



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

André Leston Ferreira Mendes de Abreu

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DO USO ADICIONAL DE
ENERGIA FOTOVOLTAICA E DE ARMAZENAMENTO
NO AUMENTO DA AUTOSSUFICIÊNCIA ENERGÉTICA
EM EDIFÍCIOS ESCOLARES**

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de especialização em Energia, orientada pelo Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

maio de 2024

1 2



9 0

FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Análise de desempenho do uso adicional de energia fotovoltaica e de armazenamento no aumento da autossuficiência energética em edifícios escolares

Dissertação apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores no ramo de especialização em Energia

Autor:

André Leston Ferreira Mendes de Abreu

Orientador:

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Júri

Presidente:

Professor Doutor Carlos Alberto Henggeler de Carvalho Antunes

Orientador:

Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge

Vogal:

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Coimbra, maio de 2024

Agradecimentos

Neste culminar de uma longa jornada, gostaria de deixar algumas palavras de agradecimento e apreço a todas as pessoas que, de uma ou outra forma, tiveram um papel importante e um impacto positivo ao longo do meu percurso académico.

Em primeiro lugar: um forte e sincero agradecimento ao Professor Doutor Humberto Jorge, que foi muito mais que um orientador, foi um Amigo próximo. Ficar-lhe-ei eternamente grato pela sua constante disponibilidade, ajuda, consideração, apoio, aconselhamento e motivação. Foi um gosto poder aprender e absorver conhecimento e métodos de trabalho sob sua orientação no desenvolver desta dissertação.

À minha família: Pai, Mãe, sem vocês, nada disto seria possível. Obrigado pela vossa força, motivação, pelo suporte absoluto e incondicional e por nunca me deixarem desistir mesmo quando parecia o caminho mais fácil. Nunca irei conseguir agradecer-vos e recompensar-vos o suficiente. Isto é o resultado e o produto final do vosso esforço e da ambição que me transmitiram e, como tal, isto é por e para vocês.

Aos bons Professores, aos bons Amigos, aos companheiros de estudo, aos companheiros boémios, ao Erasmus, à Eslovénia, à Polónia... A Coimbra!

Por fim, mas não menos importante, a ti, Veronica: foste uma peça fundamental. Pelo teu imensurável apoio, pela compreensão e paciência, pela motivação que me deste, pela confiança que me transmitiste, pela tua presença constante, pelas palavras de conforto. A conclusão desta etapa podia até acontecer sem ti, mas certamente seria mais difícil e sou infinitamente grato por tudo o que fizeste por mim.

A todos, bem hajam!

Resumo

Um dos desafios atuais da transição energética, no sentido da descarbonização do uso de energia, passa por uma integração cada vez mais acentuada de fontes de energia renovável (FER) nos edifícios, tornando-os o mais autossuficientes possível com produção própria de energia limpa, sendo a solução mais comum a integração de energia fotovoltaica. Existem, no entanto, dificuldades resultantes do desencontro entre os perfis de produção e os perfis de consumo, tanto diária como sazonalmente, dado que apenas ocorre produção nos períodos diurnos, quando há exposição solar, e em maior quantidade no período entre março e outubro, período com maior número de horas dessa mesma exposição.

Os edifícios que apresentam, em geral, variações de consumo sazonais de maior amplitude são os escolares, com consumos maiores em período de inverno e menores em períodos de primavera/verão, ao passo que os índices de produção fotovoltaica se verificam em sentido oposto: produção baixa nos períodos de inverno e alta no verão. Este desencontro de perfis sazonais de consumo cria um forte desafio, de solução urgente, para que se possam obter valores de autossuficiência energética mais consideráveis usando esta fonte renovável.

O caso de estudo usado nesta dissertação foi o edifício do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. Possui uma instalação fotovoltaica com 78,84 kWp de capacidade, garantindo uma autossuficiência em cerca de 16% das necessidades de energia elétrica e com baixo valor de energia injetada na rede. Pretendeu-se, neste caso, analisar o desempenho de uma instalação adicional de energia fotovoltaica, avaliando o aproveitamento da produção adicional para autoconsumo, para diferentes valores de potência a instalar, com e sem armazenamento.

A título de exemplo, considerando 100 kWp de potência adicional a instalar, a autossuficiência adicional seria de 17,1%, sendo aproveitada em autoconsumo 59,5% da energia produzida. Como consequência, injetar-se-ia na rede os restantes 40,5%. Já a implementação de armazenamento com baterias no valor de 300 kWh de capacidade conduziria a um aumento da autossuficiência para 25,5%, com aproveitamento de 88,8% da energia produzida. No entanto, a utilização média das baterias seria muito reduzida, dado que 72,3% do número de horas do ano a bateria estaria descarregada e sem utilização.

Esta dissertação procura evidenciar a dificuldade em obter valores significativos de autossuficiência com recurso à produção fotovoltaica, mesmo quando aliado ao uso de armazenamento. Dada a baixa taxa de utilização das baterias ao longo do ano, este ativo teria um retorno de investimento muito difícil de concretizar.

Palavras-chave

Autoconsumo; autossuficiência; fontes renováveis; armazenamento

Abstract

One of the current challenges of the energy transition, towards decarbonizing energy use, is the increasing integration of renewable energy sources (RES) in buildings, making them as self-sufficient as possible with their own production of clean energy, the most common solution being the integration of photovoltaics. However, there are difficulties resulting from the mismatch between production profiles and consumption profiles, both on a daily and seasonal basis, since production only occurs during the daytime periods, when there is sun exposure, and to a greater extent between March and October, the period with the greatest number of hours of sun exposure.

The buildings that generally show the greatest seasonal variations in consumption are schools, with higher consumption in the winter and lower in the spring/summer, while photovoltaic production rates are in the opposite direction: low production in the winter and high in the summer. This mismatch in seasonal consumption profiles creates a strong challenge, which urgently needs to be solved in order to achieve more considerable energy self-sufficiency values using this renewable source.

The case study used in this dissertation was the building of the Department of Electrical and Computer Engineering of the Faculty of Science and Technology of the University of Coimbra. It has a photovoltaic installation with a capacity of 78.84 kWp, assuring self-sufficiency for around 16% of its electricity needs, and with a low amount of energy injected into the grid. In this case, the aim was to analyze the performance of the additional use of photovoltaic energy, evaluating the additional use of production for self-consumption, for different values of power to be installed, with and without storage.

As an example, if 100 kWp of additional power were to be installed, the additional self-sufficiency would be 17.1%, with 59.5% of the energy produced being used for self-consumption. As a result, the remaining 40.5% would be injected into the grid. Implementing battery storage with a capacity of 300 kWh would lead to an increase in self-sufficiency to 25.5%, with 88.8% of the energy produced being used for self-consumption. However, the average use of the batteries would be very low, given that 72.3% of the hours in the year the battery would be discharged and unused.

This dissertation seeks to highlight the difficulty in achieving significant amounts of self-sufficiency through photovoltaic production, even when combined with the use of storage. Given the low rate of battery use throughout the year, this asset would have a very difficult return on investment.

Key words

self-consumption; self-sufficiency; renewable sources; storage

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice	vii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xi
Lista de Abreviaturas.....	xii
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	2
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura da Dissertação.....	3
2. Contextualização sobre integração das FER em edifícios	5
2.1.Integração de Energias Renováveis em edifícios.....	5
2.2.Enquadramento legal sobre o autoconsumo.....	8
3. Caracterização da Instalação objeto de estudo	13
4. Estudo de Caso	21
4.1.Funcionamento do simulador.....	21
4.2.Análise de Cenários.....	22
5. Conclusão	29
Bibliografia	31
Anexos	33

Lista de Figuras

Figura 1 - Autoconsumo individual [12].....	9
Figura 2 - Transações comerciais no autoconsumo individual [12].....	9
Figura 3 - Autoconsumo coletivo [12]	10
Figura 4 - Transações comerciais no autoconsumo coletivo [12].....	10
Figura 5 - Vista aérea Google Earth do DEEC, com a instalação fotovoltaica.....	13
Figura 6 - Total de produção nos últimos 7 anos, em kWh	14
Figura 7 - Designação dos campos solares por inversor	14
Figura 8 - Inversores instalados no DEEC	15
Figura 9 - Compra de energia em 2022	16
Figura 10 - Produção de Energia em 2022	16
Figura 11 - Autossuficiência obtida em cada mês de 2022.....	17
Figura 12 - Necessidade de compra de energia ao longo do ano e ao longo do dia.....	17
Figura 13 - Consumo de energia (Compra+Produção) para os meses de janeiro (a), maio (b), agosto (c) e setembro (d).....	18
Figura 14 - Diagrama semanal médio do consumo nos meses de janeiro, maio, agosto e setembro	19
Figura 15 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem e com armazenamento.....	24
Figura 16 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem e com armazenamento.....	25
Figura 17 - Evolução dos indicadores do estado da bateria (bateria de 100 kWh)	26
Figura 18 - Evolução dos indicadores do estado da bateria (bateria de 200 kWh)	27
Figura 19 - Evolução dos indicadores do estado da bateria (bateria de 300 kWh)	27
Figura 20 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 100 kWh	35
Figura 21 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 200 kWh	35
Figura 22 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 300 kWh	36
Figura 23 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 100 kWh.....	36

Figura 24 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 200 kWh	37
Figura 25 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 300 kWh	37

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Compra e produção, em kWh, com valores de autossuficiência, em %, referentes a 2022.....	15
Tabela 2 - Resultados da simulação para cenários sem armazenamento e com bateria de 100 kWh	23
Tabela 3 - Indicadores para objetivo limiar de 25% de injeção	30
Tabela 4 - Resultados da simulação para cenários sem armazenamento e com bateria de 200 kWh	33
Tabela 5 - Resultados da simulação para cenários sem armazenamento e com bateria de 300 kWh	34

Lista de Abreviaturas

BIWT	<i>Building integrated wind turbines</i>
CER	Comunidades de Energia Renovável
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FCTUC	Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
FER	Fontes de Energia Renovável
FZS	Fora da Zona de Serviço
GEE	Gases de Efeito de Estufa
IU	Instalação de Utilização de Eletricidade
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PV	Fotovoltaica
RAC	Regulamento de Autoconsumo
RDI	Retorno de Investimento
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SoC	<i>State of Charge</i>
UC	Universidade de Coimbra
UE	União Europeia
UP	Unidades de Produção
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo

1. Introdução

A Comissão Europeia destaca que os edifícios são responsáveis por uma parte significativa – cerca de 40% – do consumo energético na União Europeia, além de serem responsáveis por 36% das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) [1]. Em resposta a essa realidade, a Comissão adotou uma proposta legislativa, a 15 de dezembro de 2021, para revisão da Diretiva de Desempenho Energético dos Edifícios, como parte do pacote Objetivo 55 [1] [2]. Além disso, a nova Lei Europeia do Clima, promulgada em julho de 2021, estabeleceu metas vinculativas para 2030 e 2050 [3] [4] [5].

Nesse contexto, a eletricidade tem-se tornado cada vez mais essencial no nosso quotidiano, com um número crescente de dispositivos que dependem dela para funcionar, tanto nas nossas casas quanto nos nossos locais de trabalho. Isso tem incentivado a inovação no uso de energia, com um foco crescente na utilização de fontes de energia limpas, como as renováveis, em benefício do meio ambiente e do bem-estar público. Ao priorizar o meio ambiente e as pessoas, busca-se minimizar a poluição causada pelo uso de energia e torná-la economicamente mais eficiente.

A dependência de energias não renováveis é vista como uma das principais causadoras das emissões de gases de efeito estufa, que contribuem para o aquecimento global. Com o futuro em mente, a humanidade tem percebido os efeitos prejudiciais do aquecimento global na deterioração do planeta Terra e no nosso quotidiano. Isso levou ao desenvolvimento de uma consciência ambiental e à criação de novas tecnologias que protegem o meio ambiente, utilizando recursos naturais como a radiação solar, o vento e a água.

O progresso dessas tecnologias varia muito dependendo da localização geográfica e das condições climáticas. Por exemplo, Portugal, com a sua exposição solar prolongada, ventos fortes, vasta costa e numerosos rios, pode aproveitar os recursos naturais para gerar energia.

No entanto, o acesso a essas novas tecnologias energéticas pode ser desafiador para a população em geral. Por isso, os governos têm estabelecido apoios e incentivos para o desenvolvimento e integração de tecnologias de produção de energia elétrica nos edifícios, especialmente da produção fotovoltaica [4].

Tendo em conta a Diretiva (UE) 2023/2413, estas medidas estão alinhadas com os esforços para promover a energia de fontes renováveis e simplificar os procedimentos de licenciamento para projetos de energia renovável. Esta diretiva é um passo importante para alcançar os objetivos estabelecidos na nova Lei Europeia do Clima e contribuir para um futuro mais sustentável [5] [6].

1.1. Motivação

A conciliação do perfil de produção, a partir de fontes renováveis e em especial da fotovoltaica, com o perfil de consumo é um desafio importante que é necessário resolver de modo que se consiga contribuições significativas para a autossuficiência energética dos edifícios, com a integração de energias renováveis.

A utilização de armazenamento pode contribuir para resolver o desencontro entre os perfis de produção de consumo. No entanto, quando há variações sazonais significativas nesses perfis, tanto de produção como de consumo, e se essas variações forem em sentido contrário, ou seja, quando o período de maior consumo corresponde ao período de menor produção, o investimento em armazenamento pode ficar comprometido. Investir em baterias para armazenamento que acabam por ser usadas por curtos períodos no ano conduzirá a uma viabilidade económica duvidosa, com períodos de retorno do investimento (PRI) para além da sua vida útil.

Analisar estas questões é a motivação forte para esta dissertação: saber que nível de autossuficiência se pode obter, com produção própria de origem fotovoltaica, de uma forma que a sua instalação seja vantajosa do ponto de vista económico, tendo em conta as características de consumo de cada edifício.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal estudar o desempenho e a contribuição de aumento de capacidade produção fotovoltaica na autossuficiência do edifício do DEEC, cumulativamente à possibilidade de se considerar soluções de armazenamento. Atualmente o edifício já tem uma capacidade instalada de 78,84 kWp, que usa quase integralmente para autoconsumo. Os valores de injeção de energia na rede são, em termos anuais, residuais: ocorrem em alguns fins de semana e nos meses de maior produção.

