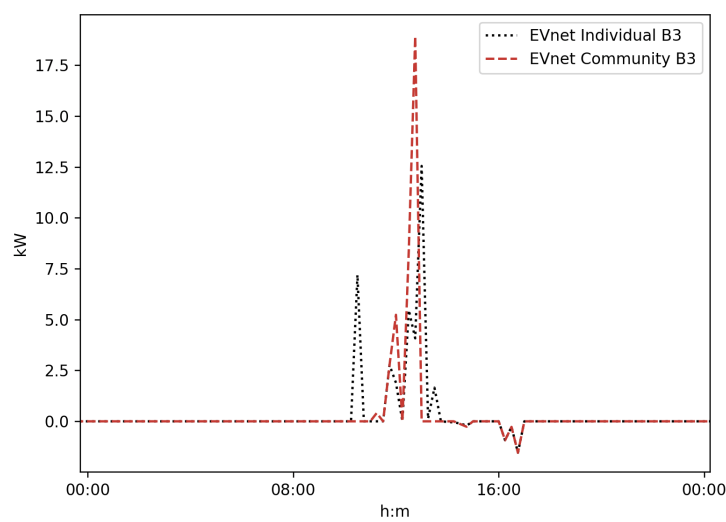


Figura B.7: Fluxo de energia para os VEs no DEQ, janeiro

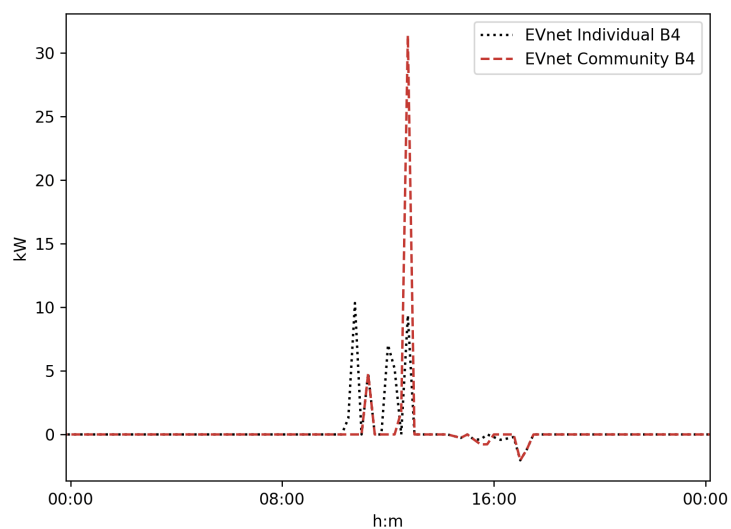


Figura B.8: Fluxo de energia para os VEs no DEC, janeiro

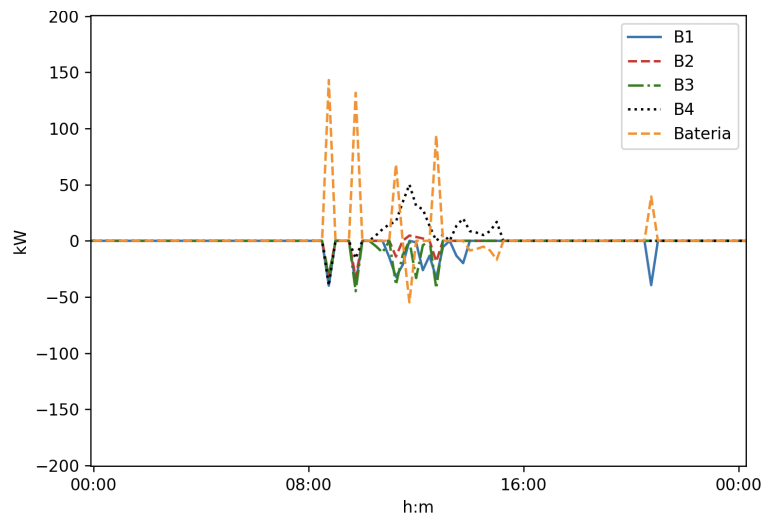


Figura B.9: Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, janeiro

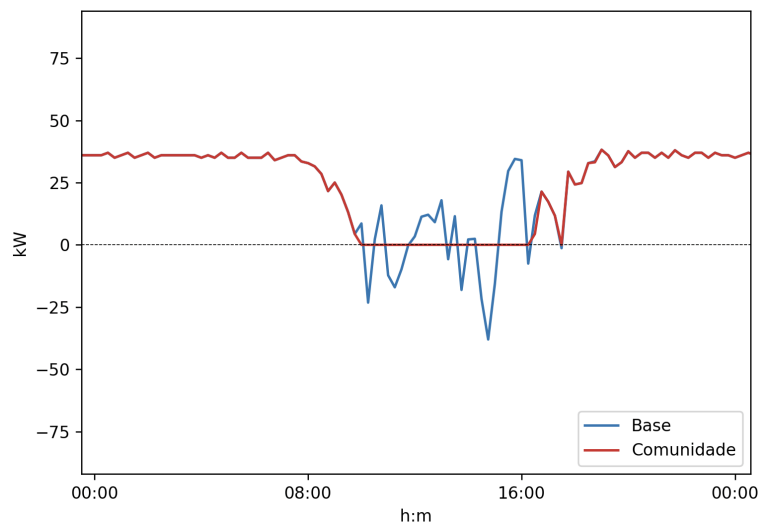


Figura B.10: Procura líquida para o edifício 2, março

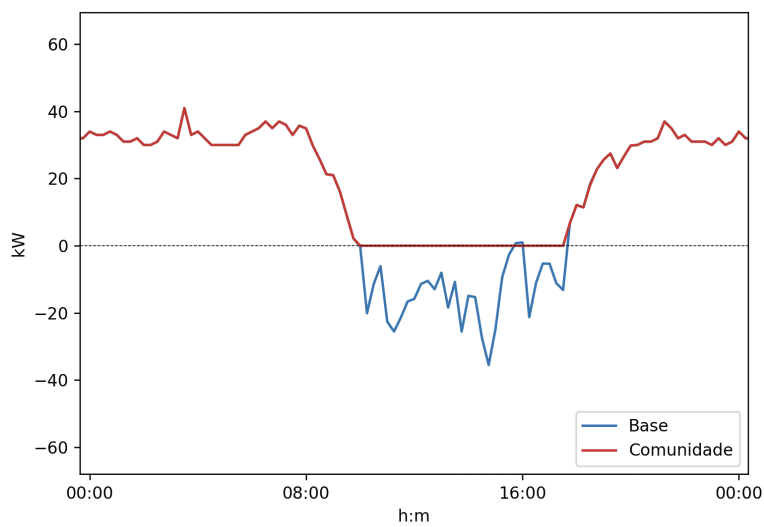


Figura B.11: Procura líquida para o edifício 3, março

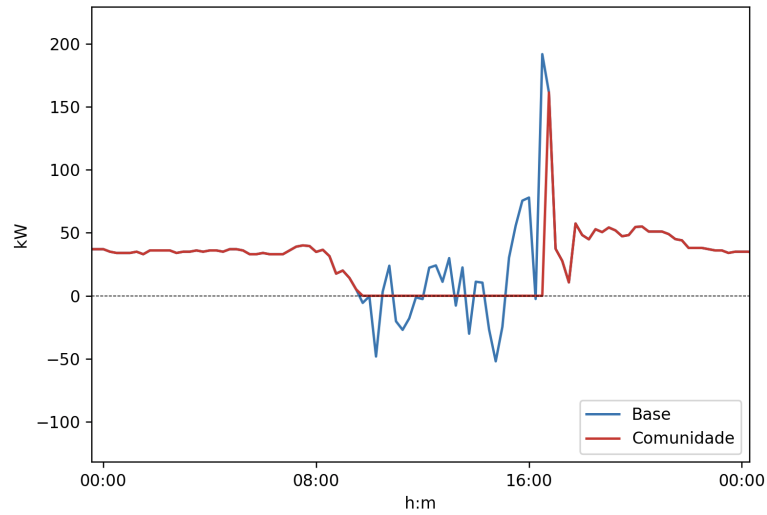


Figura B.12: Procura líquida para o edifício 4, março

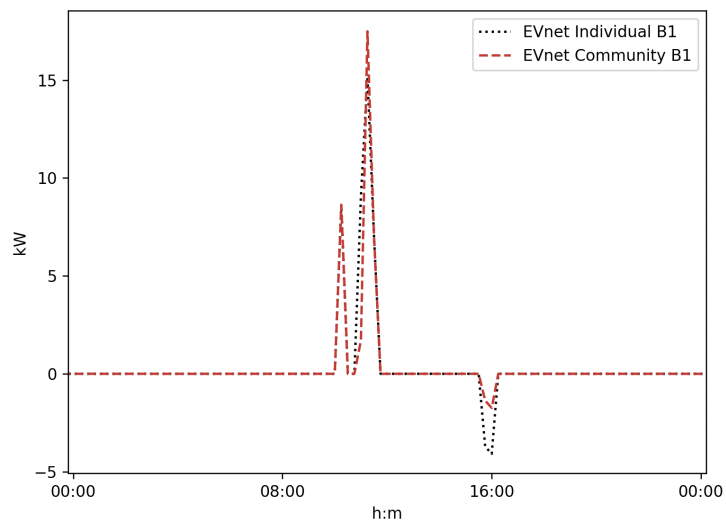


Figura B.13: Fluxo de energia para os VEs no DEEC, março

