

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Eficiência Energética e Geração Fotovoltaica em Condomínios

Miguel Alexandre de Sá e Sousa Carvalho Dias

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Miguel Centeno Brito

2020

Resumo

Os efeitos das alterações climáticas são cada vez mais visíveis e requerem uma mudança do paradigma energético para criar um sistema mais eficiente e sustentável, baseado no uso de fontes de energia renováveis que permitem reduzir as emissões de gases efeito estufa no sector energético. A União Europeia está focada em atingir a neutralidade carbónica até 2050 e para isso criou o Pacote Legislativo “Energia Limpa para Todos os Europeus” que prevê a implementação de práticas como a partilha de energia renovável através de Comunidade de Energia. Este é um conceito recente e amplamente debatido na comunidade científica pelo seu elevado potencial na descentralização do sistema elétrico e da democratização do mercado de energia. Esta realidade já se encontra prevista na legislação portuguesa com a criação do Decreto-Lei nº162/2019 de 25 de outubro de 2019.

Esta dissertação foca-se em demonstrar esse potencial, especialmente para casos de grandes edifícios domésticos, através de uma análise exaustiva da literatura atual, assim como, em conjunto com a Coopérnico, estudar o caso de um condomínio localizado em Lisboa constituído por oito edifícios e cerca de 150 habitações que dispõe de um sistema fotovoltaico previamente instalado, de modo a obter um conjunto de ferramentas que auxiliem o desenvolvimento e implementação destas entidades, tais como dois manuais que elucidam sobre os requerimentos legais no processo inicial de inscrição no Portal Aplicacional da DGEG, para autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável, associados a uma ferramenta Excel que permite simular o seu funcionamento e representar os seus benefícios económicos.

A análise preliminar, baseada nas faturas mensais, revelou que o presente sistema deste condomínio, instalado em dezembro de 2019, foi capaz de amortizar os consumos energéticos das partes comuns de todos os edifícios em cerca de 20%. Esta fase inicial de trabalhos permitiu também o planeamento da ampliação do sistema PV que maximize a área disponível dos telhados, sugerindo um sistema que totaliza uma potência de pico igual a 52.2 kWp.

Para verificar e exemplificar a utilização da ferramenta criada foram simulados três cenários ilustradores diferentes situações que podem surgir para estes autoconsumos coletivos constituídos por grandes condomínios. O primeiro considera-se a partilha de energia apenas entre as diferentes habitações sem injeção de potência na rede elétrica de serviço público, que apresenta um período de retorno de cerca de 4 anos e taxas de consumo na ordem de 75%. No segundo caso, considera-se injeção de potência na rede, que apresenta um período de retorno de mais de 7 anos devido à necessidade de pagar taxas de utilização da rede no nível BTN. No terceiro cenário considera-se a combinação dos consumos domésticos com as partes comuns do condomínio, cenário mais proveitoso, com período de retorno de 3.7 anos e taxa de autoconsumo de 88%.

Palavras-Chave: Autoconsumo coletivo; Comunidades de Energia Renovável; partilha energética; condomínios.

Abstract

The increasing effects of climate change require a shift in the energy paradigm to create a more efficient and sustainable system, based on the use of renewable energy to reduce greenhouse gas emissions in the sector. The European Union is focused on achieving carbon neutrality by 2050 and, to this end it has created the “Legislative Package Clean Energy for All Europeans” which provides for the implementation of practices such as energy sharing through Energy Communities. This is a recent and widely debated concept in the scientific community for its high potential in the decentralization of the electric system and the democratization of the energy market. This reality is already foreseen in the Portuguese legislation with the creation of Decreto-Lei n.º162/2019 of October 25, 2019.

This dissertation focuses on demonstrating this potential, especially for cases of large residential buildings, through an comprehensive analysis of current literature, as well as, together with the solar cooperative Coopérnico, study the case of a condominium located in Lisbon consisting of eight buildings with about 150 dwellings with a previously installed photovoltaic system to obtain a set of tools that assist the development and implementation of these entities, including two tutorials that clarify the legal requirements in the initial registration process in the DGEG Application Portal, for collective self-consumption and renewable energy communities, associated with an software tool that allows to simulate its operation and economic benefits.

The preliminary analysis, based on the monthly electricity bills, of this work revealed that the present photovoltaic system, installed in December 2019, was able to satisfy the energy consumption of the common parts of all buildings by approximately 20%. This initial phase of work also allowed planning the expansion of the PV system that maximizes the available area of the roofs, recommending a system that totals a peak power equal to 52.2 kWp.

To verify and exemplify the use of the software tool created, three scenarios were simulated that intend to illustrate different situations that may arise for these collective self-consumptions consisting of large condominiums. The first addresses the sharing of energy between the different dwellings without injection of power in the public service electric network, which represents a payback period of about 4 years and a self-consumption rate close to 75%. The second case considers injection of power in the network, which represents a payback period longer than 7 years due to the necessity of paying tax related to the utilization of the public grid in the BTN tension level. The third considers the combination of household consumption with the common parts of the condominium, which is the most profitable, with a payback period of 3.7 years and a self-consumption rate of 88%.

Keywords: Collective self-consumption; Renewable Energy Communities; energy sharing; multi-house building

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xi
Agradecimentos	xiii
Lista de abreviaturas e siglas	xv
Capítulo I – Introdução	13
1.1 Motivação	13
1.2 Objetivos	14
1.3 Estrutura da dissertação	15
Capítulo II – Enquadramento	17
2.1 Nova Legislação Portuguesa	17
2.2 Projeto COMPILE	23
Capítulo III – Estado de arte	27
3.1 Comunidades de energia e o seu potencial	27
3.2 Modelos de negócio internacionais	30
3.2.1 Piclo	30
3.2.2 Yeloha!	31
3.2.3 SonnenCommunity	31
3.2.4 TransActive Grid	31
3.2.5 SOM Energia	31
3.2.6 PV4residents	31
3.2.7 Enercoop	32
3.3 Modelos de negócio nacionais	34
3.3.1 Coopérnico	34
3.3.2 Energia Simples	34
3.3.3 Energy Ring	35
Capítulo IV – Métodos	37
4.1 Análise preliminar	37
4.2 Ferramenta	37
4.2.1 Página inicial	38
4.2.2 Sistema	38
4.2.3 Caracterização Consumidores	40
4.2.4 Consumos	40
4.2.5 Radiação Média Distritos	42
4.2.6 Tarifas de acesso RESP	42

4.2.7 Engine	43
4.3 Manuais	43
Capítulo V - Resultados	45
5.1 Análise preliminar	45
5.2 Resultados Ferramenta	50
5.2.1 Cenário A: Consumidores domésticos sem injeção na RESP	50
5.2.2 Cenário B: Consumidores domésticos com injeção na RESP	52
5.2.3 Cenário C: Consumidores domésticos e partes comuns sem injeção na RESP	53
Capítulo VI – Conclusão	57
Referências Bibliográficas	59
Anexos	65
A.1 Fichas Técnicas sistema atual.....	65
A.1.1 Micro inversor.	65
A.1.2 Inversores.....	66
A.1.3 Módulos Policristalinos.....	67
A.2 Tarifário aplicável à utilização da RESP	71
A.2.1 Regime tarifário em MAT	71
A.2.2 Regime tarifário em AT	71
A.2.3 Regime tarifário em MT	72
A.2.4 Regime tarifário em BTE.....	72
A.2.5 Regime tarifário em BTN (>20.7 kVA).....	72
A.2.6 Regime tarifário em BTN (≤20.7 kVA).....	73
A.3 Horários utilizados para tarifas de acesso RESP	74
A.3.1 Regime tri-horário utilizado para cálculo tarifas em BTN.....	74
A.3.2 Regime bi-horário utilizado no cálculo de tarifas em BTN	75
A.3.3 Regime horário utilizado para cálculos tarifas em BTE.....	76
A.3.4 Regime horário, utilizado para o cálculo das tarifas em MT, AT e MAT.....	77
A.4 Manuais para criação de ACC e CER.....	78
A.4.1 Manual para Autoconsumo coletivo	78
A.4.2 Manual para Comunidade de Energia renovável.....	82
A.5 Relatórios de Simulações Preliminares.	87
A.5.1 PVsyst.	87
A.5.2 HelioScope.....	92
A.6 Imagens da ferramenta ACC desenvolvida.	94
A.6.1 Campos a preencher inicialmente.....	94