Sendo conhecidas as dificuldades que existem em fazer o encontro da produção com as necessidades de consumo, pretende-se evidenciar estes problemas e apresentar os níveis mais adequados de autossuficiência, considerados economicamente razoáveis para o edifício em estudo. Nesta análise serão consideradas duas situações: com e sem a utilização de armazenamento. Considerando o armazenamento, será avaliada a taxa de utilização desse armazenamento em termos médios anuais.

1.3. Estrutura da Dissertação

Esta Dissertação é constituída por 5 capítulos, descrevendo-se, de seguida, o conteúdo de cada um:

- **O capítulo 1** destina-se à Introdução, na qual se apresenta o contexto que motivou o trabalho, os objetivos que foram definidos e a estrutura da Dissertação;
- **O capítulo 2** apresenta o enquadramento temático, nomeadamente do autoconsumo individual e coletivo, comunidades de energia, integração de renováveis em edifícios e sistemas de energias renováveis existentes atualmente. É também feito um enquadramento legal no qual se insere este trabalho, nomeadamente o Regulamento do Autoconsumo (RAC), as Diretivas Europeias 2018/2001, 2019/943 e 2023/2413 e o Decreto-Lei n.º 15/2022;
- **O capítulo 3** apresenta uma caracterização do edifício que foi utilizado como estudo de caso, edifício do DEEC da Universidade de Coimbra (UC), mostrando-se o contexto em que este se localiza, o sistema fotovoltaico atualmente instalado e detalhando, por fim, o benefício retirado deste sistema com os atuais níveis de consumo e produção;
- **O capítulo 4** destina-se à aplicação do estudo de caso, nomeadamente à metodologia de trabalho adotada, apresentação dos resultados obtidos com os diferentes cenários e à sua interpretação;
- **O capítulo 5**, por fim, apresenta as conclusões finais que se retiram deste estudo.

2. Contextualização sobre integração das FER em edifícios

Nos últimos anos, a integração de fontes de energia renovável em edifícios tem surgido como uma estratégia chave para ajudar a concretizar os objetivos da transição energética, de modo alcançar a descarbonização no setor da energia elétrica, reduzindo as emissões de carbono e promover a sustentabilidade no ambiente construído [7] [8]. Ao aproveitar a energia renovável diretamente no local, os edifícios podem reduzir a sua dependência de fontes de energia convencionais e contribuir para um sistema energético mais resiliente e ambientalmente amigável. Neste capítulo, exploram-se os vários tipos de energias renováveis que podem ser integradas em edifícios, juntamente com os desafios que estes tipos de fontes energia nos solicitam.

2.1. Integração de Energias Renováveis em edifícios

Sistemas fotovoltaicos (PV) solares, sistemas térmicos solares, turbinas eólicas e sistemas de aquecimento a biomassa estão entre as principais energias renováveis que podem ser integradas em edifícios para satisfazer as necessidades energéticas, contribuindo para minimizar o impacto ambiental causado pelo uso da energia. No entanto, cada tecnologia tem as suas próprias vantagens e desvantagens, e uma cuidadosa consideração das condições específicas do local, requisitos energéticos e considerações de custo é essencial para maximizar os benefícios das energias renováveis integradas em edifícios.

Os sistemas fotovoltaicos solares estão entre as tecnologias de energia renovável mais comuns e amplamente utilizadas em edifícios. Estes sistemas convertem a luz solar diretamente em eletricidade usando painéis solares montados nas coberturas ou nas fachadas. A eletricidade produzida é utilizada para satisfazer parte das necessidades de energia elétrica para diferentes usos como: iluminação, eletrodomésticos, climatização, elevadores e outras cargas elétricas existentes no edifício.

A produção fotovoltaica apresenta como principais vantagens:

- Disponibilidade abundante de recursos, especialmente em regiões ensolaradas;
- Baixos custos operacionais e requisitos mínimos de manutenção;
- Design modular permite escalabilidade e flexibilidade no tamanho do sistema;
- Pode ser integrado tanto em novas construções como em edifícios existentes;
- Longa vida útil, geralmente de 25 anos ou mais.

No entanto, devido à sua dependência da luz solar, apresenta uma geração limitada durante dias nublados e nula à noite, tornando este tipo de fonte de energia, muito variável e não compatível com o perfil do consumo existente num edifício. Além disso, a utilização da potência instalada é muito baixa comparada com as fontes tradicionais, com valores pouco superiores às 1000 horas por ano.

Para se tirar melhor proveito da utilização da produção fotovoltaica há a necessidade de utilizar armazenamento de energia para garantir um melhor aproveitamento da produção e com isso obter níveis de autossuficiência energética do edifício mais elevados, conseguindo também um fornecimento mais contínuo de energia durante períodos de baixa ou nenhuma produção.

Os sistemas térmicos solares utilizam também a luz solar para aquecer diretamente água, contribuindo para o fornecimento de água quente e outras aplicações térmicas dentro de edifícios. Estes sistemas geralmente consistem em coletores solares, permutadores de calor e tanques de armazenamento, e podem ser passivos ou ativos.

Têm como vantagens:

- Alta eficiência na conversão de luz solar em energia térmica utilizável;
- Adequado tanto para edifícios residenciais como comerciais;
- Pode proporcionar poupanças energéticas significativas para aquecimento de água;
- Pode ser integrado em sistemas de aquecimento existentes com relativa facilidade.

No entanto também apresentam desvantagens como:

- Custos iniciais mais elevados em comparação com sistemas convencionais de aquecimento de água;
- Requisitos de manutenção para bombas, válvulas e outros componentes do sistema;
- O desempenho pode degradar ao longo do tempo devido a fatores como acumulação de minerais e degradação de materiais.

As turbinas eólicas podem ser instaladas nos edifícios ou próximos deles para aproveitar a energia cinética do vento e gerar eletricidade. As turbinas eólicas integradas em edifícios (*BIWT*) vêm em vários designs, incluindo turbinas de eixo vertical e de eixo horizontal, e podem ser montadas em telhados, fachadas ou estruturas independentes.

Apresentam como vantagens principais:

- Adequado para edifícios localizados em áreas ventosas ou com acesso a espaços abertos;

- Pode complementar sistemas PV solares ao fornecer geração de energia durante períodos de baixa luz solar;
- Potencial para geração de energia significativa, especialmente em áreas costeiras e elevadas.

As desvantagens que apresentam são significativas e levam muitas vezes à não-utilização desta tecnologia em edifícios. Identificam-se como principais as seguintes desvantagens:

- Ruído e vibração gerados pelas turbinas podem ser preocupantes para os ocupantes;
- Impacto visual e regulamentações de zoneamento podem limitar as opções de instalação em áreas urbanas;
- Custos iniciais mais elevados em comparação com sistemas PV solares;
- Altamente dependente do local, com variabilidade na disponibilidade de recursos eólicos;
- Requisitos de manutenção para peças móveis e componentes elétricos.

Os sistemas de aquecimento a biomassa utilizam materiais orgânicos como *pellets* de madeira, aparas ou resíduos agrícolas para gerar calor para aquecimento de espaços, fornecimento de água quente e outras aplicações térmicas em edifícios. Estes sistemas podem ser equipados com caldeiras, fogões ou fornos, e podem ser integrados tanto em edifícios residenciais como comerciais.

São vantagens as seguintes:

- Fonte de combustível renovável e localmente disponível, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis;
- Pode fornecer aquecimento fiável e económico em áreas com recursos de biomassa abundantes;
- Pode ser adaptado em sistemas de aquecimento existentes com modificações mínimas;
- Potencial para neutralidade de carbono quando se utiliza combustíveis de biomassa obtidos de forma sustentável;
- Oferece oportunidades para redução de resíduos e reciclagem de materiais orgânicos.

As desvantagens que este sistema de aquecimento apresenta são:

- Emissões de partículas, monóxido de carbono e outros poluentes durante a combustão;

- Custos iniciais mais elevados para equipamentos e instalação em comparação com sistemas de aquecimento convencionais;
- Espaço de armazenamento necessário para armazenamento de combustível de biomassa, que pode ser limitado em alguns edifícios;
- Requisitos de manutenção para limpeza, remoção de cinzas e manutenção de chaminés.

2.2. Enquadramento legal sobre o autoconsumo

O Autoconsumo do setor elétrico rege-se, atualmente, pelo Regulamento N.º 2/2023 (publicado pela ERSE). Este regulamento, já integra o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revoga o anterior Regulamento n.º 373/2021 que, por sua vez, tinha por base o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro [10].

Desde 2020 este já é o terceiro regulamento do autoconsumo aprovado pela ERSE, o que revela uma certa instabilidade regulamentar, pelo que urgia a publicação de um regulamento definitivo, com regras claras e relativamente permanentes, para facilitar a sua compreensão por parte de todas as partes interessadas, fossem elas instituições públicas ou privadas, pequenos ou grandes produtores [9].

Neste regulamento estabelecem-se diferenças significativas entre o autoconsumo individual e o autoconsumo coletivo. No autoconsumo individual, a energia gerada a partir de fontes renováveis é consumida no mesmo local onde é produzida, ou seja, dentro do próprio edifício. O autoconsumidor individual é o único beneficiário da energia produzida, sendo responsável por consumi-la ou armazená-la para uso futuro [12]. O processo de licenciamento e registo é realizado individualmente pelo autoconsumidor, e a energia produzida é contabilizada apenas para seu próprio consumo. O autoconsumo individual não envolve a partilha de energia excedente com outros consumidores [8] [11].

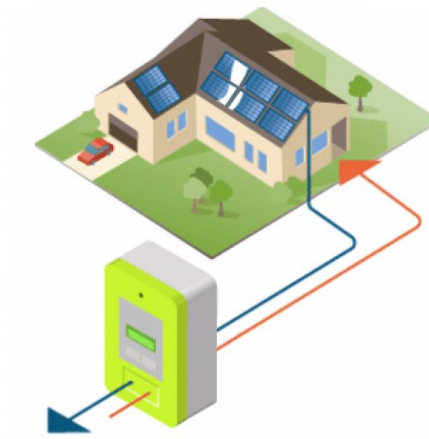


Figura 1 - Autoconsumo individual [13]

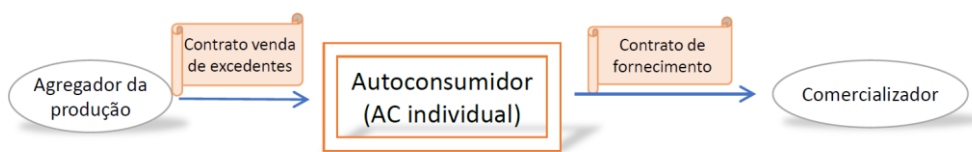


Figura 2 - Transações comerciais no autoconsumo individual [13]

No autoconsumo coletivo, por outro lado, a energia gerada a partir de fontes renováveis é consumida por um grupo de consumidores que estão ligados a uma mesma instalação de produção, conhecida como Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC). Os participantes do autoconsumo coletivo partilham os benefícios da energia produzida, podendo consumir a energia excedente gerada pela UPAC, desde que estejam ligados à mesma. O processo de licenciamento e registo é realizado em nome do condomínio ou entidade responsável pela gestão da UPAC, que representa os vários consumidores participantes. O autoconsumo coletivo envolve a partilha da energia entre os participantes, permitindo uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos e promovendo a cooperação entre os consumidores [14].



Figura 3 - Autoconsumo coletivo [13]

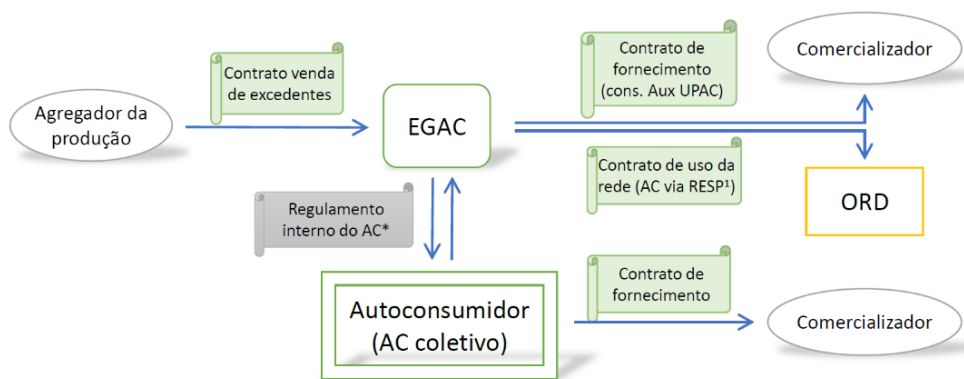


Figura 4 - Transações comerciais no autoconsumo coletivo [13]

O DL n.º 15/2022 estabelece também regras específicas para cada tipo de autoconsumo, incluindo requisitos de registo, procedimentos de controlo prévio, modalidades de remuneração da energia excedente, entre outros [7]. Essas distinções visam regular de forma adequada os diferentes modelos de autoconsumo, promovendo a sua implementação de forma eficiente e sustentável. O autoconsumo individual está sujeito a procedimentos de controlo prévio, nos quais o autoconsumidor deve obter licenciamento e registo junto das autoridades competentes [7] [14]. O autoconsumidor individual é responsável por obter licenciamento e registo para a instalação de sistemas de produção de energia renovável e para o consumo de energia gerada no mesmo local. Pode também optar por injetar a energia excedente na rede elétrica em troca de compensação financeira ou de outros benefícios, conforme previsto no regime de remuneração estabelecido pelo DL.

No contexto do autoconsumo de energia elétrica em Portugal, o Decreto-Lei n.º 15/2022 introduziu importantes alterações e regulamentações. Este decreto estabelece um novo

enquadramento legal para o autoconsumo de eletricidade, promovendo a produção de energia renovável e incentivando a autossuficiência energética [7].