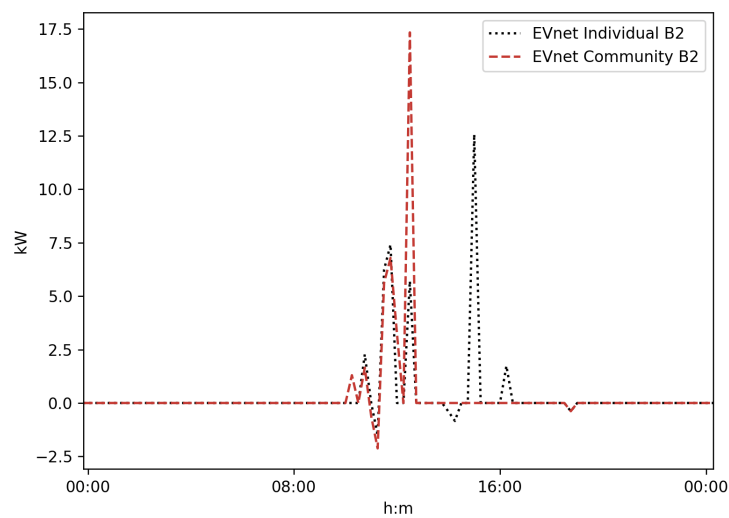


Figura B.14: Fluxo de energia para os VEs no DEM, março

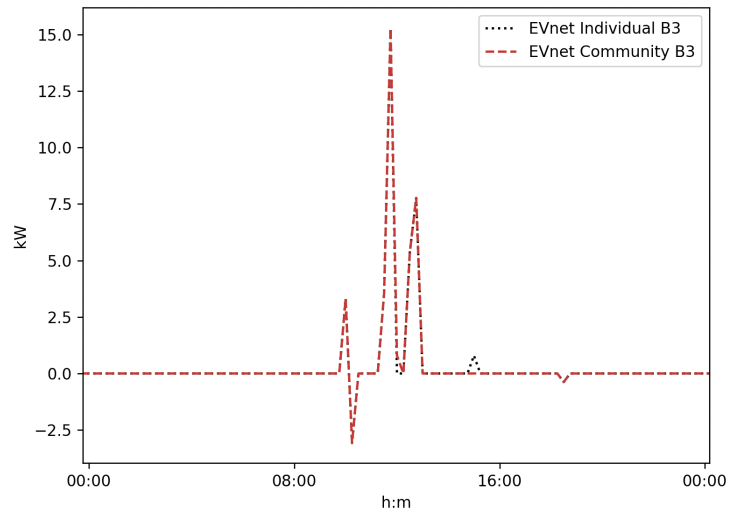


Figura B.15: Fluxo de energia para os VEs no DEQ, março

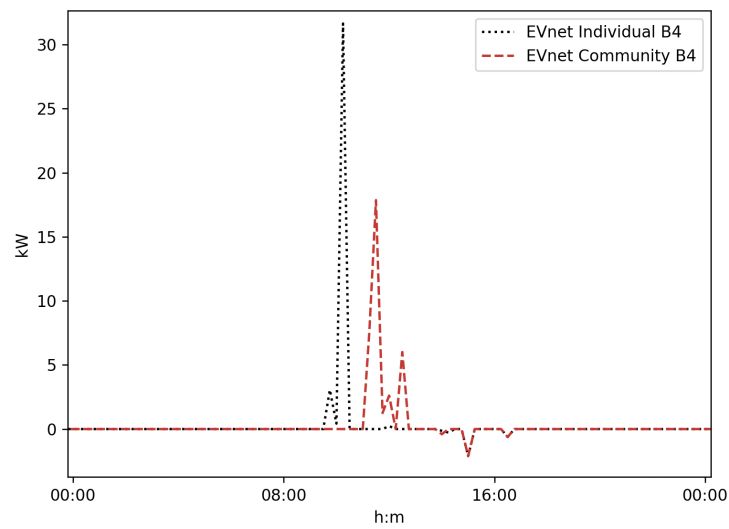


Figura B.16: Fluxo de energia para os VEs no DEC, março

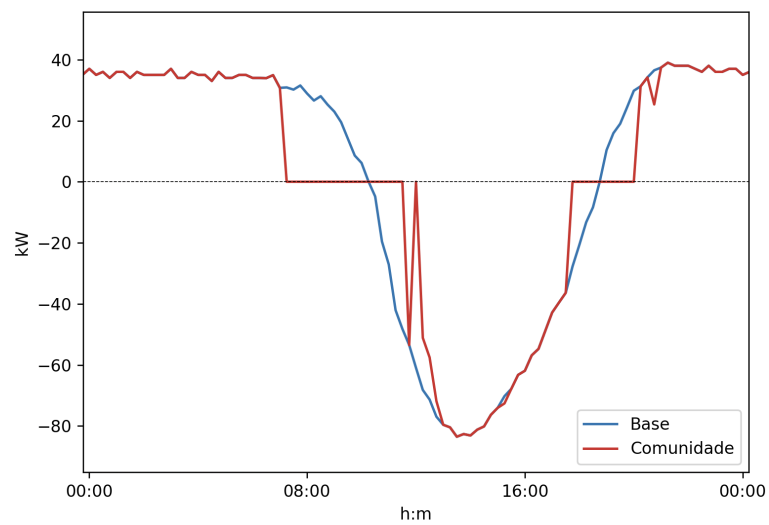


Figura B.17: Procura líquida para o edifício 2, julho

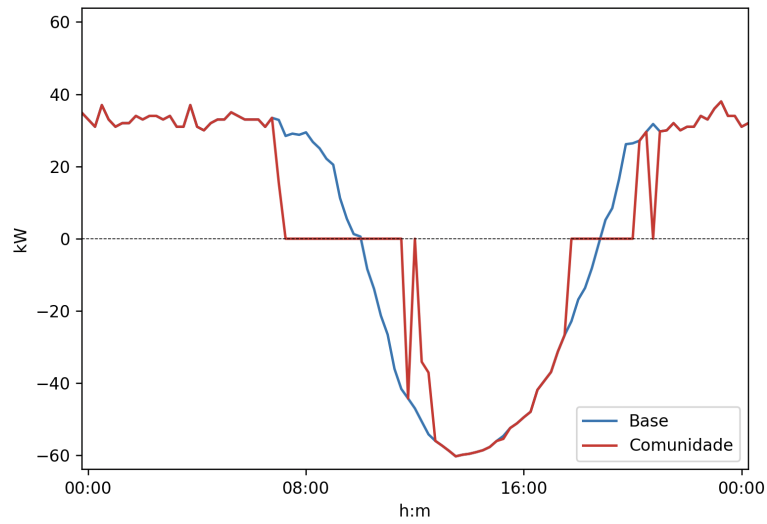


Figura B.18: Procura líquida para o edifício 3, julho

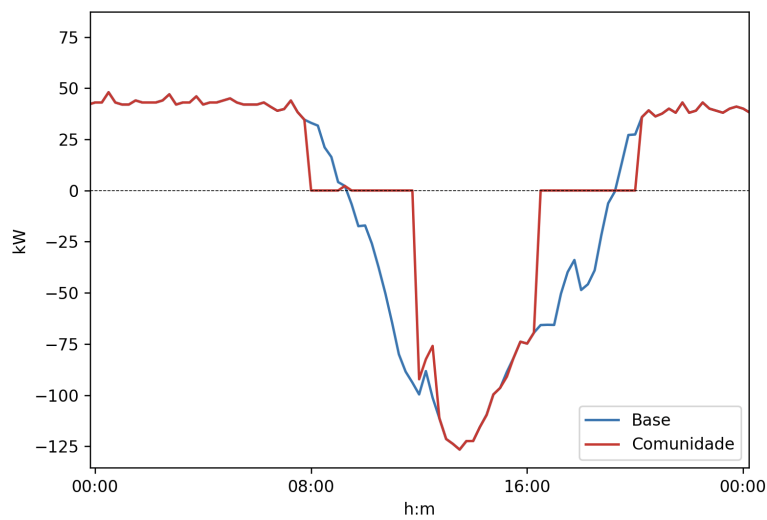


Figura B.19: Procura líquida para o edifício 4, julho

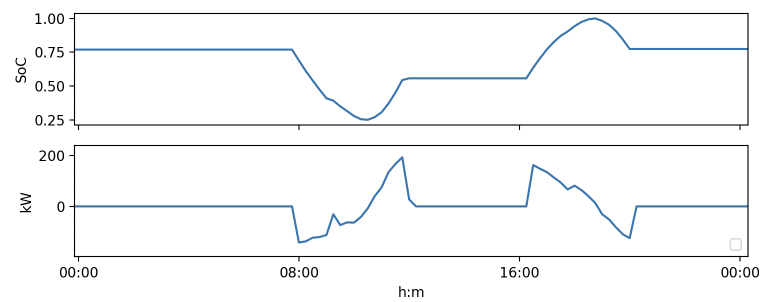


Figura B.20: SoC e potência de carga/descarga da bateria, julho

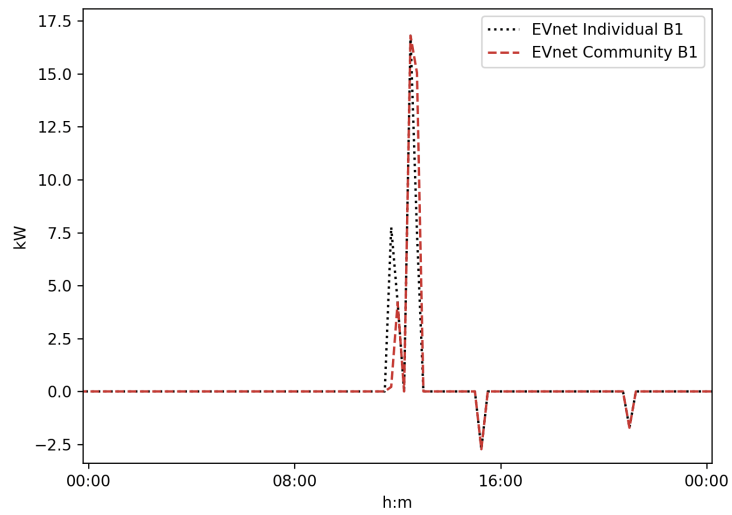