Índice de Figuras

Figura 1: Diagramas exemplo das interações entre ACC e RESP [11].	19
Figura 2: Exemplos de perfil de consumo e excedente num autoconsumo coletivo, [11].	20
Figura 3: Síntese de modelo de relacionamento comercial, [11].	22
Figura 4: Ilustração do condomínio em análise; (1:100) [21].	24
Figura 5: Modelo de blockchain utilizado pela Enercoop [50]	33
Figura 6: Representação do comportamento da taxa de autoconsumo considerando diferentes níveis de ruído.	41
Figura 7: Comparação das faturas mensais dos anos de 2018 e 2019.	45
Figura 8: Comparação do agregado de consumos das partes comuns do condomínio nos dois anos de análise.	46
Figura 9: Consumos em períodos de vazio dos oito edifícios no ano de 2019.	46
Figura 10: Comparação entre a simulação da produção do sistema atual do condomínio e o consumo base estimado.	48
Figura 11: Disposição do sistema fotovoltaico proposto, via HelioScope [79]	48
Figura 12: Comparação de consumos entre 2018 e 2020, na eventual utilização do sistema desenhado para as partes comuns.	49
Figura 13: Resultados do sistema criado e o consumo doméstico associado ao ACC, para a situação A.	51
Figura 14: Poupança média para cada um dos participantes domésticos do ACC, para a situação A.	51
Figura 15: Poupança média para cada um dos participantes domésticos do ACC, para a situação B.	52
Figura 16: Poupança média para cada um dos participantes domésticos do ACC, para a situação C.	54
Figura 17: Poupança média para as partes comuns do edifício, para a situação C.	54

Índice de Tabelas

Tabela 1: Metas nacionais para 2030 [4].....	13
Tabela 2: Distribuição de potência do sistema fotovoltaico atual.	25
Tabela 3:Caraterísticas sistema fotovoltaico genérico.	39
Tabela 4: Taxas administrativas das diferentes etapas no processo de criação de um ACC ou CER. ..	43
Tabela 5: Resultados da simulação PVsyst do sistema atualmente montado no condomínio e consumo base.....	47
Tabela 6: Resultados da simulação executada na ferramenta ACC para a situação A.....	50
Tabela 7: Resultados da simulação executada na ferramenta ACC para a situação B.	52
Tabela 8: Resultados da simulação executada na ferramenta ACC para a situação C.	53
Tabela 9: Comparação geral dos diferentes cenários estudados.....	55

Agradecimentos

Um obrigado à equipa da Coopérnico, Rita, Nico e Ana Rita, não só pela oportunidade de trabalhar num projeto empolgante como o COMPILE, mas que também por me orientar e auxiliar no processo de aprendizagem da implementação de comunidades de energia em Portugal e revelar os diferentes desafios do aspeto social desta nova prática.

Ao Vasco pela partilha dos documentos necessários a realizar e permitir as visitas realizadas aos telhados do condomínio.

Uma nota de agradecimento ao professor Miguel Centeno Brito pelo acompanhamento académico dado que me permitiu realizar este trabalho de forma assertiva e concisa, mas também os outros pormenores que uma orientação de tese exige.

Ao Guilherme Luz, pelos esclarecimentos e apoio dado na compreensão da complexa nuvem de desafios que orbita a questão das comunidades de energia.

Aos meus colegas de curso, Alekson, Tiago e Sydney, pela camaradagem mostrada ao longo destes cinco anos, especialmente nos períodos que exigiram mais trabalho e resiliência.

Aos meus pais, que mantêm uma presença assídua desde o início desta longa jornada, em que sempre acreditaram e investiram para permitir um caminho com o maior sucesso possível.

À minha família, principalmente o meu irmão, pela paciência e apoio dado em todo este percurso, sendo que não teria sido tão curto sem vós.

À Daniela, pela sua capacidade incomparável de estar sempre ao meu lado.

Lista de abreviaturas e siglas

GEE	Gases Efeito Estufa
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
IU	Instalação de Utilização
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
ACC	Autoconsumo Coletivo´
CER	Comunidade de Energia Renovável
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EGAC	Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ORT	Operador Rede de Transporte
ORD	Operador Rede de Distribuição
SEN	Serviço Elétrico Nacional
CIEG	Custo de interesse económico geral
SS	Self-Sufficiency
SC	Self-Consumption
VAL	Valor Atualizado Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
PV	Fotovoltaico

Capítulo I – Introdução

1.1 Motivação

As alterações climáticas sentidas no planeta provocadas pelo agravamento do efeito estufa e nível de poluição do ar, condicionando as formas de vida que conhecemos, têm obrigado a população mundial a desenvolver soluções sustentáveis para os métodos de conversão de energia utilizados em abundância no século passado que consistiam na sua grande maioria na queima de combustíveis fósseis, influenciando diretamente o aumento de emissões de dióxido de carbono e outros gases de efeito de estufa (GEE), são considerados recursos finitos e dessa forma não sustentáveis.

As Nações Unidas estão unidas no esforço de combate às alterações climáticas e o Acordo de Paris de 2015 estabeleceu objetivos a longo prazo para impedir que o aumento da temperatura média global ultrapasse os 2°C acima dos níveis pré-industriais e reunir esforços para limitar o aumento de temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.

Para tal acontecer foram estabelecidas as bases legislativas para os Estados Membros da União Europeia que constituem o Pacote Legislativo “Energia Limpa para Todos os Europeus”, focadas em cinco dimensões: segurança energética, mercado interno de energia, eficiência energética, descarbonização, investigação, inovação e competitividade [1]. Um dos pilares para cumprir estes objetivos é a promoção da utilização de energia de fontes renováveis, que reflete a importância do autoconsumo de energia renovável, seja ele individual, coletivo, ou em forma de comunidade de energia renovável

Também foram criados diversos regulamentos que instruem os Estados Membros a realizar a esta transição energética, criando até objetivos anuais de reduções de GEE para cada um, sendo que estipula como meta da União, obter até 2030, uma redução de 30% comparativamente com os valores de 2005 [2].

Portugal aparece neste cenário motivado em atingir a neutralidade carbónica em 2050, surgindo o desenvolvimento e aprovação, na reunião do conselho de ministros nº107/2019, de 1 de julho de 2019, do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 [3]. Uma meta ambiciosa e que apenas poderá ser atingida se os objetivos da década que se aproxima, 2021-2030, forem atingidos. O Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), aprovado pela Reunião do Conselho Ministros nº58/2020, de 21 de maio, define que o contributo nacional para as metas da UE será atingir uma redução de 17% das emissões de GEE relativamente a 2005, isto para os sectores não abrangidos pelo regime Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE). O quadro seguinte apresenta outras metas deste documento [4].

Tabela 1: Metas nacionais para 2030 [4]

Emissões (sem LULUCF; em relação a 2005)	Eficiência Energética	Renováveis	Renováveis nos transportes	Interligações elétricas
-45% a 55%	35%	47%	20%	15%

O método de aproveitamento solar ou conversão fotovoltaica tem crescido com maior vigor na última década, devido à sua fácil acessibilidade ao cidadão comum associada a uma redução no custo da tecnologia, [5].

Embora a popularidade destes sistemas esteja a crescer exponencialmente, ainda existem alguns aspetos que podem ser ajustados, de forma a possibilitar a sua adesão por parte de mais pessoas, nomeadamente aquelas que residem em espaços urbanos, em particular, condomínios compostos por vários

apartamentos com área disponível nos telhados, que pretendem consumir energia limpa e mais barata, mas não possuem ferramentas e conhecimento para o fazer. Outro obstáculo é por vezes a dificuldade financeira de alguns agregados familiares, impossibilitando-os de suportar o investimento inicial que estes projetos acarretam.

Uma chave para resolver este desafio pode passar por colocar em prática a atividade desenvolvida recentemente denominada por “comunidade de energia renovável” [6]. Os membros integrantes destas comunidades têm a possibilidade de adquirir um sistema fotovoltaico, em conjunto, e partilhar a sua produção entre si. Portugal pretende aplicar este conceito para incentivar a criação de novos *prosumers*¹ [7], desde 25 de outubro de 2019 que existe uma proposta de suporte legal que estará em período experimental no decorrer do ano 2020 [8].