Em termos gerais, o Decreto-Lei n.º 15/2022 define o autoconsumo como a utilização de energia elétrica produzida por fontes renováveis ou cogeração pelos próprios consumidores, seja para consumo próprio ou partilha com outros consumidores. Este novo enquadramento legal visa simplificar os procedimentos e promover o desenvolvimento de sistemas de autoconsumo, tanto a nível individual como coletivo [7].

Algumas das principais regras e disposições incluídas no Decreto-Lei n.º 15/2022 são:

- **Simplificação dos Procedimentos** para instalação de sistemas de autoconsumo, reduzindo a burocracia e facilitando a implementação dos projetos;
- **Acesso à Rede Elétrica** para o autoconsumo, garantindo que os consumidores possam injetar o excedente de energia na rede e receber compensação por isso;
- **Medição bidirecional** usando contadores de energia bidirecionais, que são capazes de medir tanto a energia consumida como a energia injetada na rede, garantindo uma faturação adequada e transparente;
- **Incentivos ao Autoconsumo Coletivo** promovendo o desenvolvimento de projetos de autoconsumo coletivo, permitindo que vários consumidores partilhem os benefícios de uma instalação de energia renovável;
- **Estabelecimento de Taxas e Tarifas** num regime tarifário específico para os autoconsumidores, com tarifas adaptadas às suas necessidades e ao tipo de ligação à rede [15].

Estas são apenas algumas das principais disposições do Decreto-Lei n.º 15/2022 em relação ao autoconsumo de energia elétrica em Portugal. Este novo enquadramento legal visa incentivar a produção de energia renovável e promover a autossuficiência energética, contribuindo para a transição para um sistema energético mais sustentável e resiliente [7].

3. Caracterização da Instalação objeto de estudo

Para a realização deste trabalho de dissertação foi escolhido o edifício do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (FCTUC), dada a sua relevância neste contexto e a facilidade de acesso aos dados energéticos relativos ao mesmo, nomeadamente dados sobre o sistema fotovoltaico (PV) instalado para autoconsumo, bem como acesso ao histórico de compra e produção de energia.

Em funcionamento no Pólo II da Universidade de Coimbra desde 1996, e com uma potência instalada no Posto de Transformação (PT) de 630 kVA e contratada de 292,5 kW, este edifício possui um sistema PV de produção fotovoltaica para autoconsumo individual com uma capacidade instalada de 78,84 kWp desde 2017 (este sistema enquadra-se numa UPAC) [16] [17] [18].



Figura 5 - Vista aérea Google Earth do DEEC, com a instalação fotovoltaica

Nos últimos 7 anos, a produção total deste sistema foi de 550 MWh (Figura 6).

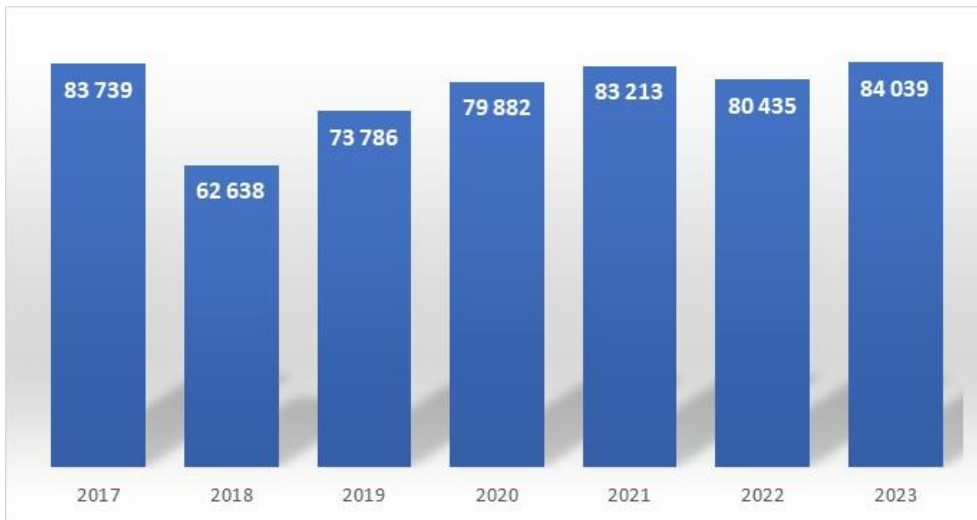


Figura 6 - Total de produção nos últimos 7 anos, em kWh

O sistema supramencionado é composto por 292 módulos de 270 Wp cada, agrupados em três conjuntos de painéis (Figura 6), associados a três inversores *SMA Tripower* (Figura 7) (2 inversores de 25 kW nominais AC e 1 inversor de 20 kW nominais AC):

- Cobertura orientada a su-sudoeste no 5º piso, com 162 módulos, para um total de 42,74 kWp;
- Cobertura orientada a sul no 5º piso, com 54 módulos, para um total de 14,58 kWp;
- Cobertura orientada a sul no 4º piso, com 76 módulos, para um total de 20,52 kWp.

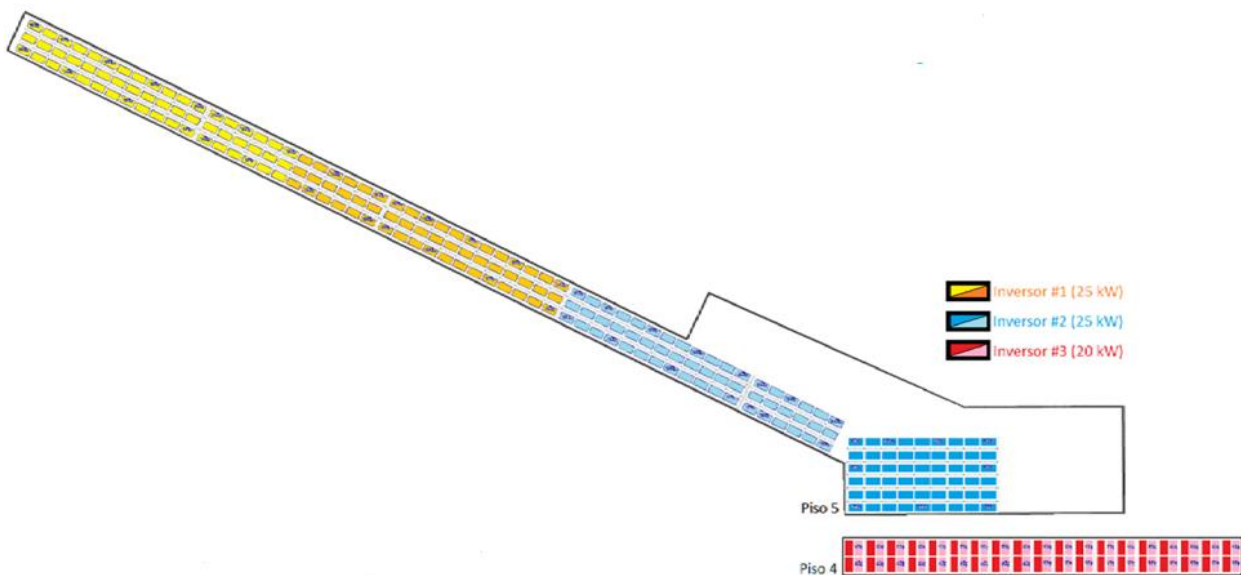


Figura 7 - Designação dos campos solares por inversor

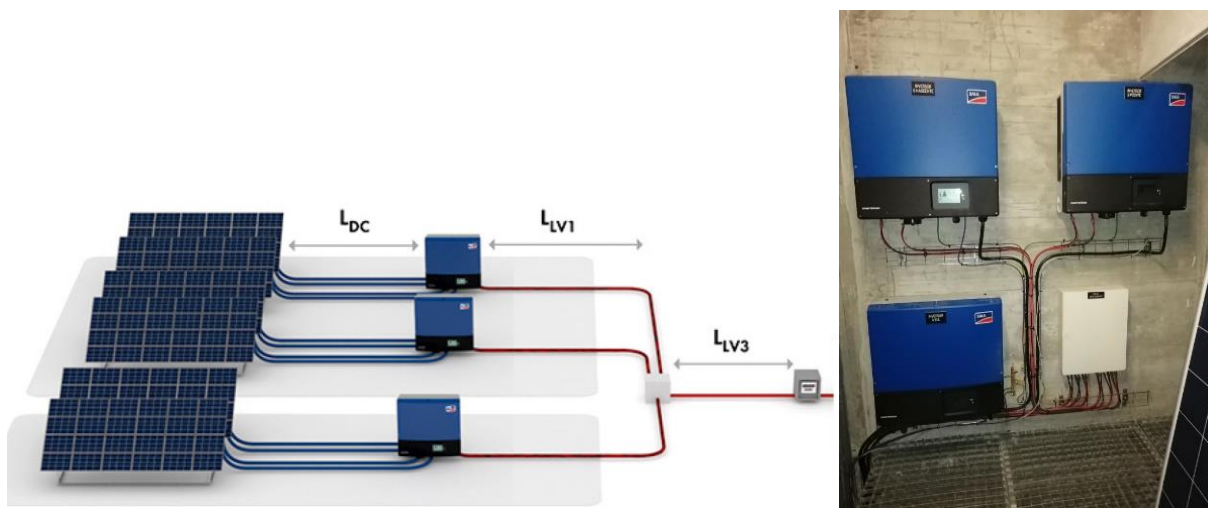


Figura 8 - Inversores instalados no DEEC

Para o desenvolvimento deste trabalho foram tidos como ponto de partida os dados de compra e produção de energia relativos ao ano de 2022. Este foi o ano escolhido como sendo o ano de referência, uma vez que é o mais recente ano completo e com os perfis de consumo pós-pandemia de Covid-19 já considerados normais em virtude de o edifício se encontrar em plena utilização diária.

Na Tabela 1 são apresentados os valores mensais da compra e da produção de energia elétrica. A compra foi de 413,7 MWh e a produção de 80,3 MWh, sendo ainda necessário comprar cerca da 84% da energia necessária para o edifício.

Tabela 1 - Compra e produção, em kWh, com valores de autossuficiência, em %, referentes a 2022

ENERGIA	Compra					AutoSuf
	SV	VN	P	C	Total	
Janeiro	6370,25	10953,25	7455,25	19136,25	43915,00	10%
Fevereiro	5562,25	8409,50	6863,00	17351,75	38186,50	12%
Março	5997,75	8452,25	7440,75	20305,25	42196,00	12%
Abril	5465,25	8111,50	3208,25	15319,00	32104,00	21%
Mai	5259,75	7585,50	2905,50	13767,00	29517,75	24%
Junho	5232,75	7496,50	2904,25	13837,25	29470,75	22%
Julho	5549,50	7914,50	2858,25	14403,50	30725,75	25%
Agosto	4836,50	6288,50	1790,25	9663,50	22578,75	31%
Setembro	5074,00	6803,25	3243,25	15021,25	30141,75	20%
Outubro	5115,00	8773,00	3618,00	15490,25	32996,25	13%
Novembro	5241,50	8639,75	7312,50	17973,25	39167,00	8%
Dezembro	5833,50	11299,50	7224,50	18371,50	42729,00	5%
Total	65538,00	100727,00	56823,75	190639,75	413728,50	16%

ENERGIA	Produção					AutoSuf
	SV	VN	P	C	Total	
Janeiro	0,00	1049,66	1158,54	2560,26	4768,46	10%
Fevereiro	0,00	1176,80	1262,52	2862,97	5302,29	12%
Março	0,00	1315,67	1195,33	3165,90	5676,89	12%
Abril	0,00	2534,74	1172,29	4816,66	8523,69	21%
Mai	0,00	1926,63	1438,63	5820,39	9185,65	24%
Junho	0,00	2122,02	1124,92	5117,08	8364,01	22%
Julho	0,00	2620,51	1323,47	6376,23	10320,21	25%
Agosto	0,00	2483,08	1309,59	6225,75	10018,42	31%
Setembro	0,00	1793,85	1218,04	4530,34	7542,24	20%
Outubro	0,00	1545,62	825,30	2719,72	5090,63	13%
Novembro	0,00	865,37	703,85	1715,87	3285,09	8%
Dezembro	0,00	677,83	419,06	1087,98	2184,87	5%
Total	0,00	20111,79	13151,51	46999,15	80262,44	16%

Com a atual capacidade instalada, a produção PV consegue para o edifício um valor de autossuficiência energética de cerca de 16%, no entanto, este parâmetro apresenta números bastante díspares ao longo dos 12 meses do ano, com valores a variar entre um mínimo de 5% em dezembro e um máximo de 31% em agosto (Tabela 1, Figura 11). Esta disparidade deve-se, sobretudo, ao efeito de sazonalidade no consumo e na produção fotovoltaica, com a produção fotovoltaica a contrastar com as necessidades energéticas do edifício – nos meses de inverno,

enquanto o edifício apresenta maiores necessidades de energia para consumo, a produção é menor, com menor número de horas de sol; já nos meses de verão, as necessidades de energia do edifício são menores, sendo a produção maior (Figuras 9 e 10).