Figura B.21: Fluxo de energia para os VEs no DEEC, julho

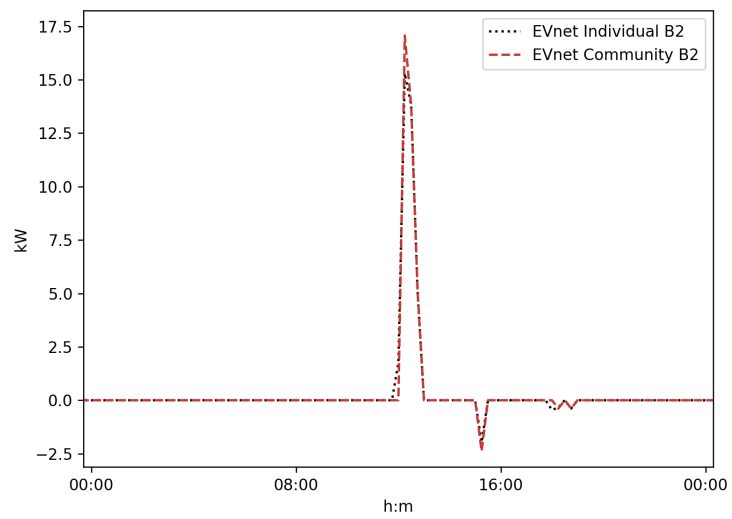


Figura B.22: Fluxo de energia para os VEs no DEM, julho

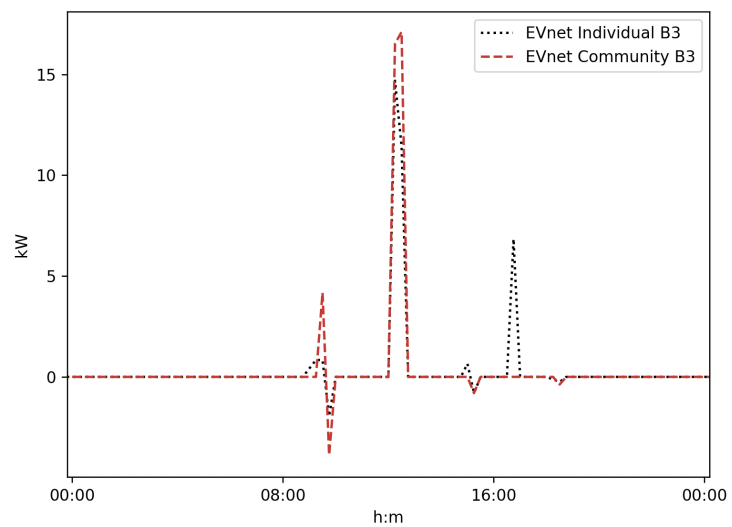


Figura B.23: Fluxo de energia para os VEs no DEQ, julho

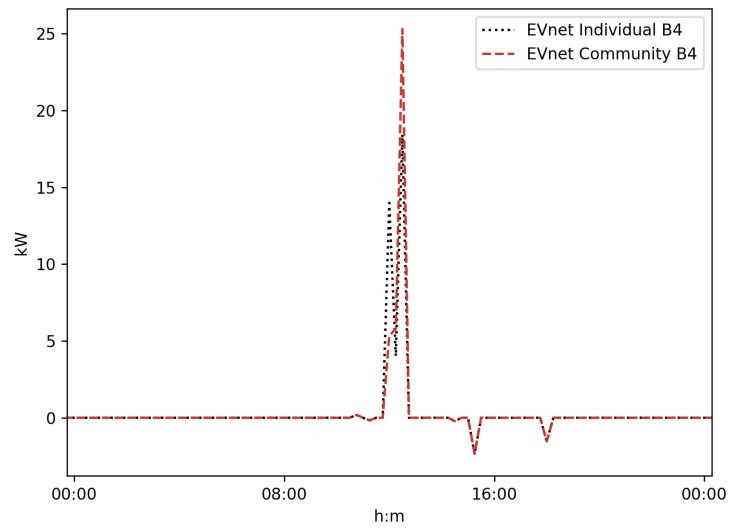


Figura B.24: Fluxo de energia para os VEs no DEC, julho

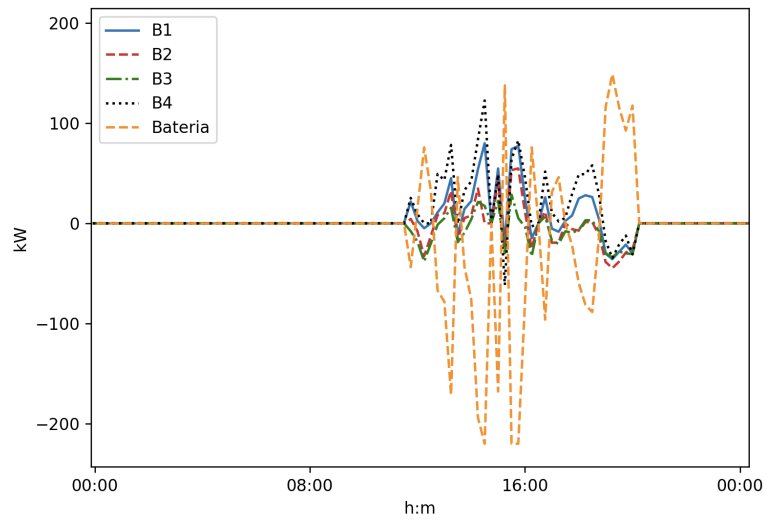


Figura B.25: Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, julho

Apêndice C

Resultados relativos ao 3^o Cenário

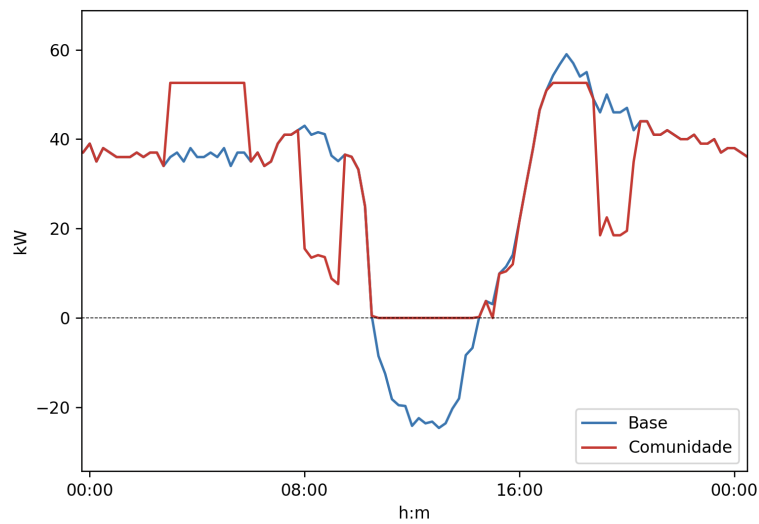


Figura C.1: Procura líquida para o edifício 2, janeiro

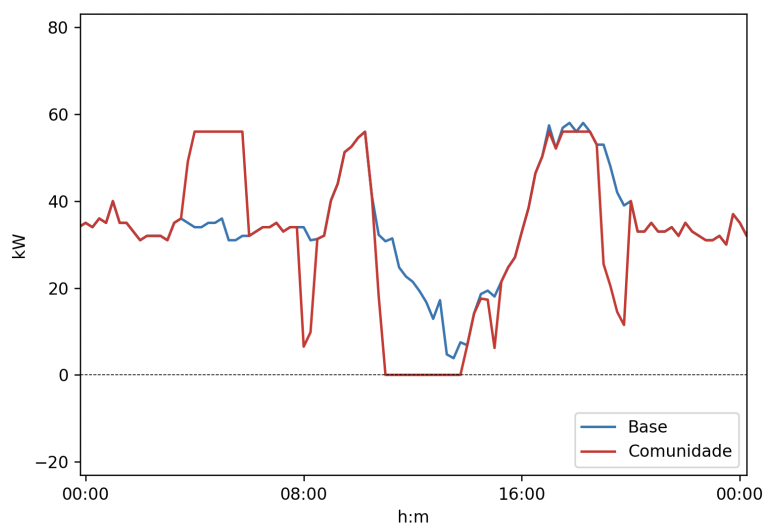


Figura C.2: Procura líquida para o edifício 3, janeiro