O novo regime apresentado vem promover diversos comportamentos sustentáveis como, a redução das emissões de CO₂, redução na fatura energética, redução no custo do investimento inicial, combate à pobreza energética, desenvolvendo novas oportunidades de negócio para ajudar a economia.

Esta publicação em Diário da República foi fundamental para definir o rumo desta dissertação, uma vez que insere um tema inovador nos diálogos relacionados com a descarbonização do sistema elétrico e novos modelos económicos que promovem a ascensão de empresas focadas em gestão energética e propagação de serviços relacionados com energias renováveis.

Este trabalho foi desenvolvido em colaboração com a *Coopérnico*, cooperativa portuguesa de energias renováveis que estabeleceu o contacto com um condomínio interessado em exercer esta prática e tem como principal objetivo envolver cidadãos e empresas na criação de um novo paradigma energético focado na transição energética e na produção de energia elétrica descentralizada [9].

Esta cooperativa é parceira no projeto europeu COMPILE², baseado na implementação de comunidades de energia e que motiva esta dissertação, pela necessidade de avaliar um conjunto de boas práticas que têm sido implementadas desde 2017 num condomínio, em Lisboa, que servirá como caso de estudo de constituição e funcionamento desta inovadora forma de produzir e consumir energia renovável.

1.2 Objetivos

Os objetivos desta dissertação são desenvolver uma metodologia focada em soluções energéticas limpas e maximizar a eficiência de consumos para o condomínio em estudo, através da realização de uma análise das poupanças económica e energética, de modo a promover um conjunto das práticas sustentáveis para outros condomínios, ou bairros, espalhados pelo país, utilizando os resultados obtidos neste caso de estudo como motivação e ilustração dos diversos benefícios associados a estas ações, tais como poupança económica.

Com o intuito de apoiar o desenvolvimento de “comunidades solares” em Portugal, este trabalho tem também como objetivo criar dois manuais, sustentado nas regras estabelecidas no Decreto-Lei nº162/2019 que auxilie condomínios, bairros, ou outros grupos interessados em colocar em prática este conceito, sendo que devem conter a informação necessária para ultrapassar os obstáculos burocráticos que muitas vezes impedem os interessados de adquirir um sistema de produção fotovoltaica.

Para auxiliar a criação de novos autoconsumidores e apoiar o manual referido, foi também criada uma ferramenta de simulação informática em ambiente *Excel* que permita empresas focadas em gestão energética como a *Coopérnico* ou indivíduos/entidades interessados em determinar quais as

¹ Prosumer=Autoconsumidor

² <https://www.compile-project.eu/>

especificações que o seu sistema fotovoltaico deve ter de modo a maximizar a eficiência do consumo de energia e a determinar a poupança anual e mensal associada à utilização de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC).

1.3 Estrutura da dissertação

O capítulo seguinte irá retratar a informação correspondente ao enquadramento da situação em que o caso de estudo se inclui, dedicando-se a elucidar sobre a nova legislação portuguesa referente à produção renovável em regime de autoconsumo e quais os requisitos para iniciar a atividade para de partilha de energia. A segunda parte deste capítulo irá apresentar o projeto Europeu COMPILE no qual o condomínio estudado se insere, revendo objetivos e soluções.

O terceiro capítulo está reservado para a revisão bibliográfica do estado de arte dos principais conceitos inerentes à aplicação de comunidades de energia, o seu potencial na transição energética que se aproxima, os benefícios e desafios identificados e a apresentação de inúmeros casos de aplicação deste conceito a nível nacional e internacional.

No quarto capítulo, está presente todo o método utilizado para realizar a análise preliminar, baseada nas faturas de eletricidade para os consumos entre 2018 e 2019, estudando posteriormente a ampliação do presente sistema. Aqui também será possível encontrar todo o processo metódico utilizado para contruir a ferramenta de simulação de comunidades de energia e a documentação utilizada para escrever os guiões de apoio à constituição das mesmas em Portugal.

O capítulo cinco, apresenta os resultados correspondentes à análise preliminar com a demonstração da poupança proporcionada e dos relatórios das simulações em PVsyst e HelioScope. A segunda componente deste capítulo irá utilizar a ferramenta desenvolvida para representar três cenários de comunidades de energia e apresentar a análise técnica/económica que esta realiza.

Por fim, vem o capítulo seis que contempla a conclusão do trabalho desenvolvido e sugestões para ajudar futuramente a disseminação de comunidades de energia em Portugal.

Capítulo II – Enquadramento

Este capítulo foca-se, primeiramente, em apresentar a “nova legislação portuguesa”, o Decreto-Lei nº162/2019 [8], que vem substituir o anterior regulamento relativo à produção renovável por um que aprova e cria bases legais para exercer a atividade de partilha dessa produção entre cidadãos, pessoas coletivas, cooperativas, associações, empresas, entidades estatais, entre outros, de modo a atingir os objetivos para 2030.

A segunda parte destina-se a retratar o projeto Europeu COMPILE, através da apresentação dos seus objetivos e desafios, assim como os casos de estudo onde as suas ferramentas serão implementadas e testadas, sendo um deles o condomínio analisado nesta dissertação.

2.1 Nova Legislação Portuguesa

O antigo documento legal que regulava a atividade de produção descentralizada de energia elétrica em Portugal, o Decreto-Lei nº153/2014, limitava o consumo da unidade de produção unicamente a uma instalação de utilização (IU) onde o sistema estava instalado, isto é, o autoconsumo individual. Este diploma também regulava o comércio da eletricidade produzida por estas UPAC exclusivo à rede pública de serviço elétrico (RESP).

Em 2019, nasce um novo documento, conforme a regulamentação definida na Diretiva (EU) 2018/2001 [10], que vem revolucionar não só a produção da energia de fontes renováveis como também as transações comerciais associadas. O Decreto-Lei nº162/2019 de 25 de outubro, chega com o intuito de ajudar Portugal a atingir as metas para o horizonte 2030 definidas no PNEC, uma vez que para atingir uma quota de 47% de renováveis no consumo final de energia exige que o contributo das mesmas no sector elétrico seja de pelo menos 80%. Para a energia fotovoltaica, significa que deverá ser instalada uma capacidade mínima de 1 GW [4].

Este diploma vem introduzir duas novas entidades de produção de energia descentralizada, os autoconsumos coletivos (ACC) e as comunidades de energia renovável (CER). Os ACC, apresentam-se como um conjunto de autoconsumidores individuais que pretendem agregar-se de modo a partilhar os proveitos de uma UPAC, sejam eles energéticos ou financeiros, com a finalidade de reduzirem a sua fatura mensal de eletricidade. Qualquer tipo de consumidor pode participar nestas entidades, sejam eles domésticos, industriais, de agropecuária, ou de serviços.

Com a criação destas entidades, surgiu a necessidade de desenvolver uma outra que conseguisse não só articular o contacto entre o grupo de autoconsumidores com o Portal da entidade reguladora de autoconsumo em Portugal, Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), mas que também auxiliasse a gestão energética que um autoconsumo coletivo requer. Deste modo, surge neste diploma a figura da entidade gestora de autoconsumo (EGAC).

A EGAC terá a função de gerir o seu autoconsumo, sendo que tal consiste em garantir que cada participante recebe a energia correspondente e gerir as trocas comerciais associadas com o agregador de excedente, gerir a rede interna, articular o acesso dos participantes do autoconsumo ao Portal, gerir a utilização da rede elétrica de serviço público (RESP) e articulação com os respetivos operadores.

As CER, são definidas como “uma pessoa coletiva constituída nos termos do presente decreto-lei, com ou sem fins lucrativos, com base numa adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, que seja autónoma dos seus membros ou sócios, mas por eles efetivamente controlada” [8].