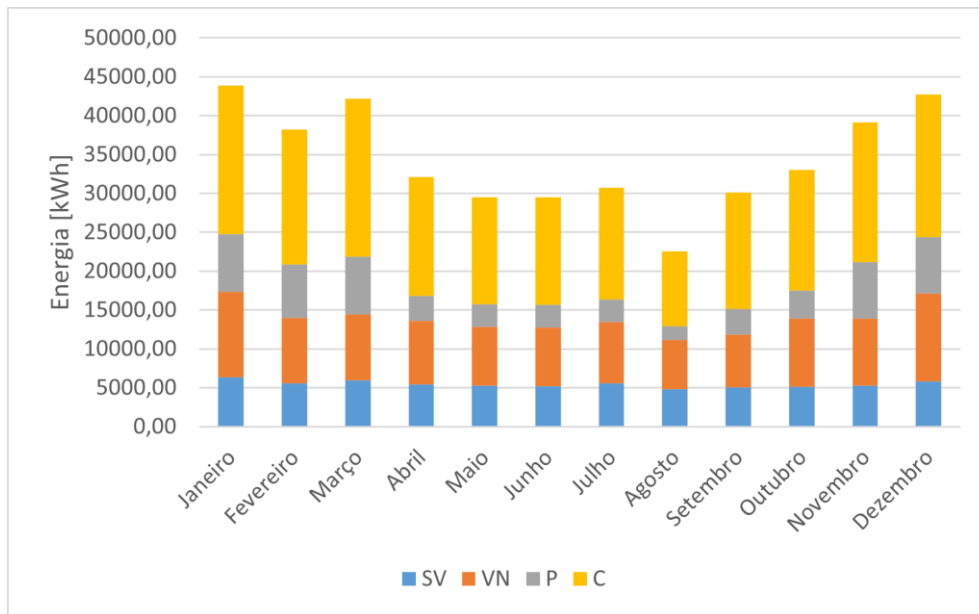


Figura 9 - Compra de energia em 2022

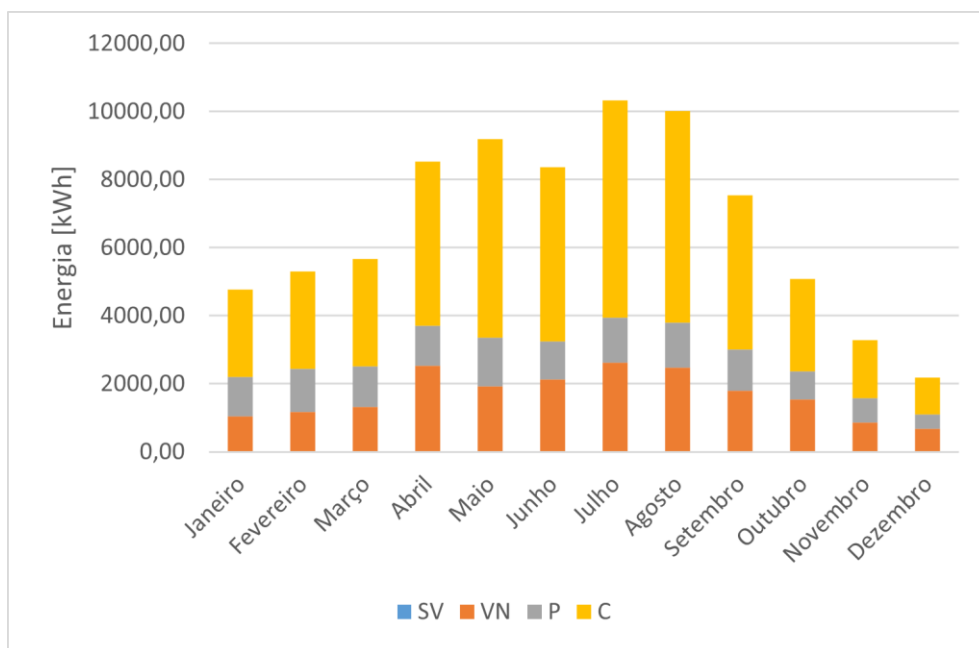


Figura 10 - Produção de Energia em 2022

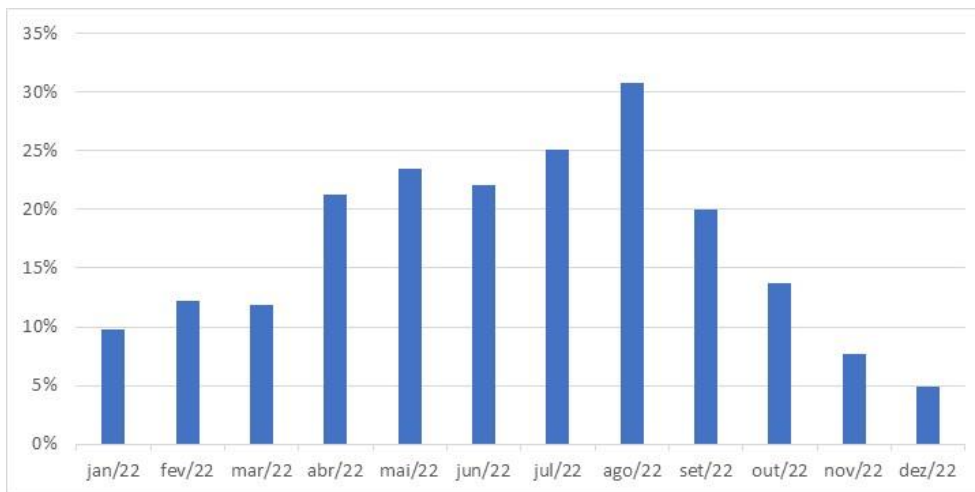


Figura 11 - Autossuficiência obtida em cada mês de 2022

A Figura 12 representa as necessidades de compra de energia ao longo do ano e é bem notório que os consumos maiores se registam no período de inverno. Nos meses de abril a outubro, as necessidades de energia são mais reduzidas, em especial no mês de agosto, o mês de menor consumo. Este perfil de consumo contrasta com as disponibilidades da produção fotovoltaica, que são maiores no período de verão e menores no período de inverno [19] [20].

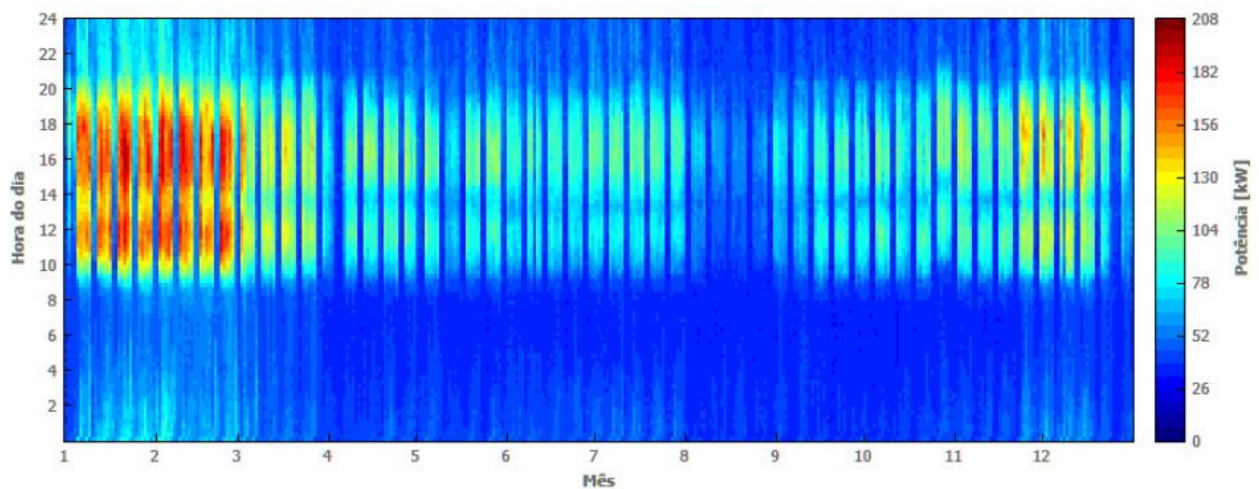


Figura 12 - Necessidade de compra de energia ao longo do ano e ao longo do dia

Com vista à caracterização do edifício, e para evidenciar a sazonalidade acima referida, são apresentados os diagramas de carga de 3 meses de referência – janeiro como mês típico de inverno, maio como mês típico de meia-estação e setembro como mês típico de verão. É também apresentado o diagrama de carga do mês de agosto, como exemplo de um mês atípico, dado ser um mês de elevada produção, mas que não apresenta grandes necessidades de consumo, pelo facto de ser um mês de férias escolares.

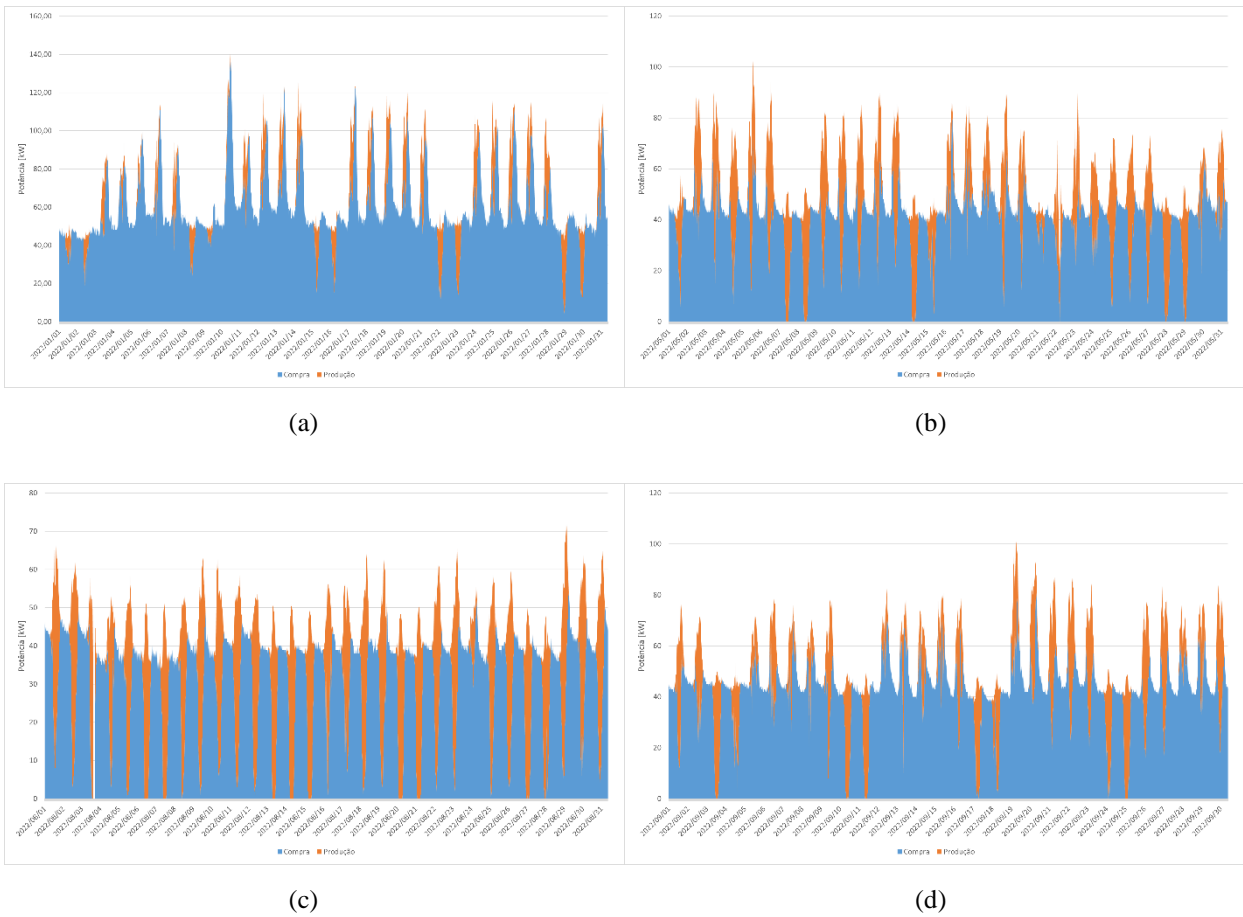


Figura 13 - Consumo de energia (Compra+Produção) para os meses de janeiro (a), maio (b), agosto (c) e setembro (d)

Como se constata nos diagramas apresentados, com exceção do mês de janeiro, já existe alguma injeção de energia nos fins de semana sempre que existam boas condições solares para produção. O que se prevê é que um aumento adicional na capacidade de produção irá contribuir para aumentar a injeção na rede, que atualmente é relativamente residual se excluirmos os dias de fim-de semana no verão [19]-[22].

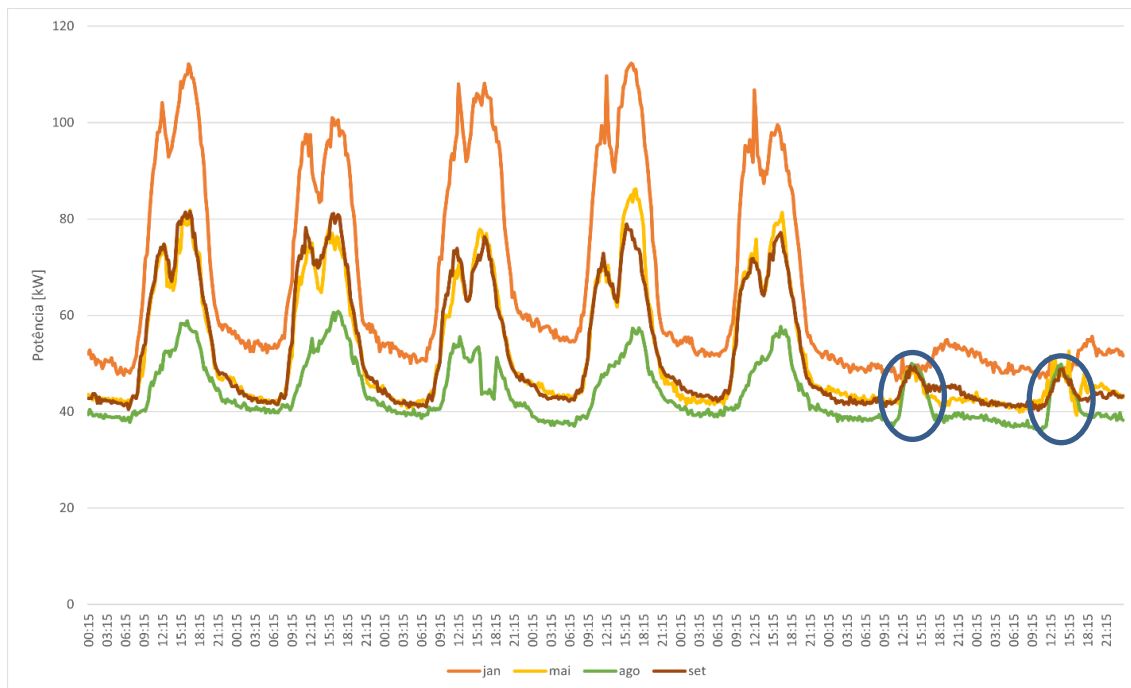


Figura 14 - Diagrama semanal médio do consumo nos meses de janeiro, maio, agosto e setembro

Da observação dos diagramas semanais médios dos meses de janeiro, maio, agosto e setembro (Figura 14) pode-se constatar um forte efeito sazonal no consumo, com consumos altos no inverno, que contrastam com baixos valores de produção fotovoltaica. Já nos meses de verão, e sobretudo aos fins de semana, já se verifica alguma injeção de energia na rede – facto assinalado na figura através das duas marcas circulares. Estes picos verificados ao sábado e domingo, especialmente no mês de agosto, devem-se ao pressuposto que foi considerado nesta análise, de igualar o consumo à soma da compra com a produção. Isto é um pressuposto que se assumiu inicialmente, em virtude de as injeções atuais ainda serem residuais, pelo que é uma consideração válida. No entanto, nesta situação específica assinalada, torna-se evidente que os picos assinalados no diagrama de carga são picos de injeção e não de consumo, que resultam desse pressuposto. Os consumos reais, não existindo injeção, seriam representados por uma linha relativamente plana e estável, contrariamente ao assinalado.