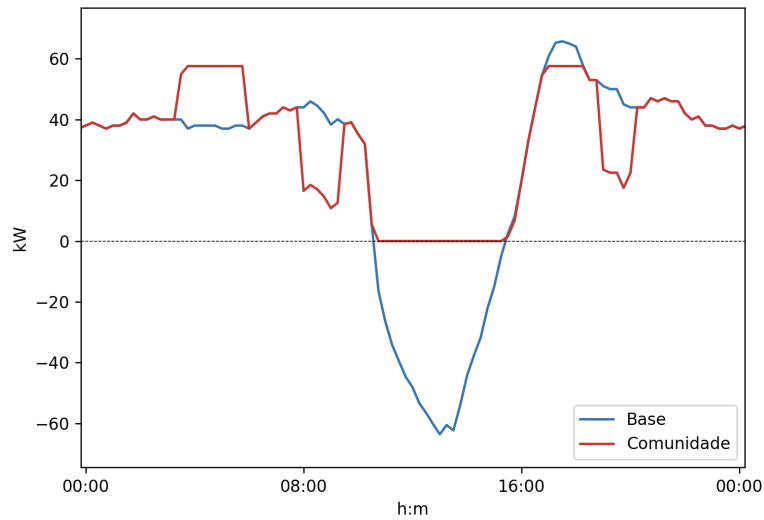


Figura C.3: Procura líquida para o edifício 4, janeiro

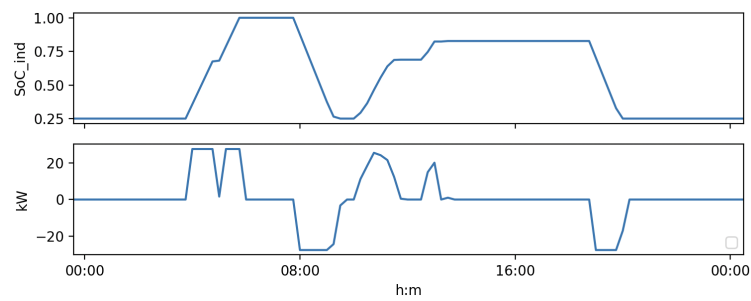


Figura C.4: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, janeiro

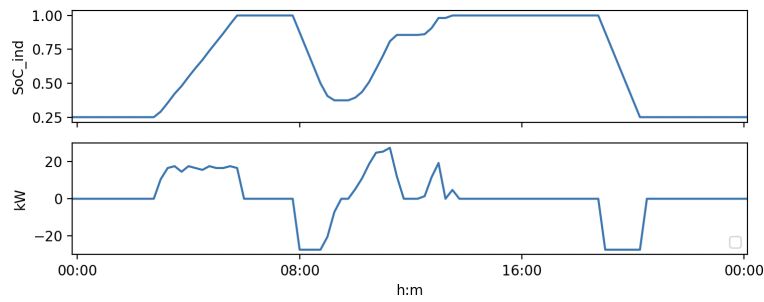


Figura C.5: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, janeiro

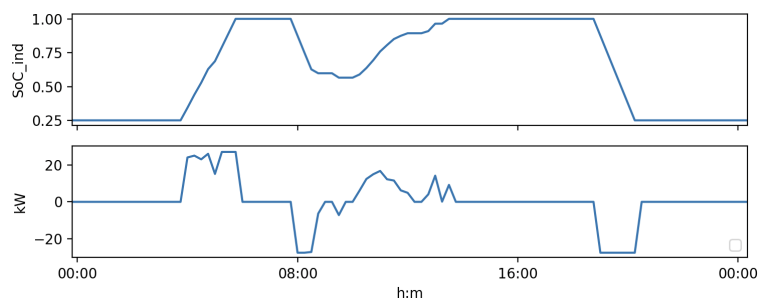


Figura C.6: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, janeiro

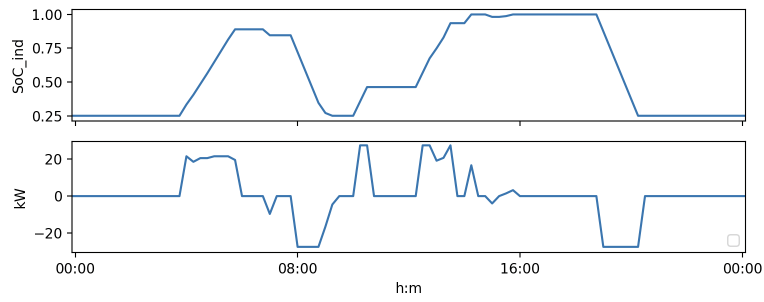


Figura C.7: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, janeiro

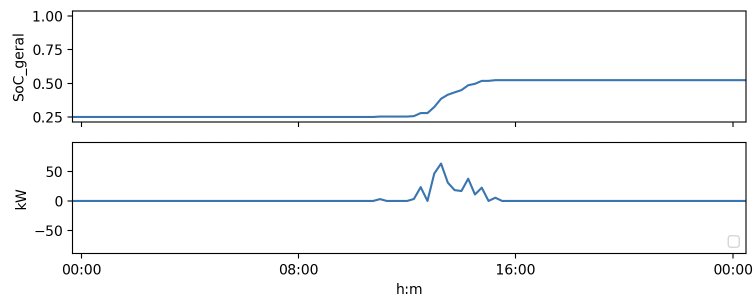


Figura C.8: SoC e potência de carga/descarga da bateria, janeiro

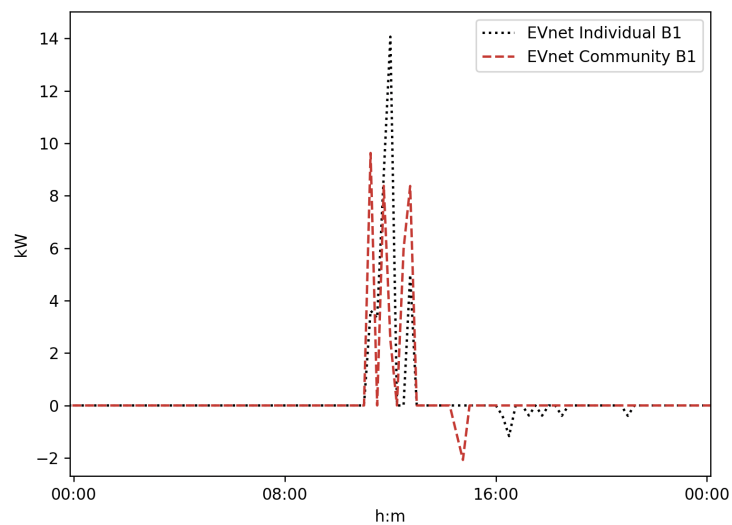