Na redação atual, é possível iniciar a atividade de exploração da UPAC, desde que cumpra os seguintes requisitos:

- 1) Iniciar atividade como autoconsumidor individual ou como participante de umas das entidades expostas em suma.
- 2) No caso dos ACC e CER, os integrantes terem uma relação de vizinhança próxima ou proximidade do projeto, que deverá ser aferida pela DGEG, caso a caso, podendo ainda ser tomadas em consideração:
 - a. Postos de transformação ligados ao projeto;
 - b. Diferentes níveis de tensão associados ao projeto;
 - c. Qualquer outro elemento técnico ou regulamentar;
- 3) Não é permitida a ligação da UPAC, no mesmo ponto de consumo, a unidades de produção de eletricidade abrangidas por regime de remuneração garantida, a não ser que exista um sistema de contagem de energia injetada na rede capaz de diferenciar projetos.

O diploma refere ainda que para o ano de 2020 apenas deverão ser instalados projetos em que as IU estejam no mesmo nível de tensão da UPAC, de modo a estudar a viabilidade técnica de ligações em diferentes níveis e incluir essa regulamentação em 2021.

Quanto às condições de exercício e a documentação regulamentar necessária para colocar em atividade uma UPAC, é possível identificar alterações à legislação anterior, acompanhadas pela criação do Portal Aplicacional desenvolvido pela DGEG, na agilização dos processos administrativos para instalar e explorar, atendendo que:

- 1) As UPAC com potência inferior a 350 W não estão sujeitas a controlo prévio.
- 2) O projeto que apresente uma potência instalada entre 350 W e 30 kW está sujeita a uma comunicação prévia no Portal facultado.
- 3) Uma UPAC com potência nominal superior a 30 kW e inferior a 1 MW precisa de registo prévio, tal como no caso anterior, e de certificado de exploração.
- 4) No caso de existir injeção de potência na rede, o operador de rede deverá pronunciar-se quanto à viabilidade técnica da instalação.
- 5) UPAC's com uma potência superior a 1 MW, estão sujeitas a atribuição de licença de produção e de exploração. Para a injeção de potência destes sistemas, é necessária uma atribuição prévia de reserva de capacidade de injeção na RESP, isto quando a potência injetada ultrapassar os 1 MVA.

Existem duas situações possíveis relacionadas com a injeção de potência renovável na RESP, como ilustrado na Figura 1. Na esquerda vemos que não existe essa ligação e na direita em que a ligação entre IU e UPAC requer utilização de RESP, não só para fins económicos, mas também na eventual necessidade de transportar energia produzida pela UPAC para uma IU integrante no projeto. Essa utilização vem prevista e foram criadas taxas de utilização da RESP para esses propósitos, em que as variáveis de faturação serão a energia ativa e a potência em horas de ponta de injeção na rede, com sanções para o incumprimento deste pagamento, como a suspensão do aproveitamento renovável para todas as IU envolvidas até serem restabelecidos os valores devidos, sendo a energia produzida injetada na rede e contabilizada como perdas. Na eventual inversão de fluxo na RESP a montante do nível de tensão de ligação à UPAC aplica-se uma dedução, total ou parcial, segundo critérios que ainda não estão definidos para 2020.

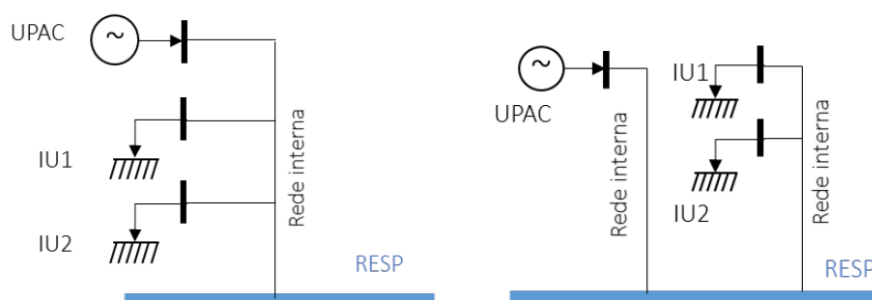


Figura 1: Diagramas exemplo das interações entre ACC e RESP [11].

A comercialização do excedente prevista no documento permite a interação, direta ou indireta, dos autoconsumidores com o comércio da eletricidade, através de mercados organizados, contratação bilateral e a comercialização entre pares, isto é, a partilha de energia com a vizinhança, sendo que neste último necessita de celebrar um contrato de uso das redes aplicáveis a produtores com o Operador de Rede de Transporte (ORT), nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), bem como realizar com o ORT todas as faturas aplicáveis. Quando os autoconsumidores não pretenderem estabelecer um contrato de comercialização de excedentes, essa energia é injetada na rede e contabilizada para efeitos do cálculo de perdas.

Num entanto, caso prescindida da interligação com a EGAC, o autoconsumidor tem a possibilidade de agilizar a sua interação com o mercado através de entidades de comercialização do excedente, como o agregador independente, “um participante no mercado envolvido na agregação que não se encontra associado ao comercializador do cliente” [8], ou o facilitador de mercado, “comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado” [12].

Ambos estes processos exigem uma monitorização rigorosa do trânsito de energia pelo que, a legislação obriga à instalação de contadores inteligentes, na UPAC, para determinar a energia produzida, na ligação da IU que irá consumir energia à RESP (ou rede interna no caso de condomínios) e na ligação da UPAC à rede pública, realizando medições a cada 15 minutos. Os participantes no ACC ou CER estão encarregues dos equipamentos de medição inteligente nas interligações da UPAC, enquanto que o operador de rede é responsável pela instalação destes aparelhos na IU, isto se, esta não o possuir ou esteja prevista a instalação do mesmo nos próximos quatro meses.

Para efeitos de cálculo do balanço da repartição pelos consumidores e para efeitos da respetiva faturação de uso da RESP, considera-se a agregação da energia consumida, o excedente injetado na rede e o consumo adquirido ao comercializador. Estes dados estarão disponíveis no Portal, acessíveis aos intervenientes da exploração, em que se encontram ao abrigo do diploma de proteção de dados, Lei nº58/2019 de 8 de agosto.

No documento está ainda prevista a possibilidade de armazenamento de energia produzida pelo sistema renovável, sem serem sujeitos a qualquer incremento de encargos, incluindo na eventual utilização da rede para entregar a eletricidade à IU.

Dado o carácter inovador e pioneiro deste conteúdo na legislação portuguesa, este diploma foi disponibilizado para consulta pública, a comando da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), para procurar na opinião dos atores-chave de alguma lacuna relativa à viabilidade técnica e financeira das atividades que este diploma pretende promover. Com isto, foi preparado um articulado do decreto-lei 162/2019 [13], com o respetivo documento justificativo [11], abordando os aspetos mais

importantes destas modalidades, com maior destaque para o autoconsumo coletivo, com exemplos de aplicação em que foram medidos dados reais de dois consumidores domésticos, com perfis de consumo diferentes, Figura 2.