No capítulo seguinte serão apresentadas simulações de aumento de capacidade instalada de painéis fotovoltaicos e averiguar-se-á qual o nível aceitável de autossuficiência que faz sentido obter com esta tecnologia de produção, tendo em conta os crescentes níveis de injeção na rede que começariam a ser elevados, sobretudo nos meses de verão.

4. Estudo de Caso

Sendo o tema deste trabalho a análise da autossuficiência de energia elétrica em edifícios escolares recorrendo ao uso de FER e de armazenamento, especificamente no edifício do DEEC – um edifício já com uma instalação que lhe garante cerca de 16% das necessidades de energia elétrica – pretende-se determinar a autossuficiência adicional considerando um aumento da potência instalada de produção fotovoltaica.

A estratégia adotada passou pelo desenvolvimento de um simulador em *Microsoft Excel* que, usando indicadores específicos, permitisse quantificar os potenciais ganhos de energia para autoconsumo, e conseqüente aumento da autossuficiência do edifício, obtidos para diferentes valores de aumento da capacidade instalada de painéis fotovoltaicos, adicionais à atual capacidade instalada de 78,84 kWp.

Numa primeira fase, foram analisados os valores de autoconsumo e de autossuficiência considerando apenas diferentes valores de aumento da capacidade de produção fotovoltaica instalada, sem armazenamento. Posteriormente, aliando a este aumento de produção a instalação de armazenamento, foram analisados os mesmos indicadores mencionados anteriormente, neste caso, com baterias de diferentes capacidades: 100, 200 e 300 kWh. Com a possibilidade de armazenamento foram criados outros indicadores que serviram para fazer a análise das taxas de utilização das baterias.

4.1. Funcionamento do simulador

Todas as simulações realizadas tiveram por base dados de compra e produção de energia do ano de referência de 2022, significando isto que todas as análises apresentadas têm como premissa que os perfis de compra e de produção deste ano correspondem às condições padrão do edifício. Partindo dos valores conhecidos, com a resolução quarto-horário no ano de referência, o simulador, usando o perfil de produção do ano de referência, calcula, para cada incremento de potência a instalar, os valores de produção adicional. Sempre que essa produção adicional seja inferior à necessidade de compra de energia, considera-se que foi integralmente usada em autoconsumo, reduzindo as necessidades de energia fornecida pela rede elétrica. Quando a produção adicional for superior ao valor da compra de energia, assume-se que suprime totalmente as necessidades de consumo do edifício, sendo a energia excedentária injetada na rede pública, no caso de não ser considerada a instalação de armazenamento.

Nas simulações em que se considera a utilização de baterias, para além dos valores de autoconsumo e de autossuficiência, o simulador calcula ainda alguns indicadores que permitem avaliar a utilização das baterias, que funcionam dentro da gama 20% a 90% da sua capacidade, considerando-se totalmente descarregadas e totalmente carregadas abaixo e acima desses valores, respetivamente. Sempre que haja excedente de produção, este é armazenado nas baterias até à sua capacidade máxima. Quando atingida a capacidade máxima, o excedente será injetado na rede. Havendo necessidade de compra, é dada prioridade à energia existente na bateria, até atingir a sua capacidade mínima. Foi considerado um inversor de 50 kW associado às baterias, sendo esta a potência máxima de carga e descarga (entrada e saída) das baterias.

4.2. Análise de Cenários

Para uma análise detalhada e de fácil interpretação dos resultados, serão apresentados gráficos e tabelas que demonstram os valores obtidos para cada indicador, consoante os diferentes aumentos da capacidade de produção fotovoltaica (PV).

Na tabela seguinte (Tabela 2) são apresentados os valores das simulações na gama de 20 a 150 kWp, com incrementos de 5 kWp, para cenários sem armazenamento e com armazenamento de 100 kWh. Em Anexo são disponibilizadas tabelas semelhantes, considerando armazenamento de 200 kWh e 300 kWh (Tabela 4 e Tabela 5).

Tabela 2 - Resultados da simulação para cenários sem armazenamento e com bateria de 100 kWh

Indicadores											
PV	Bat.	Sem Bateria			Com Bateria						
kWp	kWh	% PV Used S/ Bat	% PV not Used	% AutoSuf S/ Bat	% PV Used C/ Bat	% PV not Used	% AutoSuf C/ Bat	% SoC Med	% N ^o H SoC Min	% N ^o H. SoC Max	N ^o H. FZS
20	100	74,0%	26,0%	4,3%	98,6%	1,4%	5,7%	22,7%	89,3%	0,6%	89,9%
25	100	73,2%	26,8%	5,3%	96,0%	4,0%	6,9%	23,3%	88,5%	1,3%	89,8%
30	100	72,4%	27,6%	6,2%	93,6%	6,4%	8,1%	23,9%	87,8%	1,8%	89,7%
35	100	71,7%	28,3%	7,2%	91,6%	8,4%	9,2%	24,4%	87,1%	2,4%	89,4%
40	100	70,9%	29,1%	8,1%	89,7%	10,3%	10,3%	24,9%	86,4%	2,9%	89,4%
45	100	70,1%	29,9%	9,1%	87,9%	12,1%	11,4%	25,3%	85,7%	3,4%	89,1%
50	100	69,3%	30,7%	10,0%	86,3%	13,7%	12,4%	25,8%	85,0%	3,9%	88,9%
55	100	68,5%	31,5%	10,8%	84,8%	15,2%	13,4%	26,2%	84,2%	4,4%	88,5%
60	100	67,6%	32,4%	11,7%	83,4%	16,6%	14,4%	26,6%	83,4%	4,9%	88,2%
65	100	66,7%	33,3%	12,5%	82,0%	18,0%	15,3%	27,1%	82,4%	5,3%	87,7%
70	100	65,6%	34,4%	13,2%	80,7%	19,3%	16,2%	27,5%	81,4%	5,7%	87,2%
75	100	64,6%	35,4%	13,9%	79,5%	20,5%	17,1%	28,0%	80,6%	6,2%	86,8%
80	100	63,5%	36,5%	14,6%	78,2%	21,8%	18,0%	28,5%	79,8%	6,6%	86,4%
85	100	62,5%	37,5%	15,3%	77,0%	23,0%	18,8%	29,1%	79,1%	7,1%	86,2%
90	100	61,5%	38,5%	15,9%	75,7%	24,3%	19,6%	29,5%	78,4%	7,6%	86,1%
95	100	60,5%	39,5%	16,5%	74,4%	25,6%	20,3%	29,9%	77,8%	8,2%	86,0%
100	100	59,5%	40,5%	17,1%	73,1%	26,9%	21,0%	30,3%	77,2%	8,7%	85,9%
105	100	58,5%	41,5%	17,7%	71,8%	28,2%	21,7%	30,7%	76,5%	9,2%	85,7%
110	100	57,5%	42,5%	18,2%	70,6%	29,4%	22,3%	31,1%	75,9%	9,7%	85,6%
115	100	56,6%	43,4%	18,7%	69,3%	30,7%	22,9%	31,4%	75,3%	10,1%	85,4%
120	100	55,7%	44,3%	19,2%	68,2%	31,8%	23,5%	31,8%	74,7%	10,5%	85,2%
125	100	54,7%	45,3%	19,7%	67,1%	32,9%	24,1%	32,1%	74,1%	10,9%	84,9%
130	100	53,8%	46,2%	20,1%	66,0%	34,0%	24,7%	32,5%	73,6%	11,2%	84,8%
135	100	52,9%	47,1%	20,5%	65,0%	35,0%	25,2%	32,9%	73,0%	11,7%	84,6%
140	100	52,1%	47,9%	21,0%	63,9%	36,1%	25,7%	33,3%	72,5%	12,1%	84,6%
145	100	51,2%	48,8%	21,3%	62,8%	37,2%	26,2%	33,6%	72,0%	12,6%	84,7%
150	100	50,4%	49,6%	21,7%	61,8%	38,2%	26,6%	33,9%	71,6%	13,0%	84,6%

A Figura 15 apresenta a evolução da autossuficiência com o aumento incremental da potência instalada em painéis solares fotovoltaicos. Como expectável, a autossuficiência aumenta com o aumento da potência instalada mas tende a saturar, sendo o benefício cada vez menor. Verifica-se que esse incremento não é proporcional – com o aumento da produção fotovoltaica, cada vez se criam mais excedentes de energia, que seriam injetados na rede.

Com armazenamento, esses excedentes gerados podem ser armazenados e utilizados mais tarde. Esse aproveitamento adicional dependa da capacidade instalada em baterias. Quando essa capacidade se esgota, a energia é desperdiçada para a rede.

Pode-se constatar que, para elevados níveis de capacidade instalada em painéis, as curvas de autossuficiência perdem a sua característica linear, ou seja, o aumento da autossuficiência deixa de ser proporcional a capacidade PV adicionada.

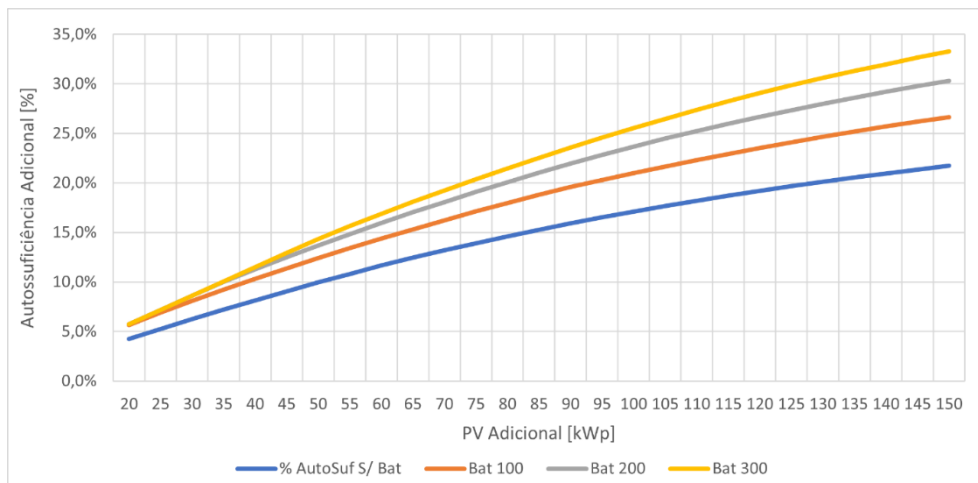


Figura 15 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem e com armazenamento

Podem analisar-se alguns casos específicos de incremento do PV:

- **Aumento de 70 kWp** (duplicar a atual capacidade): o ganho de autossuficiência sem armazenamento é de 13,2%. Com armazenamento de 100 kWh, 200 kWh e 300 kWh, o ganho de autossuficiência é de 16,2%, 18,1% e 19,3%, respetivamente – ganhos de 3%, 1,9% e 1,2% para cada incremento de 100 kWh de armazenamento;
- **Aumento de 140 kWp** (triplicar a atual capacidade): o ganho de autossuficiência sem armazenamento é de 21%. Com armazenamento de 100 kWh, 200 kWh e 300 kWh, o ganho de autossuficiência é de 25,7%, 29,2% e 32%, respetivamente – ganhos de 4,7%, 3,2% e 2,8% para cada incremento de 100 kWh de armazenamento.

Pode-se constatar, com estes dois exemplos, que o primeiro aumento de 70 kWp em PV corresponderia a cobrir 13,2% das necessidades de energia, mas o segundo incremento adicional de 70 kWp (70+70=140) já só corresponderia a 7,8%, o que demonstra níveis de energia injetada significativos, como se pode ver mais à frente.

Com armazenamento, também se pode constatar que, a cada incremento de 100kWh em baterias, o ganho da autossuficiência é cada vez menor. Por exemplo para o aumento de 140 kWp, o primeiro escalão de baterias conseguiria um incremento de 4,7% de autossuficiência, já o último escalão de 100 kWh só adicionaria 2,8%.

A Figura 16 apresenta-nos os resultados das simulações numa perspetiva do autoconsumo, ou seja, da percentagem da produção que é aproveitada para autoconsumo.