Figura C.9: Fluxo de energia para os VEs no DEEC, janeiro

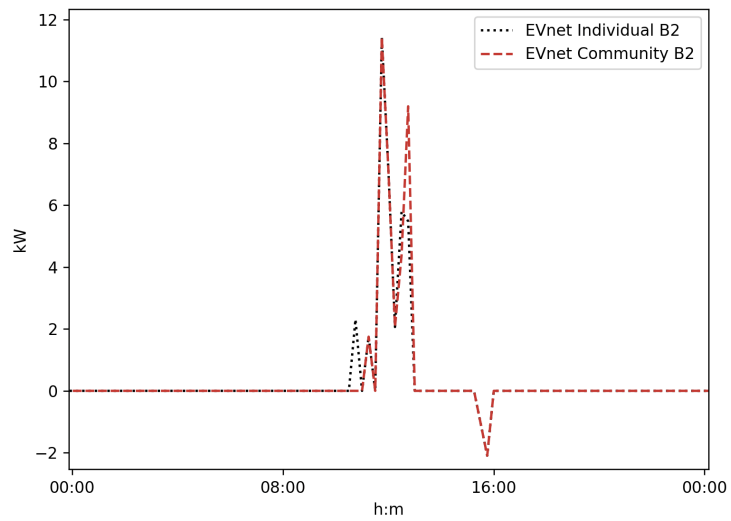


Figura C.10: Fluxo de energia para os VEs no DEM, janeiro

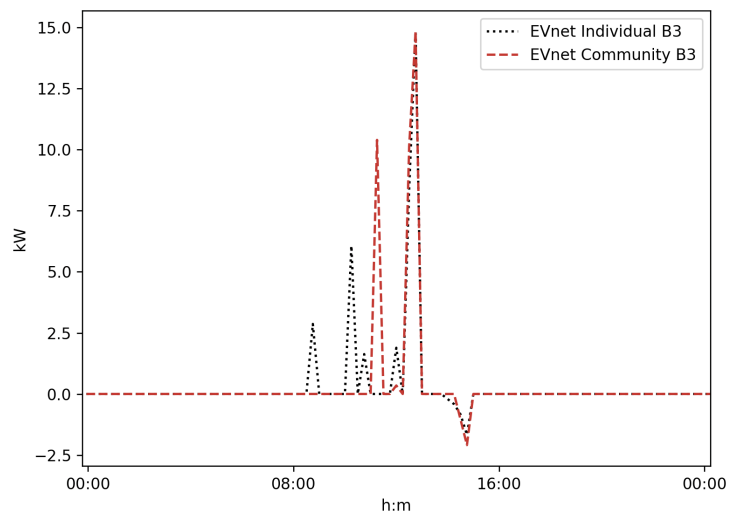


Figura C.11: Fluxo de energia para os VEs no DEQ, janeiro

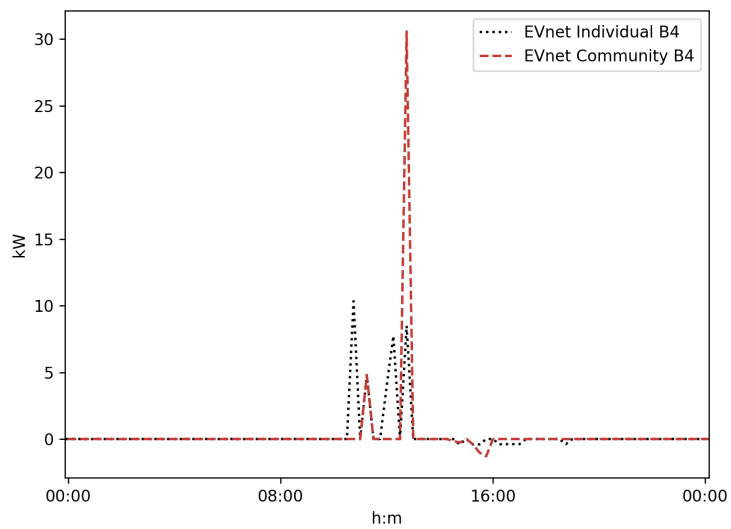


Figura C.12: Fluxo de energia para os VEs no DEC, janeiro

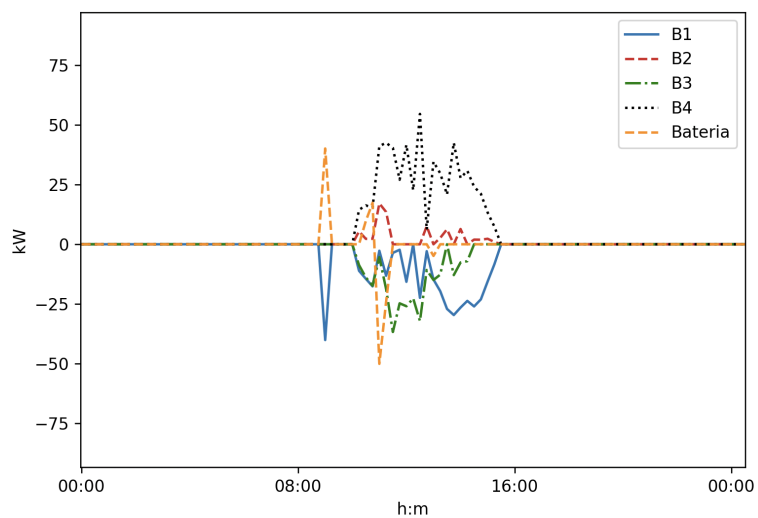


Figura C.13: Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, janeiro

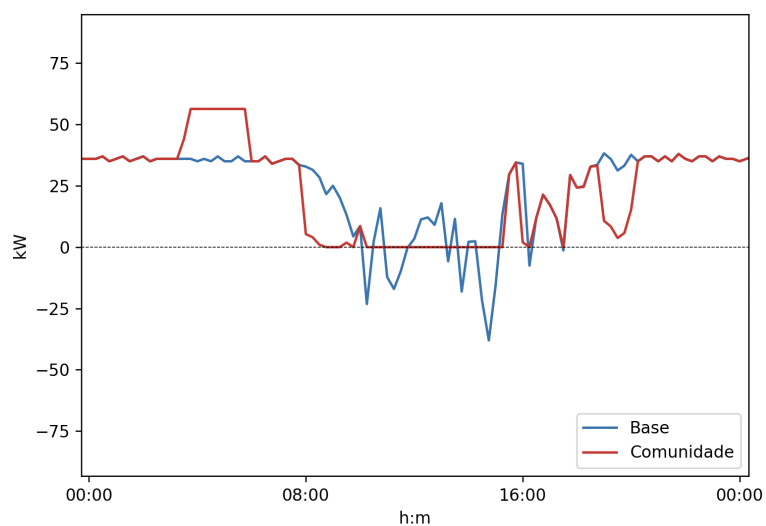


Figura C.14: Procura líquida para o edifício 2, março

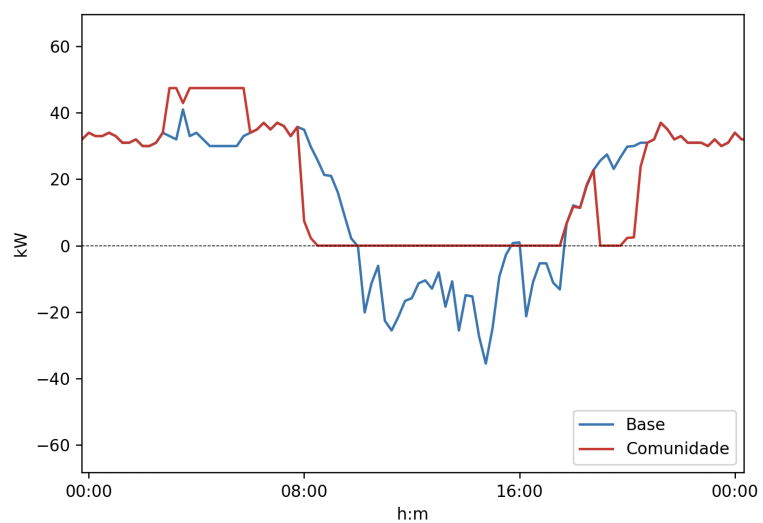


Figura C.15: Procura líquida para o edifício 3, março

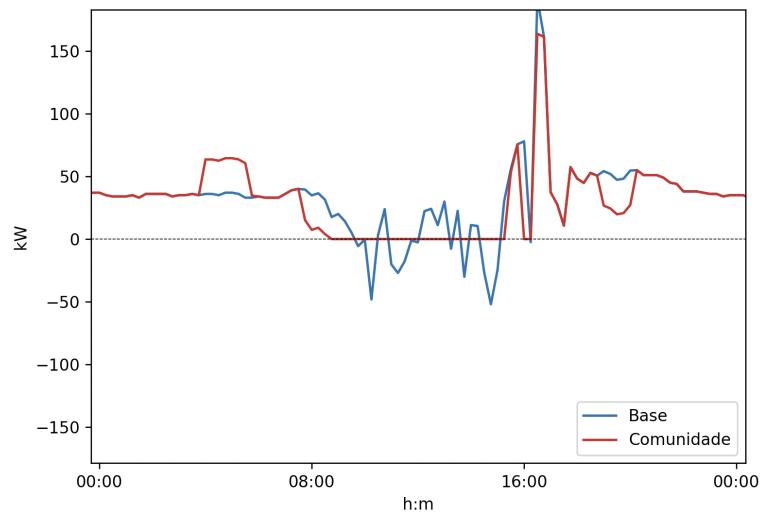