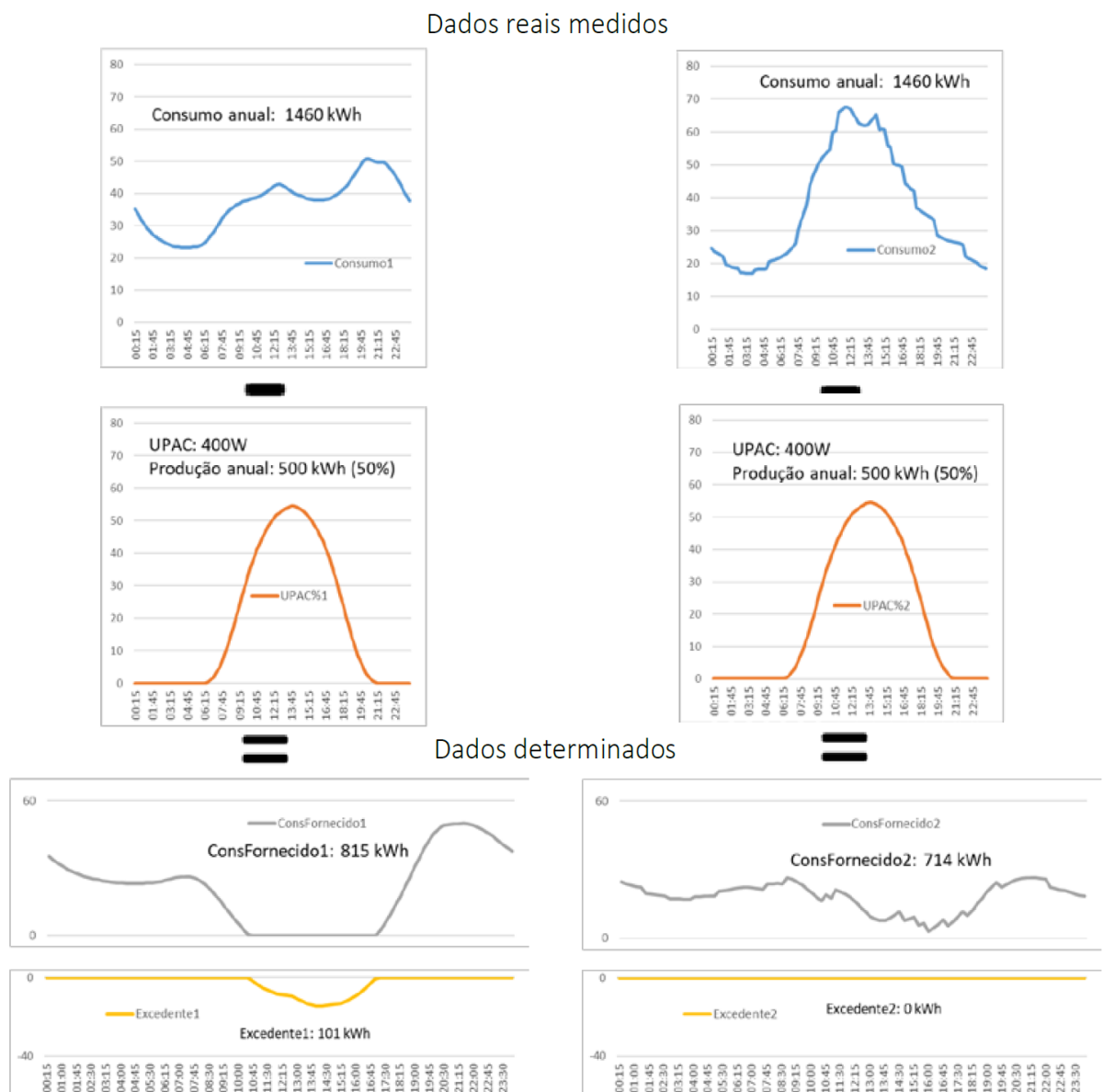


Figura 2: Exemplos de perfil de consumo e excedente num autoconsumo coletivo, [11].

O primeiro tema que o documento justificativo aborda é relativo ao relacionamento comercial para efeito de cobrança de tarifas de acesso à RESP, onde foram identificadas duas possíveis abordagens de modelo de relacionamento comercial, uma centrada na EGAC e outra centrada na IU.

Na abordagem centrada na EGAC, cabe a esta entidade pagar ao operador de rede de distribuição as tarifas de acesso relativas à energia autoconsumida através da RESP, tendo em consideração que esse valor será posteriormente repartido pelos integrantes do ACC, segundo as regras de partilha desse custo definidas na sua constituição, o que significa que apesar da centralização na EGAC, o cálculo é feito individualmente para cada IU. Com este método, cada IU mantém um relacionamento indireto com o Operador da Rede de Distribuição (ORD), para efeitos de liquidação, mantendo-se o respetivo comercializador responsável pelo pagamento das tarifas de acesso relativas à parte do consumo por si fornecida.

Outra abordagem é centrada na IU, isto é, o cálculo e pagamento do valor referente a tarifas de acesso à RESP é individual para cada IU. Deste modo, o relacionamento comercial com o ORD, relativo à faturação das tarifas de acesso à RESP, vem exibido em três possibilidades, ser pago diretamente pelo detentor da IU, ser assegurado pelo comercializador da instalação ou, ser realizado por outra entidade como um agregador de excedentes, sendo que esta última converge para a solução centrada na IU.

O documento justificativo afirma que a abordagem centrada na EGAC é aquela que melhor se enquadra com o conteúdo do Decreto-Lei nº162/2019, tendo em conta o n.º 5 do artigo 6º, em que refere que a EGAC é encarregue da articulação com os respetivos operadores. Em termos de impactos e simplicidade de implementação para o Sistema Elétrico Nacional (SEN), esta abordagem também parece vantajosa, já que ao centralizar a aplicação dos encargos, evita que se coloque sobre os comercializadores a responsabilidade de pagamento das tarifas de acesso relativas a uma energia não fornecida por si, mantendo assim o formato de faturação anterior entre comercializador e o detentor da IU, dispondo apenas a quantidade de energia por si fornecida. Do mesmo modo, permite uma atuação mais expedita por parte dos operadores de rede, que assim apenas necessitam de interagir com uma entidade em vez das várias IU individualmente.

Estas duas propostas de abordagens também se podem aplicar à comercialização de excedentes, em que aquela centrada na EGAC parece a mais viável, exequível a curto prazo, uma vez que permite a agregação dos excedentes, volume esse que não se espera ser significativo, evitando assim encargos de transação extra tornando-a mais atrativa, assim como a imprevisibilidade dos excedentes existente quando a transação é realizada individualmente, tornando o preço mais atrativo e fiável no mercado de energia.

Cabe à EGAC manter a lista de instalações de utilização associadas à UPAC atualizada, sendo que se alguma rescindir a sua presença o Portal deverá ser informado e a energia que lhe correspondia injetada na rede e contabilizada como excedente, em que caso exista omissão dessa desativação, a energia é injetada na rede e contabilizada como perdas.

Outra questão abordada nesta consulta pública é referente à utilização da RESP por parte da UPAC. A metodologia de cálculo desta componente, para autoconsumo através da RESP, consiste na diferença entre tarifas de acesso às redes aplicáveis à IU deduzidas das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC, sendo que nas situações do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação à UPAC, a dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão da UPAC é total. Relativamente à tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos excedentes de produtores localizados em níveis de tensão MT ou AT, deverá ser aplicada àqueles que integrem uma carteira de produção, aplicada no referencial da UPAC.

Os encargos com CIEG surgem, de igual modo, em destaque, sendo que o Decreto-Lei n.º 162/2019 delega à ERSE a responsabilidade de averiguar possíveis deduções destes encargos, determinando que não devem ser deduzidos os mesmos das tarifas de acesso à RESP, deixando o “alerta para o facto da eventual isenção de encargos CIEG ao autoconsumo através da RESP, pode originar uma transferência parcial desses encargos para os restantes consumidores, deixando implícita de que tal medida teria um caráter regressivo” [14], sendo que o conselho consultivo propõe à ERSE uma maior investigação sobre o impacto tarifário de diferentes níveis de penetração renovável, visto que estas tarifas podem ser um impedimento para esta prática dada o relacionamento intrínseco que estas têm sobre a viabilidade económica dos projetos.

Por fim, o documento justificativo aborda a questão referente à medição e leitura dos dados produzidos pelos contadores inteligentes. A ERSE propõe que as responsabilidades de aquisição sejam aquelas

apresentadas no presente DL n.º 162/2019, ou seja, a instalação e exploração desses equipamentos sejam responsabilidade do operador de rede, para garantir a compatibilidade dos mesmo com os sistemas dos operadores de rede, evitando assim a responsabilidade dos encargos decorrentes dos equipamentos aos autoconsumidores. Relativamente à disponibilização dos dados produzidos pelos pontos de medições, a ERSE identificou diferentes relacionamentos comerciais exequíveis a curto prazo, Figura 3.

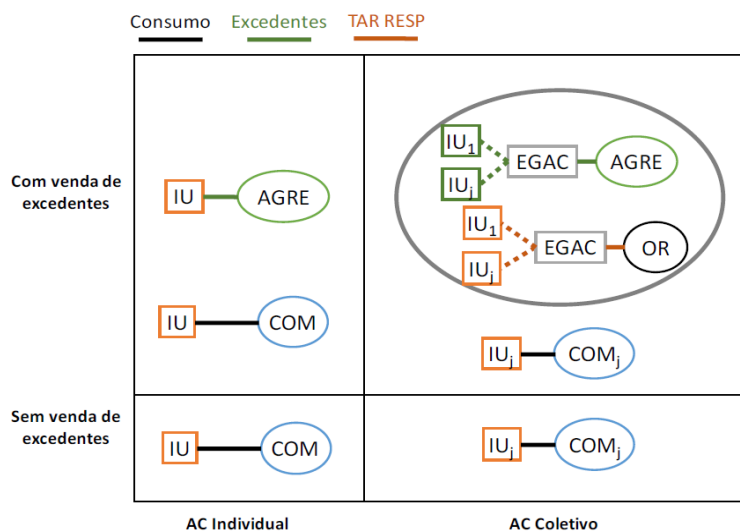


Figura 3: Síntese de modelo de relacionamento comercial, [11].