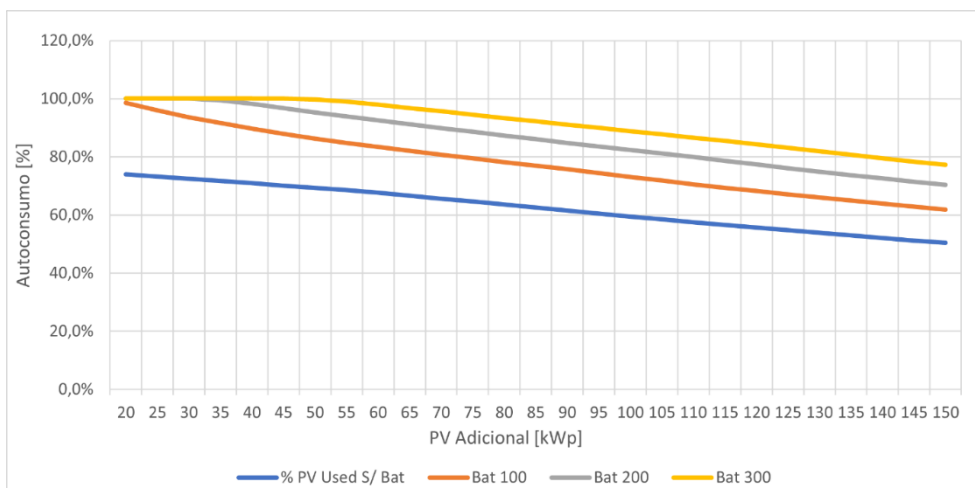


Figura 16 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem e com armazenamento

Utilizando os mesmos casos específicos de aumento de PV usando anteriormente, temos:

- **Aumento de 70 kWp** (duplicar a atual capacidade): a energia produzida usada para autoconsumo é de 65,6% sem armazenamento. Com armazenamento de 100 kWh, 200 kWh e 300 kWh os valores percentuais de energia para autoconsumo passariam a ser de 80,7%, 89,9% e 95,7%, respectivamente – ganhos de 15,1%, 9,2%, 5,8% para cada incremento de 100 kWh de armazenamento.
- **Aumento de 140 kWp** (triplicar a atual capacidade): a energia produzida usada para autoconsumo é de 52,1% sem armazenamento. Com armazenamento de 100 kWh, 200 kWh e 300 kWh os valores percentuais de energia para autoconsumo passariam a ser de 63,9%, 72,6% e 79,5%, respectivamente – ganhos de 11,8%, 8,7%, 6,9% para cada incremento de 100 kWh de armazenamento.

Pode-se observar, com estes dois exemplos, que o primeiro aumento de 70 kWp em PV corresponderia a um aproveitamento de apenas 65.6% da energia produzida, ou seja, mais de um terço da energia seria injetada na rede. No segundo aumento adicional de 70 kWp (70+70=140) a energia aproveitada já só corresponderia a 52,1%, o que demonstra quase metade da produção injetada na rede.

Com armazenamento, também se pode constatar que, a cada incremento de 100kWh em baterias, o ganho do aproveitamento da energia produzida seria cada vez menor. Por exemplo, para o aumento de 140 kWp, o primeiro escalão de baterias conseguiria um incremento de 11,8% da energia para autoconsumo, já o último escalão de 100 kWh só adicionaria 6.9%.

A percentagem de energia aproveitada em autoconsumo diminui gradualmente com o aumento da capacidade de produção instalada, significando isto que, quanto mais se aumenta a produção, mais energia é desperdiçada para a RESP.

Alcançar autoconsumo de 100% (0% de desperdício), só é possível com armazenamento: bateria de 200 kWh aliada a um PV adicional até 30 kWp, valor a partir do qual já há injeção, ou bateria de 300 kWh, aliada a um PV adicional de 45 kWp, havendo analogamente injeção acima desse valor.

Para avaliar a utilização das baterias, para os diferentes cenários de capacidade adicional instalada em PV *versus* capacidade instalada das baterias, foram definidos três indicadores: percentagem do número de horas por ano em que a bateria está no nível de carga mínimo (% N^oH SoC Min), percentagem do número de horas por ano em que a bateria está no nível de carga máximo (% N^oH SoC Max) e o nível médio de carga anual das baterias (% SoC Med). As Figuras 17, 18 e 19 apresentam a evolução desses indicadores em função da capacidade adicional de PV a instalar para as baterias de 100, 200 e 300 kWh, respetivamente.

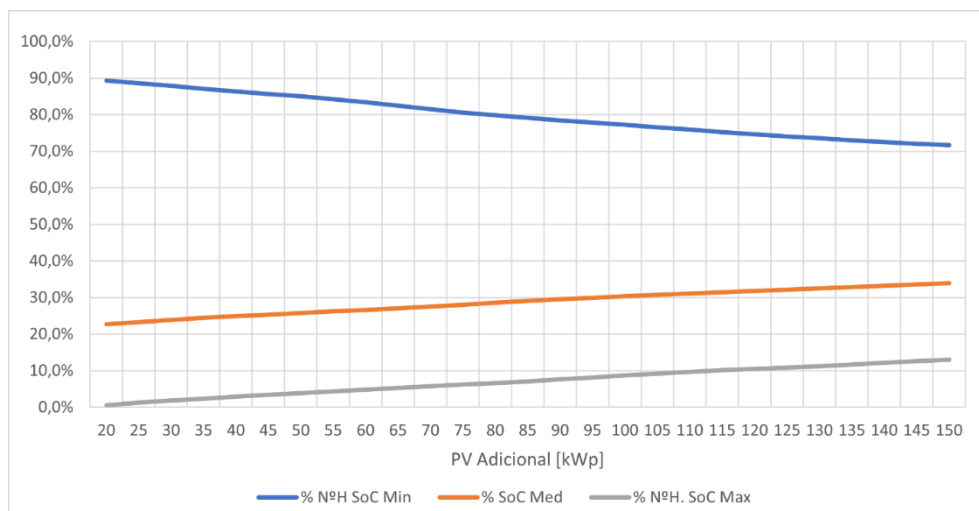


Figura 17 - Evolução dos indicadores do estado da bateria (bateria de 100 kWh)

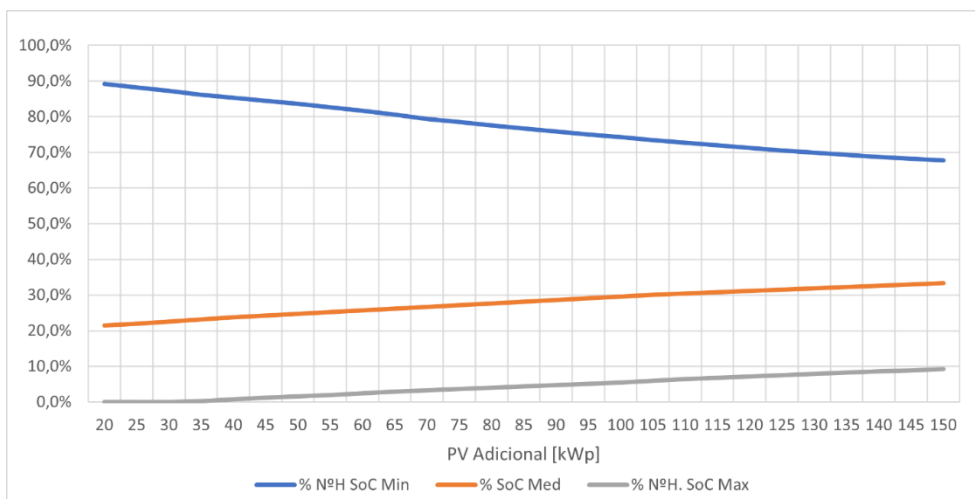


Figura 18 - Evolução dos indicadores do estado da bateria (bateria de 200 kWh)

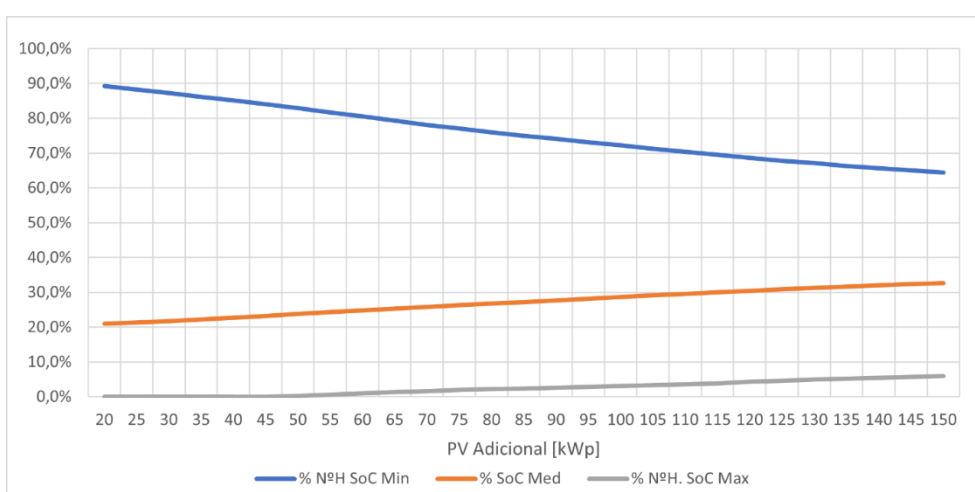


Figura 19 - Evolução dos indicadores do estado da bateria (bateria de 300 kWh)

Da análise dos três gráficos constata-se que, qualquer que seja a solução escolhida de PV adicional com armazenamento – seja dobrar ou triplicar a instalação atual – resulta sempre numa baixa taxa de utilização das baterias.

A título de exemplo, apresentam-se novamente os dois casos já referidos anteriormente para evidenciar a baixa taxa de utilização das baterias:

- **Aumento de 70 kWp** (duplicar a atual capacidade): as baterias teriam um *SoC* médio de 27,5%, 26,7% e 25,8% para baterias de 100, 200 e 300 kWh, respetivamente – um pouco acima do limiar mínimo que foi definido de 20% e estariam 80% das horas do ano sem qualquer utilização.
- **Aumento de 140 kWp** (triplicar a atual capacidade): as baterias teriam um *SoC* médio de 33,3%, 32,6% e 32% para baterias de 100, 200 e 300 kWh, respetivamente.

À medida que se aumenta a capacidade instalada, a autossuficiência também aumenta, mas de uma forma não-linear, tendendo a saturar. O autoconsumo diminui, significando que há cada vez mais injeção. A taxa de aproveitamento do ativo, que são as baterias, é sempre reduzida, mesmo para potências adicionais mais elevadas, resultando num baixo índice de retorno do investimento (RDI).

A instalação atual, mesmo apresentando valores de injeção, estes têm ainda pouca expressão, centrando-se sobretudo aos fins de semana e no mês de agosto. Adicionar potência adicional vai sempre resultar no agravamento da injeção de energia nos períodos onde já existe.

5. Conclusão

Pretendeu-se com esta dissertação desenvolver uma metodologia que pudesse servir, eventualmente, de apoio à decisão para aumento da potência de produção PV em instalações já com alguma capacidade instalada, mas ainda com níveis de autossuficiência relativamente modestos. Foi usado como estudo de caso o edifício do DEEC que, com 78,84 kWp de potência instalada, garante uma autossuficiência de cerca de 16%.

Após análise dos diferentes cenários – instalação incremental adicional na gama de 20 a 150 kWp, sem e com armazenamento – é possível confirmar a dificuldade que existe em conciliar os atuais perfis de consumo com uma instalação fotovoltaica que garanta níveis de autossuficiência consideráveis.

Em meses de verão pouco proveito se iria tirar do investimento porque, mesmo com a atual instalação PV, já se verifica alguma injeção neste período. No entanto, em meses de inverno, como o consumo é maior e a produção menor, existe muita margem para aumentar capacidade instalada em PV com aproveitamento para autoconsumo. Como a instalação é permanente, é necessário fazer uma análise do quadro geral para o ano inteiro, não se podendo individualizar em cada uma das estações do ano.

Em edifícios com este tipo de perfil de consumo torna-se muito difícil conseguir altos valores de autossuficiência, sem se chegar ao ponto de grandes níveis de injeção na rede, situação pouco rentável, devido aos preços de energia para venda serem demasiados baixos.

Com introdução do armazenamento de energia consegue-se um melhor aproveitamento da energia produzida, mas à custa de investimento adicional, que seria pouco rentabilizado pelo facto de, no período de inverno, praticamente não seriam necessárias baterias para armazenamento. Em contrapartida, para evitar injeção no período de verão, em que há mais produção e menos consumo, as baterias teriam de ter uma capacidade bastante razoável. Para valores baixos de aumento de PV, conseguir-se-ia os 100% de aproveitamento em autoconsumo, mas, eventual e inevitavelmente, a partir de um certo valor de PV adicional, como foi apresentado, haveria injeção, em especial nos meses de maior produção, por insuficiência de capacidade de armazenamento.

A título de conclusão final, considerando como razoável o objetivo de não ultrapassar valores de injeção de 25% da produção anual, ou seja, 75% da energia produzida ser utilizada em autoconsumo, apresentam-se quatro soluções possíveis, com os respetivos indicadores na tabela seguinte:

Tabela 3 - Indicadores para objetivo limiar de 25% de injeção

Solução	Potência Adicional a Instalar	Autossuficiência	% Horas Anuais FZS
S/ Bateria	10 kWp	2,2%	N/A
Bateria 100 kWh	90 kWp	19,6%	86,1%
Bateria 200 kWh	125 kWp	27,3%	78,1%
Bateria 300 kWh	160 kWp	34,5%	69,7%

A autossuficiência indicada na tabela é considerada como a contribuição para redução da compra de energia que, atualmente, esta instalação ainda precisa de fazer para satisfazer as suas necessidades de energia. A percentagem de horas anuais em que as baterias estão em fora da zona de funcionamento (FZS) corresponde ao período em que não carregam nem descarregam energia, ou seja, que estão em *stand-by*.

Como se pode constatar pelos valores da tabela, sem armazenamento e com apenas 10 kWp adicionais, já se passaria a desperdiçar para a rede 25% da energia produzida por essa capacidade adicional, sendo este valor superior em qualquer PV adicional.

Com a introdução das baterias, nos três escalões analisados nesta dissertação, o valor de capacidade adicional aumenta. No caso de se optar pela instalação de uma bateria de 100 kWh, atingir-se-ia o objetivo de não injetar mais de 25% com a instalação de apenas 90 kWp de potência adicional. No entanto com esta capacidade de armazenamento, as baterias estariam 86,1% do ano sem utilização.