Figura C.16: Procura líquida para o edifício 4, março

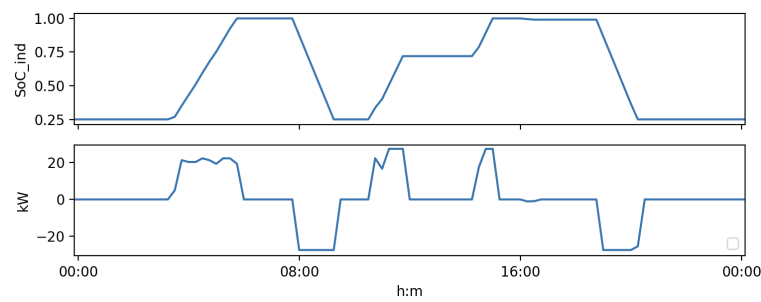


Figura C.17: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, março

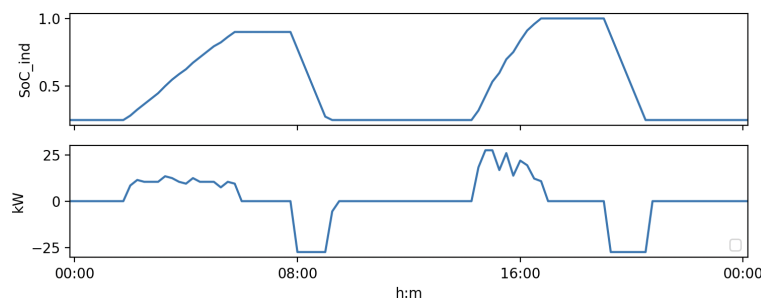


Figura C.18: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, março

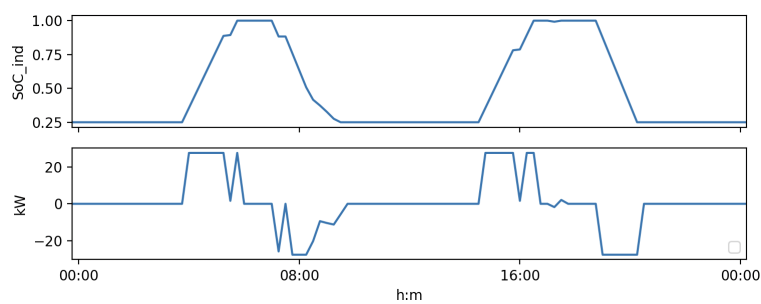


Figura C.19: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, março

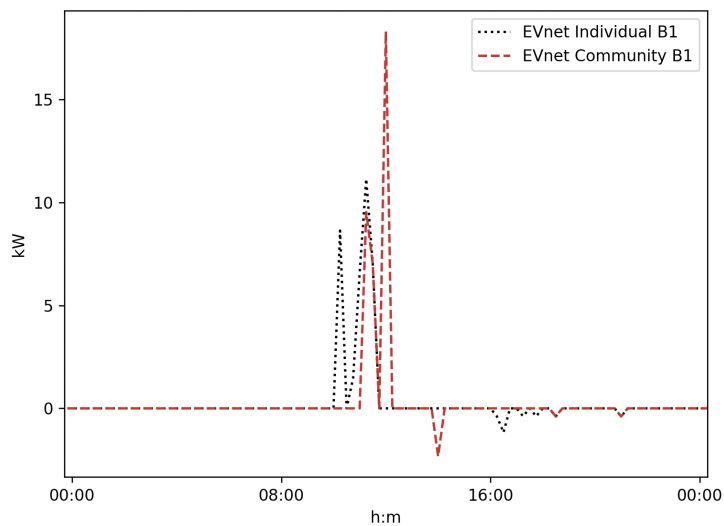


Figura C.20: Fluxo de energia para os VEs no DEEC, março

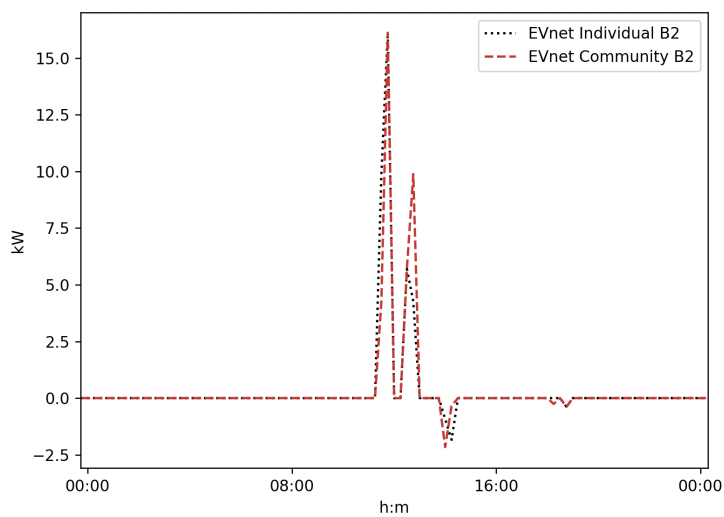


Figura C.21: Fluxo de energia para os VEs no DEM, março

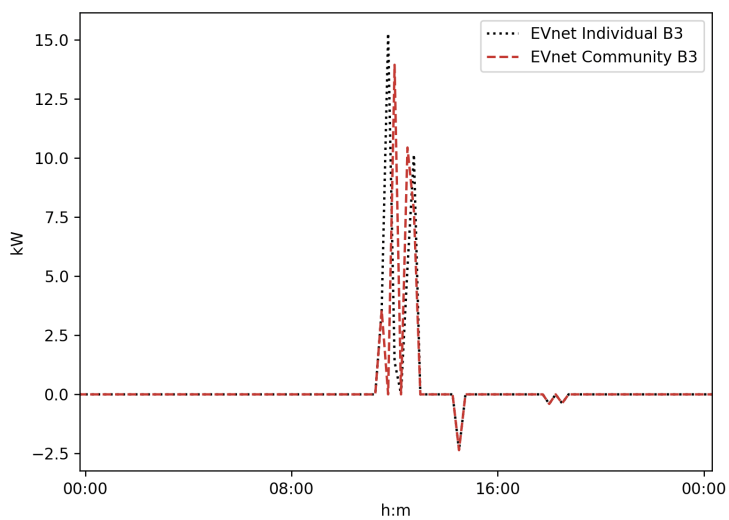


Figura C.22: Fluxo de energia para os VEs no DEQ, março

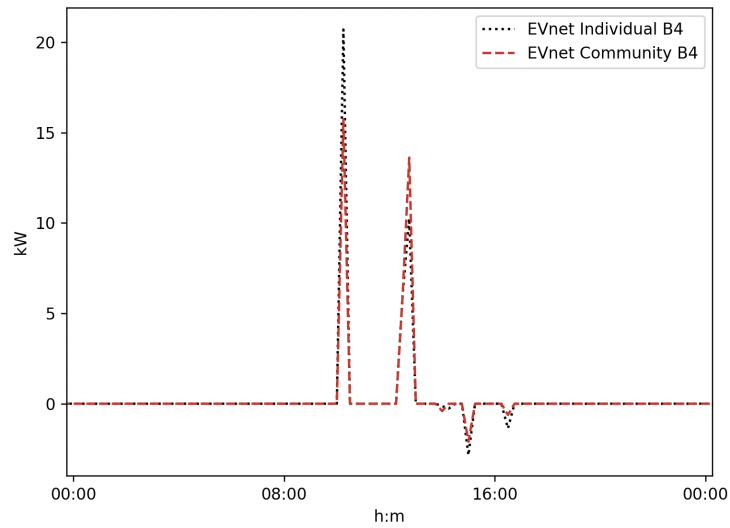