Para a situação do autoconsumo coletivo, cada autoconsumidor tem um contrato de fornecimento de energia com um comercializador, que deverá apresentar na fatura o saldo quarti-horário de potência ativa e reativa resultante da diferença ente a potência consumida da rede pela IU e a potência da UPAC coletiva, considerando o coeficiente de repartição aplicável, bem como a potência tomada pela IU. Cada autoconsumidor tem direito a aceder aos dados relativos aos consumos do seu consumo à rede, a fração da produção da UPAC que lhe é aplicável, considerando os casos de acesso ou não da RESP, em que no caso que sim paga as tarifas através da EGAC.

Na questão referente à disponibilização de dados pelos operadores das redes, a ERSE propõe que:

- 1) Assente em dados tratados e corrigidos pelos operadores.
- 2) Ocorra, até o máximo, de 5 dias úteis após a data da leitura diária.
- 3) Esteja sujeita a alterações até ao fecho definitivo da carteira de comercialização
- 4) Assegure o histórico de 24 meses.

O parecer desta consulta pública terminou com voto de aprovação, realçando o esforço de investigação dos impactos destes projetos em encargos de Custo de interesse económico geral (CIEG) quando o volume destas entidades aumentar no futuro. De igual modo, a ERSE criou e publicou o Regulamento nº266/2020, onde é aprovado o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [14] e a Diretiva nº 5/2020, que estabelece o tarifário de acesso à Rede Elétrica de Serviço Público [15].

O referido regulamento também estabelece que para o ano de 2020 apenas sejam aprovados projetos que i) disponham de contagem inteligente e ii) sejam instalados no mesmo nível de tensão. A aplicação de outras tipologias inicia-se a 1 de janeiro de 2021.

2.2 Projeto COMPILE

Tal como referido anteriormente, o condomínio em que esta dissertação irá incidir está integrado no projeto europeu COMPILE, “que pretende demonstrar as oportunidades de ilhas energéticas para a descarbonização na transmissão de energia, edifícios comunitários e criar benefícios ambientais e socioeconómicos” [16].

Este projeto tem como objetivos priorizar e motivar sistemas elétricos locais, adotando a criação de comunidades de energia focadas nos efeitos positivos que estas trazem para a economia local e inclusão dos grupos mais vulneráveis. É ambicionada, uma integração ótima e um controlo de todos os vetores elétricos, com o armazenamento e mobilidade elétrica como opções para maximizar a descarbonização e poupança energética. Criando formas de estimular os integrantes a cooperarem ao máximo para atingir benefício social, utilizando soluções tecnológicas e modelos de negócio, de modo a possibilitar a replicação em grande escala os casos de sucesso.

Para isso, estão em desenvolvimento ferramentas logísticas, como o *COOLkit* que irá reunir toda a informação relativa à gestão comunitária e ao desenvolvimento da CER, focada em três pilares. Inspiração, ou seja, dinamizar a comunidade através da inspiração de casos reais, conhecimento a nível local, isto é, facultar métodos de e ferramentas para criar uma estrutura coletiva e modelos de negócio para as comunidades de energia locais, e por fim, encontrar a solução certa na altura certa, isto porque maior parte das CER entra em rotura financeira ao fim de dois anos ao tentar investir muito rapidamente, sendo que esta ferramenta ajudará a temporizar as diferentes etapas da CER.

De igual modo, o Value tool, procurará criar uma ferramenta que combine os conhecimentos adquiridos sobre análise de valor, estudada pelos projetos INCREASE [17] e STORY [18], com uma ferramenta de análise para modelos de negócio estudada no projeto NOBELGRID [19].

Um total de cinco ferramentas técnicas serão desenvolvidas para aplicar neste projeto. A *GridRule*, criada em duas versões, *ETRA GridRule*, para aqueles que pretendem uma operação autónoma da CER e a *Petrol GridRule*, para funções comerciais, que pretende facultar aos intervenientes da CER um conjunto de instrumentos para operar, controlar e gerir uma micro-rede e ajudar a melhorar a flexibilidade, estabilidade e segurança da rede. A *GridRule*, permite a recolha e apresentação de dados com uma interação *user-friendly*, para auxiliar os operadores em situações do seu dia a dia como a regulação de tensão. Também estão ao seu dispor diferentes características para otimizar a flexibilidade disponível na rede com o intuito de beneficiar comunidades, que incluem a capacidade de gerir armazenamento comunitário e maximizar a taxa de autossuficiência de cada integrante.

A *HomeRule* é outra ferramenta técnica desenvolvida em associação com a Petrol, outro parceiro do projeto, em que o seu protótipo já se encontra a ser testado na cidade Luče. Foi concebida para maximizar a produtividade do sistema fotovoltaico e a eficiência de consumo elétrico na IU em está implementada. Através do uso de PV *curtailment* avançado [20], limita a potência de produção renovável consoante o valor de tensão da rede para evitar situações em que este valor ultrapasse os limites permitidos, que admite mais injeção de potência elétrica na RESP, sem comprometer a segurança da mesma. Com o auxílio de uma bateria individual ou comunitária, esta ferramenta tem a capacidade de auxiliar o operador de rede em situações de regulação do valor de tensão da RESP, proporcionar ao detentor da IU uma maior flexibilidade económica através do carregamento da bateria em quando o custo da energia proveniente da rede é menor e descarregamento da mesma em horários de ponta e assegurar as necessidades de consumo através do modo ilha, para situações de falha de rede, que usufrui de um algoritmo de prioriza os eletrodomésticos essenciais.

O projeto Compile começou em novembro de 2018, com uma primeira fase de desenvolvimento tecnológico e estabelecimento dos projetos pilotos. Atualmente encontra-se implementado em cinco diferentes localizações, Luče (Eslovénia), Križevci (Croácia), Rafina (Grécia), Crevillet (Espanha) e Lisboa (Portugal), sendo que está previsto terminar em abril de 2022. O projeto piloto em Portugal é gerido pela Coopérnico, parceiro português deste consórcio.

O caso piloto em Lisboa, é o condomínio, identificado na Figura 4, composto por de mais 150 apartamentos, com algumas lojas, divididos por oito edifícios. Este condomínio começou, em novembro de 2017, a implementar boas práticas de eficiência energética e aproveitamento renovável com a substituição total da iluminação existente por lâmpadas LED, acompanhada pela primeira instalação dum sistema fotovoltaico de módulos policristalinos com 3,18 kWp (limitada a 1,5 kWp pelos micro inversores) que serviu para amortizar a fatura das zonas comuns dos edifícios G e F, que incluem consumos na iluminação, elevadores e motores de extração de monóxido de carbono da garagem. Em dezembro de 2018, o condomínio conseguiu juntar fundos para expandir o sistema fotovoltaico anterior aos restantes seis edifícios, desta vez com módulos monocristalinos, estabelecendo um total de 17,64 kWp, sendo que se mantém motivado em investir mais no futuro. Embora o sistema seja visto como um todo, por motivos de ordem técnica, a distribuição de potência do sistema total pelos subsistemas está presente na Tabela 2:



Figura 4: Ilustração do condomínio em análise; (1:100) [21])

Tabela 2: Distribuição de potência do sistema fotovoltaico atual.

	Potência nominal [kWp]	Potência contratada [kW]
Bloco A	2,745	13,8
Bloco B	2,745	13,8
Bloco C	1,83	13,8
Bloco D	2,745	13,8
Bloco E	2,745	13,8
Bloco F	1,5	13,8
Bloco G	1,5	13,8
Bloco H	1,83	13,8
Total	17,64	110,4

O capítulo seguinte irá estudar o estado de arte do conceito que se pretende implementar neste projeto, através da revisão da literatura existente sobre o assunto, apresentando benefícios e desafios associados ao mesmo, com a identificação de exemplos nacionais e internacionais que coloquem a atividade de comunidades de energia em prática.