Consegue-se reduzir esta taxa de não-utilização das baterias para 69,7%, mesmo assim muito alta, com a solução de instalar uma bateria de 300 kWh, que já suportaria uma instalação de mais 160 kWp de potência adicional, atingindo um valor para autossuficiência de 34,5%.

Pode assumir-se a solução intermédia como uma solução aceitável, que contempla a instalação de uma bateria de 200 kWh e de 125 kWp de potência PV adicional (que soma aos atuais 78,8 kWp). O valor global de autossuficiência do edifício alcançado com esta solução seria de aproximadamente 40%, ou seja, uma capacidade instalada global de cerca de 200 kWp, associada a uma capacidade de armazenamento de 200 kWh, resultaria, ainda assim, numa autossuficiência inferior a 50%, e estaria a injetar na rede cerca de 25% da produção associada à capacidade adicional instalada.

Como conclusão final, pode-se comprovar como não é fácil, em edifícios como o deste estudo de caso, conseguir obter valores elevados de autossuficiência recorrendo à produção fotovoltaica, sem incorrer em elevados valores de injeção de energia na rede ou recorrer a elevados valores de capacidade de armazenamento. Tanto um caso como outro reduzem a viabilidade económica dos investimentos feitos em produção para autoconsumo.

Bibliografia

- [1] Parlamento Europeu, “Desempenho energético dos edifícios: rumo à neutralidade climática até 2050”, [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/pt/agenda/briefing/2023-03-13/0/desempenho-energetico-dos-edificios-rumo-a-neutralidade-climatica-ate-2050> [Acedido em fevereiro 2024]
- [2] Conselho Europeu, “Objetivo 55”, [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55/> [Acedido em março 2024]
- [3] Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, “PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030)”, Portugal, 2023.
- [4] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Direção-Geral de Energia e Geologia”, DGEG, 2020. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/eficiencia-energetica/diretiva-do-desempenho-energetico-dos-edificios/diretiva-dos-edificios/>. [Acedido em março 2024]
- [5] European Commission, “Renewable Energy Directive”, [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en?prefLang=pt#the-revised-directive [Acedido em abril 2024]
- [6] PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, “REGULAMENTO (UE) 2023/2413 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO”, Jornal Oficial da União Europeia, 2023.
- [7] Presidência do Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 15/2022”, Diário da República, vol. Série I, n.º 10/2022, 2022.
- [8] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “ERSE”, [Online]. Available: <https://www.erse.pt/institucional/erse/a-erse/>. [Acedido em maio 2024]
- [9] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento do autoconsumo de energia elétrica”, Lisboa, 2023.
- [10] Presidência do Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 162/2019”, Diário da República, vol. n.º 206/2019, n.º 162/2019, pp. 45 - 62, 2019.
- [11] DGEG, “Regulamento Técnico e de Qualidade (RTQ),” Lisboa, 2020.
- [12] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Decreto-Lei n.º 153/2014”, Diário da República, n.º 153/2014, pp. 5298 - 5311, 2014.

- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Casos tipo de aplicação do regulamento do autoconsumo”, Lisboa, 2021
- [14] Conselho de Administração da ERSE, “Diretiva n.º 3/2020: Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP em 2020”, Lisboa, 2020.
- [15] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Energia em Números, edição 2023”, [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/energia-em-numeros-edicao-2023/> [Acedido em maio 2024]
- [16] Universidade de Coimbra, “DEEC Instalações”, [Online]. Available: <https://www.uc.pt/fctuc/deec/departamento/Instalacoes>. [Acedido em fevereiro 2024]
- [17] Universidade de Coimbra, “DEEC Instalações”, [Online]. Available: <https://www.uc.pt/fctuc/deec/departamento/identidade> [Acedido em fevereiro 2024]
- [18] J. Dias, “Plano de Racionalização do Consumo de Energia de um Edifício do Pólo II - Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores”, 2015.
- [19] P. Fonseca, P. Moura, H. Jorge, and A. de Almeida, “Sustainability in university campus: options for achieving nearly zero energy goals,” *International Journal of Sustainability in Higher Education*, vol. 19, no. 4. Emerald, pp. 790–816, May 08, 2018. doi: 10.1108/ijsh-09-2017-0145.
- [20] Á. J. Ordóñez Mendieta and E. S. Hernández, “Analysis of PV Self-Consumption in Educational and Office Buildings in Spain,” *Sustainability*, vol. 13, no. 4, p. 1662, Feb. 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/su13041662>.
- [21] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Applied Energy*, vol. 142. Elsevier BV, pp. 80–94, Mar. 2015. doi: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- [22] T. de Rubeis, I. Nardi, D. Ambrosini, and D. Paoletti, “Is a self-sufficient building energy efficient? Lesson learned from a case study in Mediterranean climate,” *Applied Energy*, vol. 218. Elsevier BV, pp. 131–145, May 2018. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.166.
- [23] PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, “REGULAMENTO (UE) 2018/2001 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO”, *Jornal Oficial da União Europeia*, 2018.
- [24] PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, “REGULAMENTO (UE) 2019/943 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO”, *Jornal Oficial da União Europeia*, 2019.

Anexos

Tabela 4 - Resultados da simulação para cenários sem armazenamento e com bateria de 200 kWh

Indicadores											
PV	Bat.	Sem Bateria			Com Bateria						
kWp	kWh	% PV Used S/ Bat	% PV not Used	% AutoSuf S/ Bat	% PV Used C/ Bat	% PV not Used	% AutoSuf C/ Bat	% SoC Med	% N°H SoC Min	% N°H. SoC Max	Nº H. FZS
20	200	74,0%	26,0%	4,3%	100,0%	0,0%	5,7%	21,4%	89,2%	0,0%	89,2%
25	200	73,2%	26,8%	5,3%	100,0%	0,0%	7,2%	21,9%	88,2%	0,0%	88,2%
30	200	72,4%	27,6%	6,2%	100,0%	0,0%	8,6%	22,6%	87,2%	0,0%	87,2%
35	200	71,7%	28,3%	7,2%	99,5%	0,5%	10,0%	23,2%	86,2%	0,3%	86,5%
40	200	70,9%	29,1%	8,1%	98,2%	1,8%	11,3%	23,7%	85,3%	0,8%	86,1%
45	200	70,1%	29,9%	9,1%	96,7%	3,3%	12,5%	24,2%	84,5%	1,3%	85,7%
50	200	69,3%	30,7%	10,0%	95,2%	4,8%	13,7%	24,7%	83,6%	1,6%	85,2%
55	200	68,5%	31,5%	10,8%	93,9%	6,1%	14,8%	25,2%	82,6%	2,0%	84,6%
60	200	67,6%	32,4%	11,7%	92,6%	7,4%	16,0%	25,7%	81,7%	2,4%	84,1%
65	200	66,7%	33,3%	12,5%	91,2%	8,8%	17,0%	26,2%	80,6%	2,9%	83,4%
70	200	65,6%	34,4%	13,2%	89,9%	10,1%	18,1%	26,7%	79,4%	3,3%	82,7%
75	200	64,6%	35,4%	13,9%	88,6%	11,4%	19,1%	27,1%	78,5%	3,6%	82,1%
80	200	63,5%	36,5%	14,6%	87,3%	12,7%	20,1%	27,6%	77,5%	4,1%	81,6%
85	200	62,5%	37,5%	15,3%	86,1%	13,9%	21,0%	28,1%	76,7%	4,4%	81,1%
90	200	61,5%	38,5%	15,9%	84,8%	15,2%	21,9%	28,6%	75,8%	4,7%	80,5%
95	200	60,5%	39,5%	16,5%	83,6%	16,4%	22,8%	29,1%	75,0%	5,1%	80,1%
100	200	59,5%	40,5%	17,1%	82,4%	17,6%	23,7%	29,6%	74,3%	5,4%	79,7%
105	200	58,5%	41,5%	17,7%	81,2%	18,8%	24,5%	30,0%	73,5%	5,9%	79,4%
110	200	57,5%	42,5%	18,2%	79,9%	20,1%	25,3%	30,4%	72,7%	6,4%	79,1%
115	200	56,6%	43,4%	18,7%	78,6%	21,4%	26,0%	30,8%	72,0%	6,8%	78,7%
120	200	55,7%	44,3%	19,2%	77,3%	22,7%	26,7%	31,2%	71,2%	7,1%	78,4%
125	200	54,7%	45,3%	19,7%	76,1%	23,9%	27,3%	31,6%	70,6%	7,5%	78,1%
130	200	53,8%	46,2%	20,1%	74,9%	25,1%	28,0%	31,9%	70,0%	7,9%	77,9%
135	200	52,9%	47,1%	20,5%	73,7%	26,3%	28,6%	32,3%	69,3%	8,2%	77,6%
140	200	52,1%	47,9%	21,0%	72,6%	27,4%	29,2%	32,6%	68,8%	8,6%	77,3%
145	200	51,2%	48,8%	21,3%	71,4%	28,6%	29,8%	33,0%	68,2%	8,9%	77,0%
150	200	50,4%	49,6%	21,7%	70,3%	29,7%	30,3%	33,3%	67,7%	9,2%	76,9%

Tabela 5 - Resultados da simulação para cenários sem armazenamento e com bateria de 300 kWh

Indicadores											
PV	Bat.	Sem Bateria			Com Bateria						
kWp	kWh	% PV Used S/ Bat	% PV not Used	% AutoSuf S/ Bat	% PV Used C/ Bat	% PV not Used	% AutoSuf C/ Bat	% SoC Med	% N ^o H SoC Min	% N ^o H. SoC Max	N ^o H. FZS
20	300	74,0%	26,0%	4,3%	100,0%	0,0%	5,7%	20,9%	89,2%	0,0%	89,2%
25	300	73,2%	26,8%	5,3%	100,0%	0,0%	7,2%	21,3%	88,2%	0,0%	88,2%
30	300	72,4%	27,6%	6,2%	100,0%	0,0%	8,6%	21,7%	87,2%	0,0%	87,2%
35	300	71,7%	28,3%	7,2%	100,0%	0,0%	10,1%	22,2%	86,2%	0,0%	86,2%
40	300	70,9%	29,1%	8,1%	100,0%	0,0%	11,5%	22,7%	85,1%	0,0%	85,1%
45	300	70,1%	29,9%	9,1%	100,0%	0,0%	12,9%	23,2%	84,0%	0,0%	84,0%
50	300	69,3%	30,7%	10,0%	99,7%	0,3%	14,3%	23,8%	82,9%	0,2%	83,1%
55	300	68,5%	31,5%	10,8%	99,0%	1,0%	15,6%	24,3%	81,7%	0,6%	82,3%
60	300	67,6%	32,4%	11,7%	97,9%	2,1%	16,9%	24,8%	80,6%	1,0%	81,6%
65	300	66,7%	33,3%	12,5%	96,8%	3,2%	18,1%	25,3%	79,4%	1,3%	80,7%
70	300	65,6%	34,4%	13,2%	95,7%	4,3%	19,3%	25,8%	78,1%	1,6%	79,8%
75	300	64,6%	35,4%	13,9%	94,5%	5,5%	20,4%	26,3%	77,1%	1,9%	79,0%
80	300	63,5%	36,5%	14,6%	93,4%	6,6%	21,5%	26,8%	76,0%	2,2%	78,2%
85	300	62,5%	37,5%	15,3%	92,2%	7,8%	22,5%	27,2%	75,0%	2,4%	77,4%
90	300	61,5%	38,5%	15,9%	91,1%	8,9%	23,6%	27,7%	74,1%	2,6%	76,6%
95	300	60,5%	39,5%	16,5%	90,0%	10,0%	24,6%	28,2%	73,1%	2,9%	76,0%
100	300	59,5%	40,5%	17,1%	88,8%	11,2%	25,5%	28,6%	72,3%	3,1%	75,4%
105	300	58,5%	41,5%	17,7%	87,7%	12,3%	26,5%	29,1%	71,3%	3,3%	74,6%
110	300	57,5%	42,5%	18,2%	86,6%	13,4%	27,4%	29,6%	70,4%	3,6%	73,9%
115	300	56,6%	43,4%	18,7%	85,5%	14,5%	28,2%	30,0%	69,5%	3,9%	73,3%
120	300	55,7%	44,3%	19,2%	84,3%	15,7%	29,1%	30,5%	68,6%	4,3%	72,9%
125	300	54,7%	45,3%	19,7%	83,1%	16,9%	29,8%	30,9%	67,8%	4,6%	72,4%
130	300	53,8%	46,2%	20,1%	81,9%	18,1%	30,6%	31,2%	67,1%	4,9%	72,0%
135	300	52,9%	47,1%	20,5%	80,7%	19,3%	31,3%	31,6%	66,3%	5,2%	71,6%
140	300	52,1%	47,9%	21,0%	79,5%	20,5%	32,0%	32,0%	65,7%	5,5%	71,2%
145	300	51,2%	48,8%	21,3%	78,4%	21,6%	32,7%	32,3%	65,0%	5,7%	70,7%
150	300	50,4%	49,6%	21,7%	77,3%	22,7%	33,3%	32,7%	64,4%	5,9%	70,4%