Figura C.23: Fluxo de energia para os VEs no DEC, março

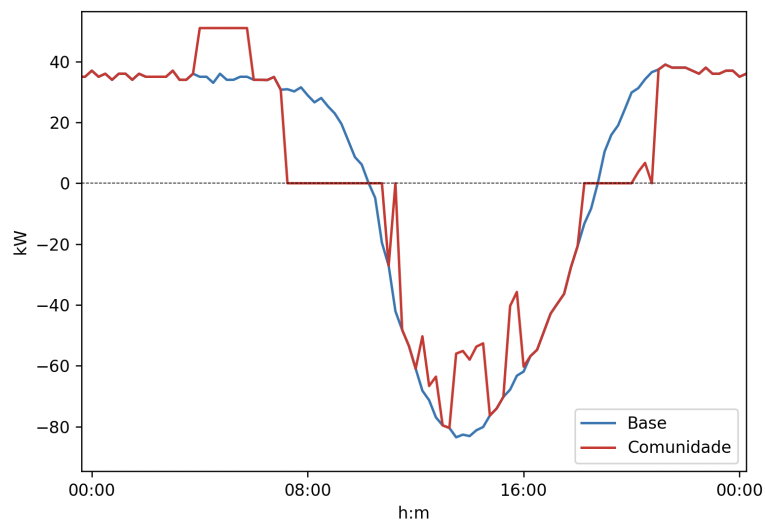


Figura C.24: Procura líquida para o edifício 2, julho

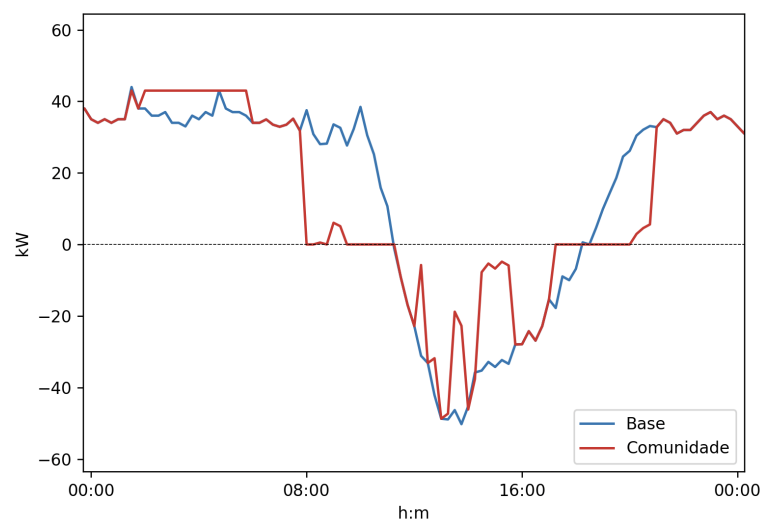


Figura C.25: Procura líquida para o edifício 3, julho

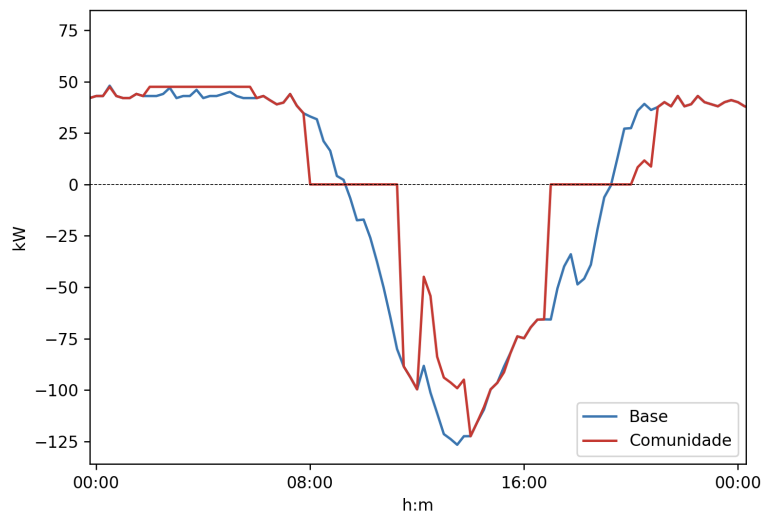


Figura C.26: Procura líquida para o edifício 4, julho

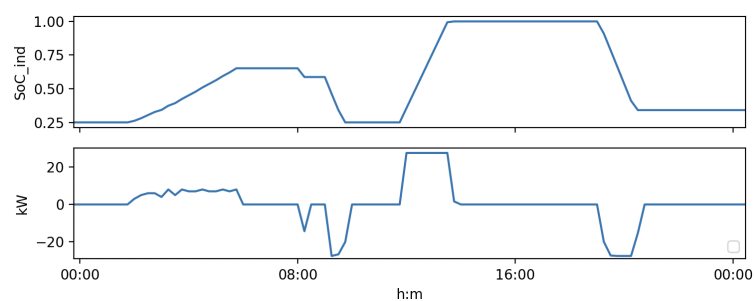


Figura C.27: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 1, julho

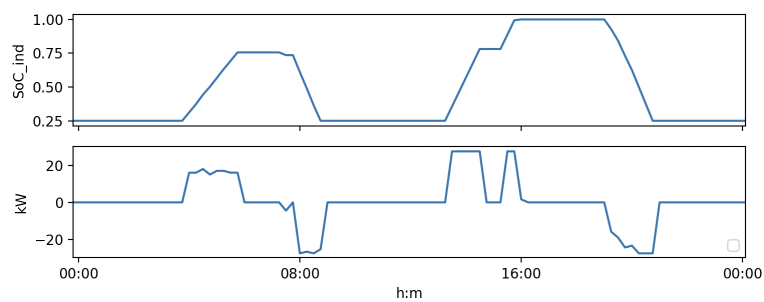


Figura C.28: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 2, julho

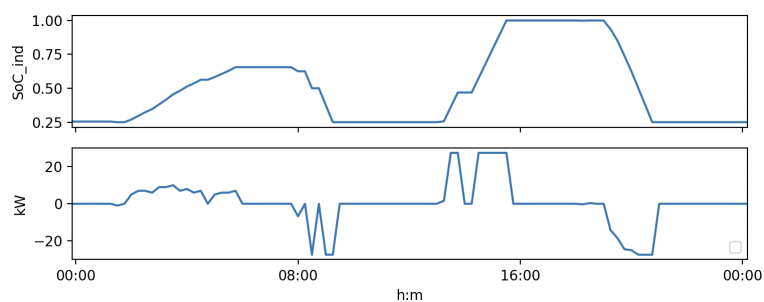


Figura C.29: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 3, julho

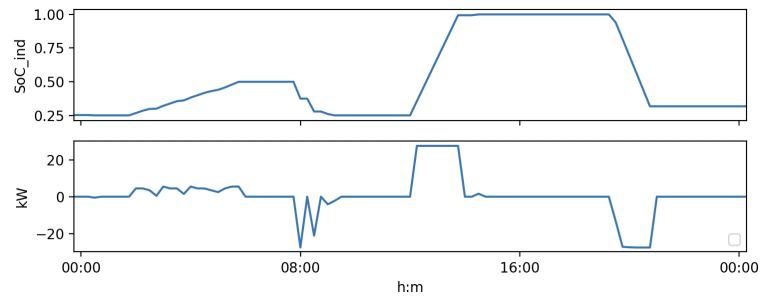