Capítulo III – Estado de arte

Este capítulo irá recair sobre a base científica assente na viabilidade das CER, os benefícios associados, as barreiras políticas da sua implementação e o modo de funcionamento, técnico e do modelo de negócio, de uma comunidade de energia renovável, com exemplos de implementação de casos nacionais e internacionais.

3.1 Comunidades de energia e o seu potencial

Com a transição energética para um sistema elétrico livre de emissões de GEE, mais seguro, descentralizado e justo como foco principal para a Europa no próximo século [22], a geração de fontes renováveis aparece com um papel importante neste objetivo [23]. Existem porém, desafios necessários de ultrapassar no aproveitamento de energia proveniente de fonte solar, ou eólica, com a incapacidade de corresponder a oferta com a procura [24], justificada pela dependência direta da disponibilidade de energia primária a condições meteorológicas favoráveis à produção de energia [25] e pela alta variabilidade do perfil de carga quando a produção do sistema é exclusiva a um único consumidor, [26]. A solução de utilizar armazenamento integrado no sistema renovável para a intermitência meteorológica aparenta ser a mais indicada [27], enquanto que para a alta variabilidade dos consumos individuais pode ser ajustada com a agregação de diagramas de carga de diferentes tipos de consumidores como demonstrado em [6], [28] e [29].

Um método para analisar, se o sistema electroprodutor está a ser utilizado eficientemente, seja ele de utilização individual ou coletiva, descrito em [30] é através da determinação de indicadores como taxa de autoconsumo (self-consumption, SC), razão entre o valor mínimo instantâneo entre geração PV ($P(t)$) com armazenamento ($S(t)$) e a carga consumida ($L(t)$), e o total produzido pelo sistema PV (equação 1), e a taxa de autossuficiência (self-sufficiency, SS), que representa o grau de capacidade de o sistema fotovoltaico satisfazer as necessidades do local de consumo (equação 2).

$$SC = \frac{\int \min(L(t), P(t) + S(t)) dt}{\int P(t) dt} \quad (1)$$

$$SS = \frac{\int \min(L(t), P(t) + S(t)) dt}{\int L(t) dt} \quad (2)$$

Elevados valores de autoconsumo são preferíveis pelo seu benefício socioeconómico, dado que representam consumos de energia a um preço muito menor, ao invés de adquirir a energia da rede pública por via de um comercializador convencional de eletricidade ou injetar a potência não consumida que será inflacionada pelas tarifas de injeção na rede (feed-in) [31], sem colocar em causa a importância das mesmas para a promoção de energia renovável [32]. Este proveito de energia diretamente do ponto de produção aparece representado com a redução de indicadores económicos como o Valor Atualizado Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e período de retorno em [29], sendo que o estudo apresenta que após a agregação de 10 perfis de carga diferentes, comercial, doméstico ou de serviços, a variação da taxa de autoconsumo é substancial.

Outro estudo analisado em [6], apresenta um modelo matemático de configuração de um sistema fotovoltaico para maximizar a rentabilidade e eficiência, que permite diferenciar o sistema pela localização e tipologia de edifícios integrantes, divididos em quatro categorias (áreas de edifícios com múltiplos apartamentos, áreas históricas, áreas rurais, áreas mistas). O modelo inicialmente irá distinguir

os edifícios estudados segundo estas categorias, de seguida otimizar a sua eficiência energética e uso de renováveis individualmente, e por fim agregar os mesmos para formar uma comunidade de energia. Os resultados mostram-se positivos e permitiram comprovar o benefício económico na agregação de diferentes diagramas de carga, onde foi observado que quando existe maior heterogeneidade entre consumos a utilização de sistemas renováveis parece mais rentável.

A constituição de comunidades de energia pode articular ambas as soluções e desse modo, auxiliar a transição de regime energético. No entanto, Dóci et al [33] sublinham que o crescimento exponencial de implementação de CER, no caso da Holanda, acarreta problemas na gestão da rede elétrica, uma vez que o sistema atualmente desenhado para uma produção centralizada, não está desenhado para suportar e balancear as flutuações da produção renovável [34].

A aplicação de *smart grids* pode auxiliar neste efeito [35], sendo que a versão preferida deste tipo de tecnologia são as *Virtual Power Plant* quando o objetivo é conjugar renováveis com agregação de consumos [36]. O conceito VPP aparece na literatura com variadas definições, evidenciando [37] e [38], onde é possível identificar três atributos importantes [39]:

(1) as VPP agregam recursos de energia renovável distribuída (*distributed energy resources*, DER), através de produção distribuída, consumos controlados e/ou sistemas de armazenamento, tudo coordenado num único portfólio [40].

(2) Tecnologia de sistemas de informação e software são imprescindíveis para a operação coordenada e eficiente da VPP [36].

(3) Devido ao facto desta tecnologia agregar produção distribuída pode ser comparada, aos olhos do operador de rede, como uma central elétrica convencional e despachável [36], [39], que permite a integração de VPP's no sistema centralizado atual e participar em mercados de energia e servir como provisão para o operador de rede [39].

A fusão do conceito de CER e VPP aparece estudada em três diferentes comunidades na Irlanda, Bélgica e Holanda, denominada “community based VPP or cVPP”, onde se conclui que estas entidades ao serem focadas na agregação de indivíduos na lógica de comunidade e crescerem progressivamente a partir dessa base, possuem um elevado potencial de contribuir para transformar radicalmente o sistema elétrico [41].

O funcionamento destas entidades está intrinsecamente ligado ao conceito de *virtual metering*, um sistema que atribui créditos energéticos na fatura de eletricidade aos subscritores de um sistema fotovoltaico, sendo que os mesmos não necessitam de estar diretamente ligados ao sistema, podendo apenas usufruir da energia excedente quando a mesma não é consumida *in-situ*, [42]. Permite regular as transições energéticas entre os utilizadores e a rede através de um sistema *peer-to-peer*, enquanto possibilita a partilha de geração proveniente de um sistema electroprodutor com mais flexibilidade, eficiência e qualidade de resposta [43].

Para colocar este modelo de trocas energéticas em curso é necessário atender aos requisitos tecnológicos que acarreta. Dispositivos como contadores inteligentes são essenciais para monitorizar todo o transito energético e garantir a estabilidade da rede [44], acompanhados de modelos matemáticos capazes de maximizar a sinergia entre os agentes, como a teoria de jogos [45], modelo explícito de agente-base [46] e por análise de sistemas, como é o caso do *peer-to-peer*.

Existem diferentes tipologias de *virtual metering*, podendo ser, uma só entidade, que distribui a energia pelas suas instalações estando elas conectadas ou não ao sistema PV, uma terceira parte, que estabelece um contrato de fornecimento de energia com o detentor do sistema, geração partilhada, onde o

aproveitamento renovável é partilhado entre diferentes entidades, ou por fim a situação em que existe uma entidade agregadora, que aglomera diferentes participantes em rede e interage com o mercado de energia [47].

O inquérito internacional e os diferentes casos de estudo revistos em [47], possibilita aferir uma diversidade no mercado de energia e princípios laborais que incentivam a inovação e competitividade, uma vez que abrem o mercado convencional de energia à participação de uma nova gama de atores como fabricantes de produtos fotovoltaicos, empresas de serviços de tecnologias de informação e comunicação e até outras entidades motivadas em contribuir positivamente para sociedade e ambiente. Porém, foram do mesmo modo, identificados constrangimentos como, i) a legalização dos contratos de troca de energia, ii) os requerimentos técnicos mínimos para garantir o balanço da RESP, iii) a compensação da rede necessária para as transferências de energia, iv) as entidades capazes de gerir estes modelos e v) o funcionamento de sistemas de partilha fotovoltaica baseadas em *crowdfund*.

Este documento referido anteriormente, também conclui que o autoconsumo individual tradicional tem um potencial limitado devido a constrangimentos como o próprio local para a instalação, direitos da propriedade de implementação, dificuldade no investimento inicial, principalmente para o mercado de condomínios, e consequentemente das cidades.

Através da agregação dos perfis de carga dos diferentes participantes pretendem melhorar drasticamente o aproveitamento de energia renovável produzida ao mesmo tempo que se enfrenta o desafio de integrar essa produção na RESP e nos mercados de energia de modo a desbloquear a democratização do sector através de acesso a mercados bilaterais para produção de pequena escala, partilha e trocas de energia através de *virtual metering* e a utilização da RESP para transitar essa energia.