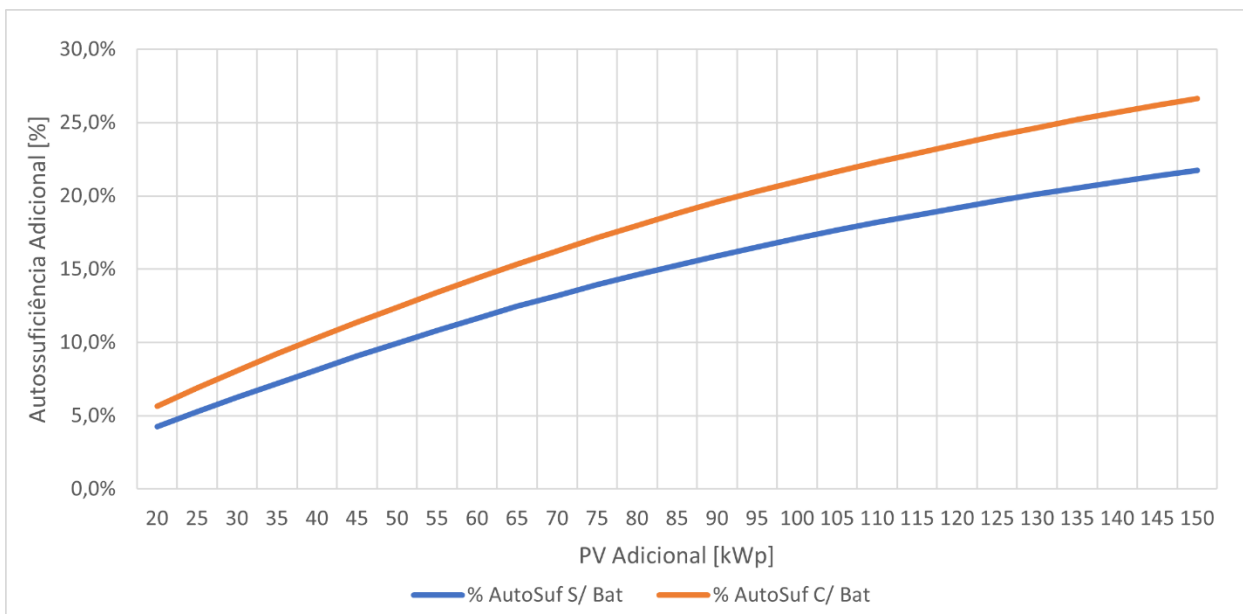


Figura 20 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 100 kWh

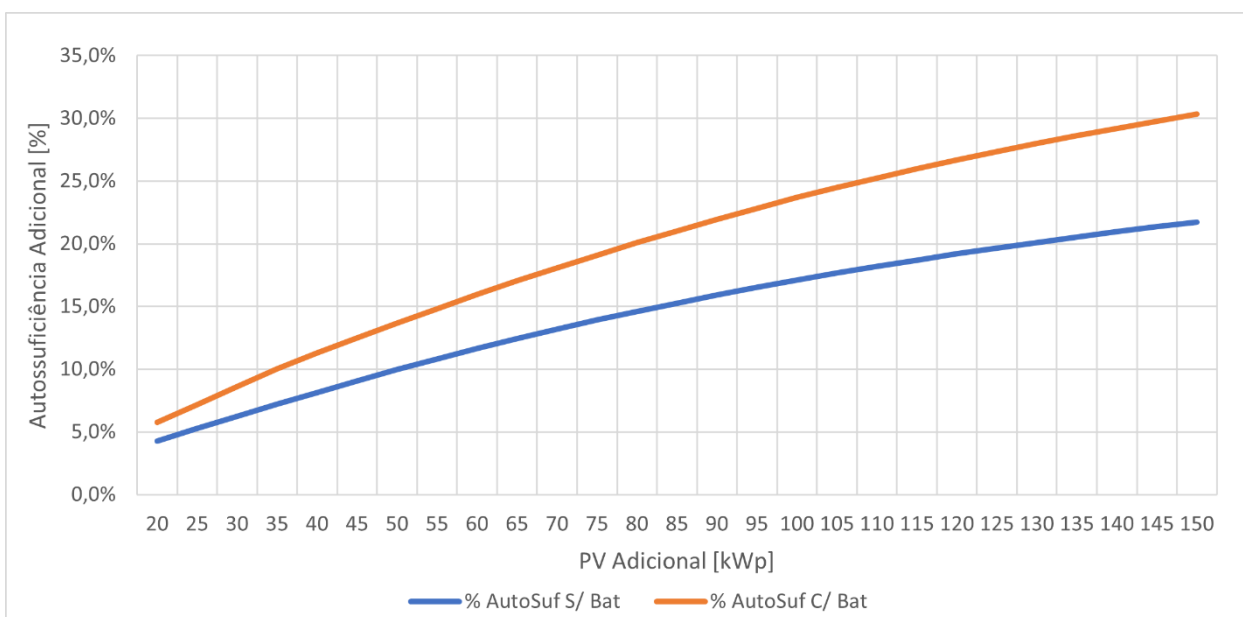


Figura 21 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 200 kWh

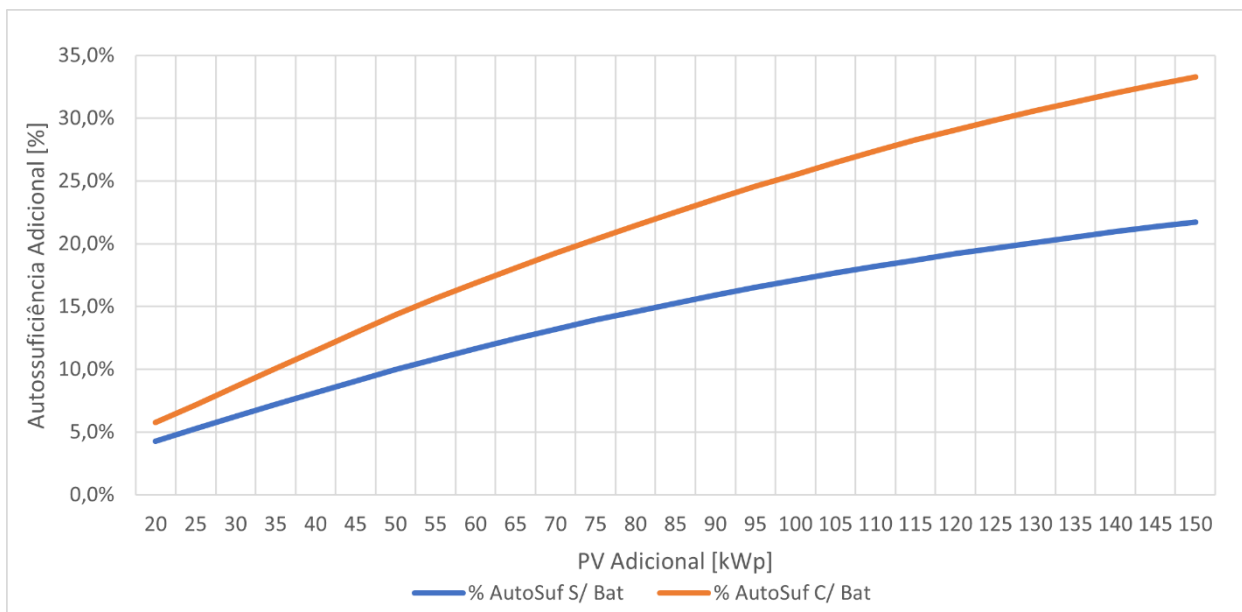


Figura 22 - Evolução da autossuficiência com o aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 300 kWh

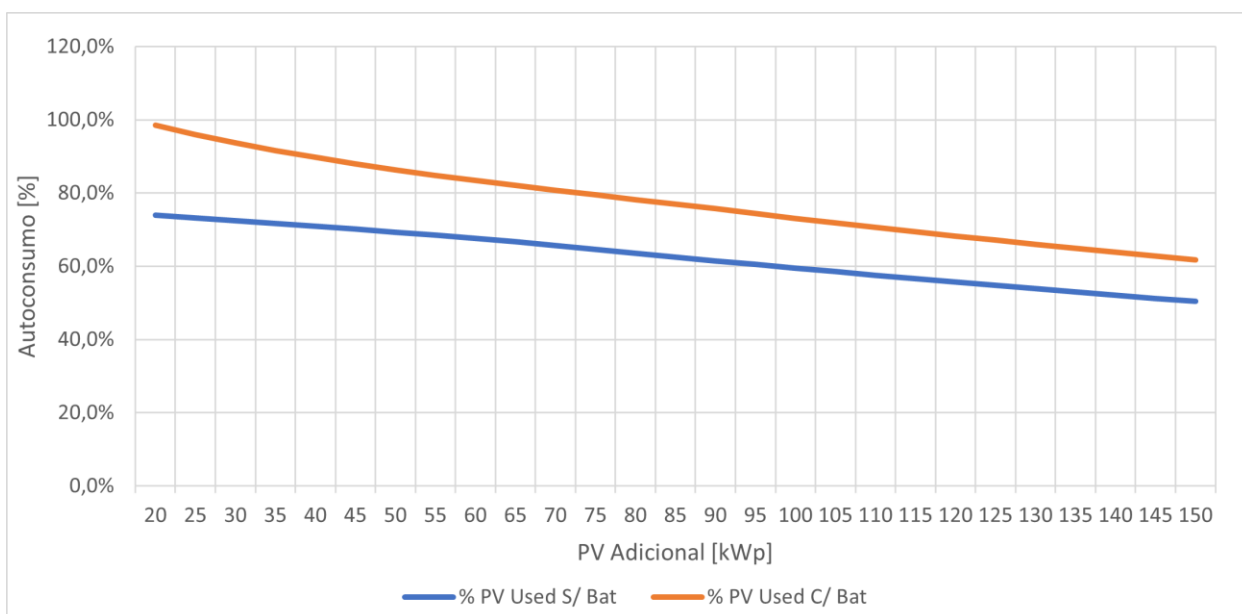


Figura 23 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 100 kWh

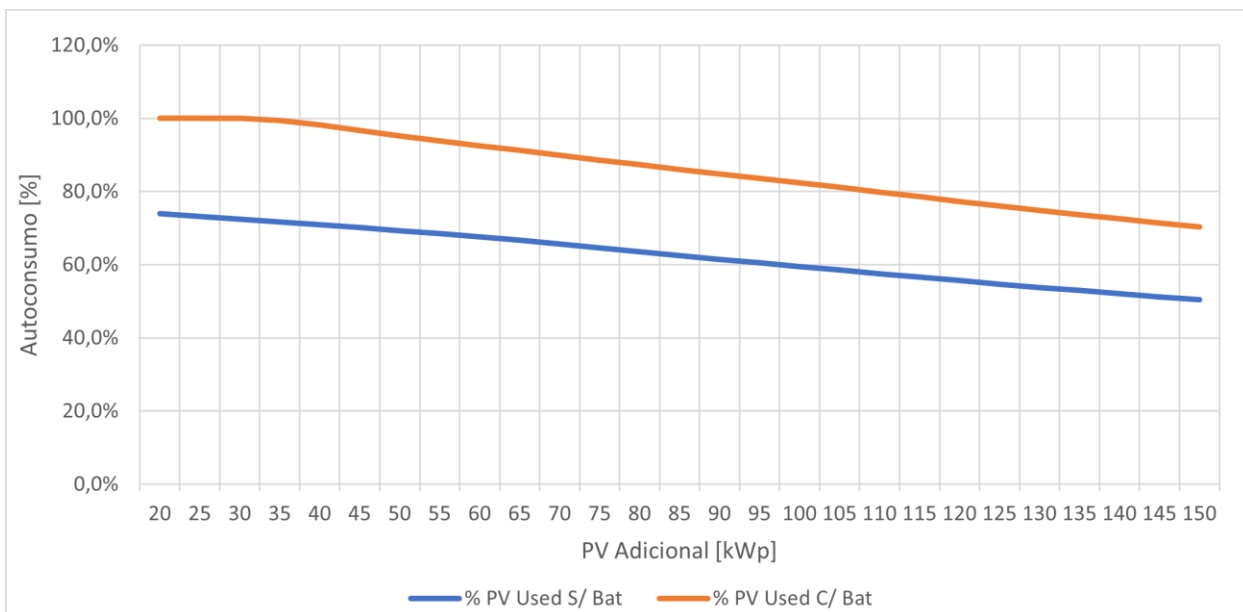


Figura 24 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 200 kWh

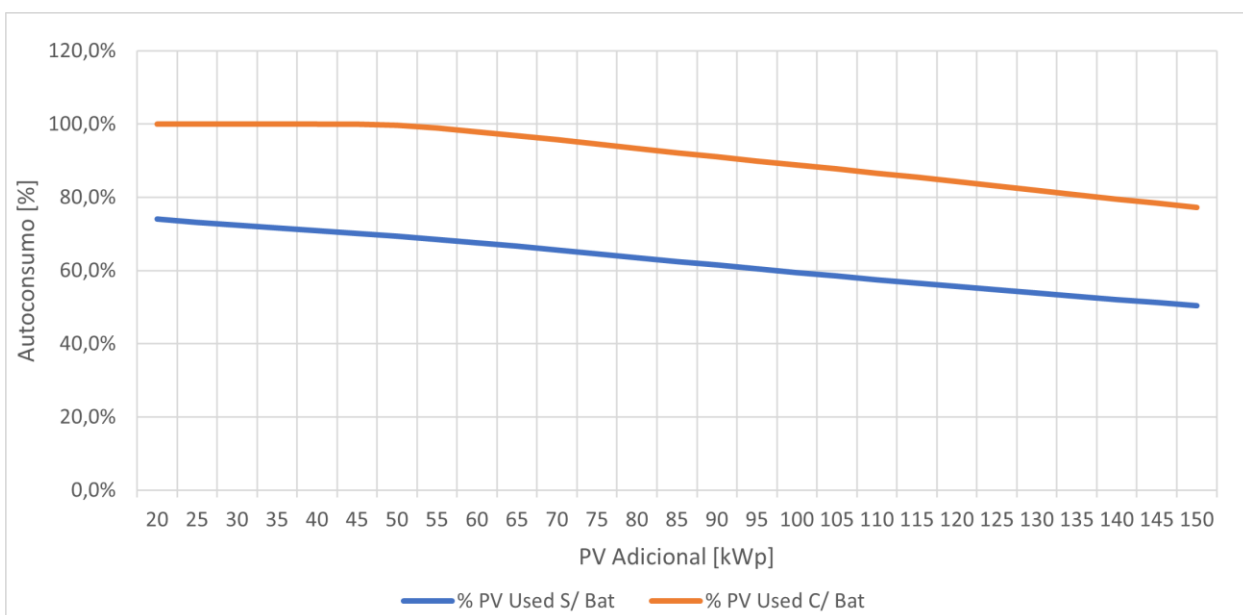


Figura 25 - Evolução do autoconsumo com aumento da potência instalada, sem armazenamento e com armazenamento em bateria de 300 kWh