Figura C.30: SoC e potência de carga/descarga da bateria do edifício 4, julho

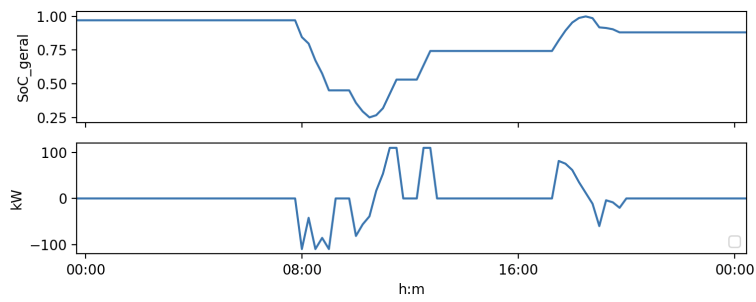


Figura C.31: SoC e potência de carga/descarga da bateria, julho

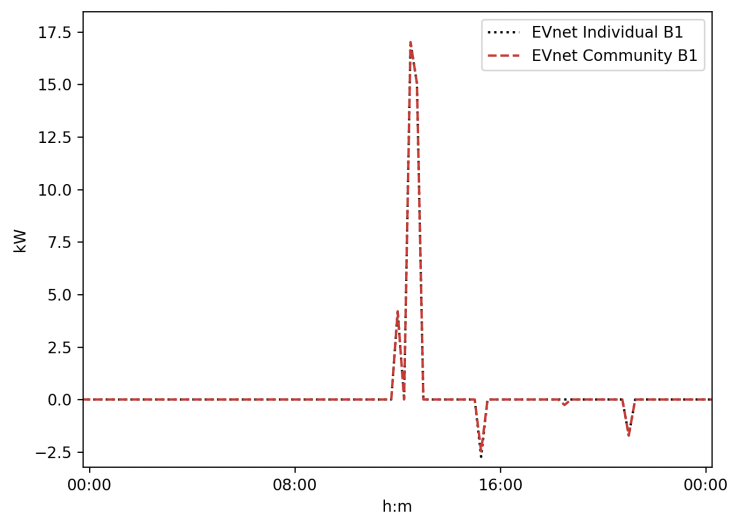


Figura C.32: Fluxo de energia para os VEs no DEEC, julho

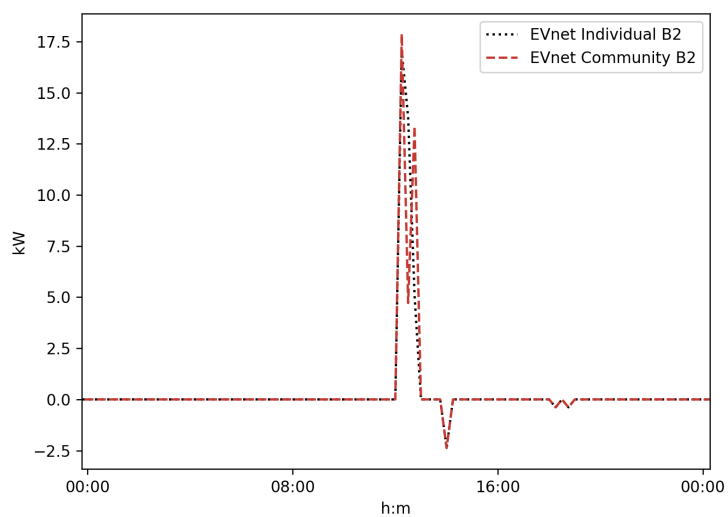


Figura C.33: Fluxo de energia para os VEs no DEM, julho

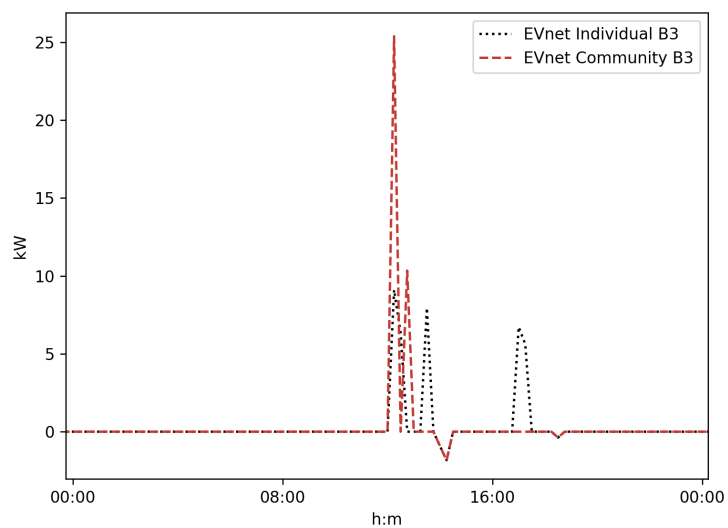


Figura C.34: Fluxo de energia para os VEs no DEQ, julho

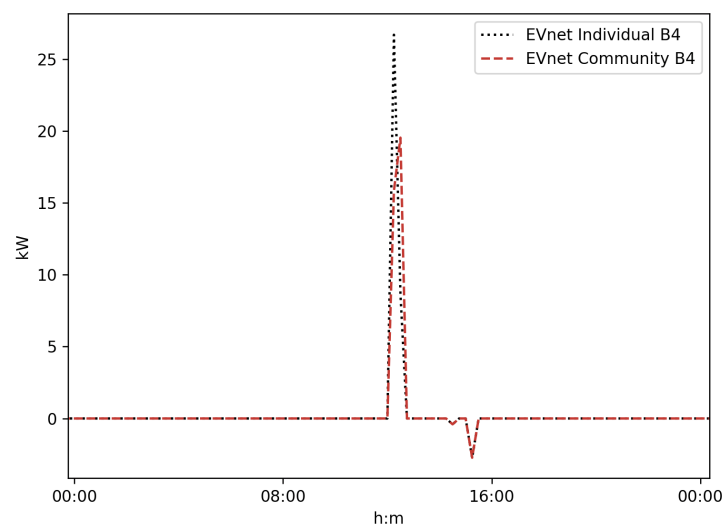


Figura C.35: Fluxo de energia para os VEs no DEC, julho

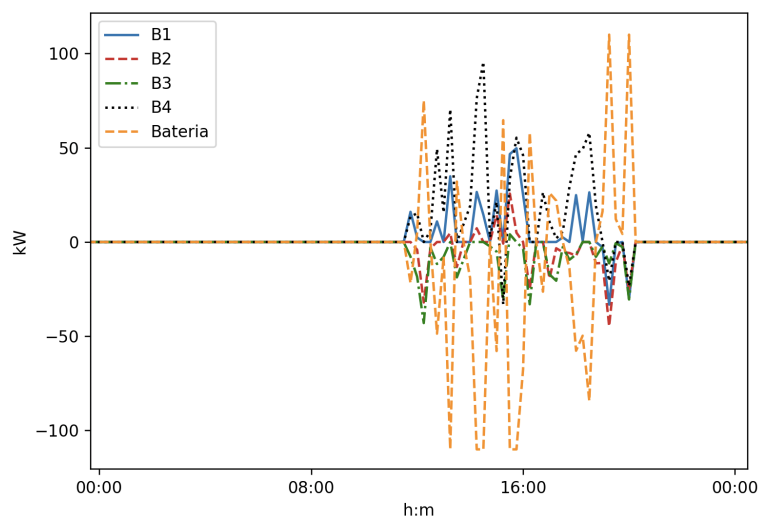


Figura C.36: Fluxo de energia entre cada edifício (e bateria) e a comunidade, julho