Moura et al [47] também refletem sobre os possíveis benefícios e desafios deste conceito. Relativamente aos benefícios estas entidades a) têm potencial para aumentar a penetração de autoconsumos no mercado energético, uma vez que torna a tecnologia economicamente acessível a uma maior gama de interessados, b) têm capacidade de aumentar a eficiência do consumo de energia produzida ao agregar diferentes perfis de carga, c) proporcionam alternativas capazes de maximizar a eficiência do ponto anterior através de soluções de armazenamento da produção excedentária, d) criam oportunidades de economia de escala ao adquirir sistemas PV cada vez maiores e desse modo reduzir o seu custo tecnológico, e) podem melhorar a qualidade, controlo e viabilidade do uso de RESP, já que permitem ao operador de rede controlo de voltagem, balanço energético através da digitalização do processo, de políticas que permitem a agilidade de relacionamento com os promotores das comunidades de energia e sobre a necessidade de políticas do uso da rede inerente a esta tecnologia, políticas de agregação de *prosumers*, possivelmente representadas por tarifas de acesso e como esta conjuntura permite aos utilizadores evitar o pagamento de tarifas dos níveis de tensão superiores.

Quanto aos desafios, foram identificados: a) a existência de interconexão de dados, que podem suscitar uma necessidade de aprimoramento dos dispositivos de monitorização existentes na maioria das instalações que irão receber energia; b) a digitalização do sector elétrico, para permitir maior eficiência na análise dos dados recolhidos pelos dispositivos referidos no ponto anterior e assim possibilitar a automatização dos processos monitorização e balanço energético; c) uma maior sobrecarga de responsabilidades: i) para o ORD que vê as suas atividades como investimento da rede, manutenção, controlo de voltagem e corte na produção/consumo aumentadas pela complexidade associada ao *virtual metering* com o acréscimo da responsabilidade de interagir com outros atores e com o ORT para garantir a segurança e viabilidade na entrega de energia; ii) para o comercializador uma vez que precisa de conciliar o consumo e produção do cliente, assim como certificar-se do recolhimento de dados quarti-horários, através de software e hardware adicional, para serem utilizados para propósitos de faturação e

custos de transação associados; d) a dificuldade de acesso ao mercado de energia por parte destes novos atores; e) Manter a estabilidade da RESP a longo termo com a constituição de políticas que prevejam a utilização da mesma e que apliquem tarifas de acesso, aplicáveis ao utilizador final, com base no volume consumido (€/kWh), a potência contratada (€/kW) ou período fixo (€/período).

O estudo realizado em [6], reforça os benefícios de agregar diferentes consumidores e da importância de utilizar edifícios com maiores áreas para maximizar a potência instalada e deste modo possibilitar a integração daqueles que não possuem condições para o fazer. Ao mesmo tempo reflete sobre o auxílio que este estudo pode trazer para aqueles que têm o dever de constituir políticas para comunidades de energia em grandes edifícios e a necessidade de um maior estudo, tanto na realização de modelos económicos rentáveis como na análise do processo complexo que esta prática acarreta.

A componente regulamentar e de estrutura legislativa é de igual modo uma das principais barreiras da implementação destes projetos. Tal como referido na introdução deste trabalho, a UE criou o Pacote Legislativo “Energia Limpa para Todos os Europeus” para impulsionar e acelerar a formação de comunidades de energia e criar condições para a transição energética, em que os Estados Membros têm até 2021 para transpor estas Diretivas para os seus modelos legislativos [1], [10], porém neste processo é verificada uma divergência no produto legislativo e regulamentar final, estudado em [50], onde se conclui que apesar de alguns Estados Membros preverem o funcionamento de autoconsumo coletivo, não é suficiente para sustentar um cenário legal robusto para as complexidades associadas às CER’s, como os esquemas de gestão de procura, os desafios interligados, os custos dos equipamentos e tarifas de acesso à RESP, e oportunidades que podem gerar, como novos modelos de negócio. Para isso, os autores reforçam a necessidade da UE assistir os Estados Membros à criação de novas CER, considerando principalmente que deve ser evitada a exclusão das comunidades mais vulneráveis e das famílias com menor rendimento.

Em Portugal os encargos em CIEG representam cerca de 30% da fatura mensal, valor que pode ser anulado pelo autoconsumo de energia renovável [48]. A apresentação realizada por Joaquín na sessão de esclarecimento da ERSE [49], refletiu também sobre o potencial para aumentar a margem bruta do mercado de energia que neste momento ronda os 3%.

Um estudo apresentado, em 2018, pela Comissão Europeia, revela que no ano de 2016, 45% dos portugueses residia em apartamentos, sendo que 42% desse valor correspondiam a edifícios com mais de 10 apartamentos [51], o que transmite o elevado potencial que condomínios como o estudado têm para acelerar o processo de transformação de um sistema elétrico centrado para um distribuído, encaminhar Portugal e a Europa para o cumprimento das metas estabelecidas no o Pacote Legislativo “Energia Limpa para Todos os Europeus”.

3.2 Modelos de negócio internacionais

Este capítulo permite expor alguns projetos de sucesso que apresentam as diferentes tipologias de *virtual metring* apresentadas na secção anterior.

3.2.1 Piclo

Começando por um modelo *peer-to-peer*, o Piclo, desenvolvido numa parceria entre as entidades comerciais britânicas, Open Utility e Good Energy, consiste numa plataforma online onde consumidores comerciais podem adquirir a sua energia elétrica diretamente do local onde a mesma é produzida. Esta plataforma combina procura e oferta, a cada meia hora, através de medições in-situ, geradores de preços, preferência do consumidor e proximidade entre produtor e consumidor para que as suas exigências sejam

correspondidas da melhor forma possível. Produtores têm acesso e controlo sobre os seus compradores, enquanto que os consumidores podem seleccionar onde querem comprar a sua energia, [52] [53].

3.2.2 Yeloha!

Yeloha!'s é outro projeto que funcionava com este modelo, em que destacava uma entidade ou indivíduo, *Sun Host*, que alojava o sistema electroprodutor e podia usufruir de uma porção da sua geração sem custos associados, enquanto que o segundo tipo de participante, os *Sun Partners*, que financiavam estes projetos *off-site* e recebiam uma redução na sua fatura consoante a fração investida. A sua capacidade de realizar contratos de energia solar a curto prazo permitiu ampliar a rede de indivíduos interessados uma vez que permitia a inclusão de indivíduos que não podiam ou queriam realizar um contrato de 20 anos [54]. Esta acabou por falir em 2016, por razões de instabilidade regulamentar e dificuldade em encontrar financiamento para os sistemas renováveis, segundo o CEO, Amit Rosner.

3.2.3 SonnenCommunity

Criado pela empresa alemã, SonnenBatteries, este projeto consiste em permitir que produtores com sistemas de aproveitamento solar ou eólico com baterias desta marca integradas possam formar uma comunidade energética onde é possível vender o excesso de energia produzida a uma rede virtual, a SonnenCommunity, em vez de injetar essa corrente na rede elétrica pública e dessa forma ajudar outros prosumers onde as condições meteorológicas não permitem a produção de energia. Para esta operação funcionar de forma mais eficiente e segura são instalados smart meters nestes locais de produção de modo a proporcionar medições mais precisas e permitir controlar a produção. Esta rede virtual é criada através da ligação das baterias à rede pública convencional durante curtos períodos para servirem não só para o propósito anteriormente apresentado, mas também como suporte à mesma quando existe excesso de energia em algumas zonas do país, evitando sobrecargas e reduzindo a possibilidade de danos à rede [52], [55].

Este projeto é muito semelhante ao “Piclo”, com a diferença que reforça a importância do armazenamento em fontes de energia renováveis.

3.2.4 TransActive Grid

Outro exemplo que se assemelha mais ao conceito de comunidades solares, uma vez que este é restrito a um grupo fechado de indivíduos, é o projeto TransActive Grid, um modelo de mercado energético que ao combinar software e hardware permite aos seus membros interações de compra e venda de energia de uma forma segura e automática com o auxílio de smart contracts e uma blockchain de informação, [52].

3.2.5 SOM Energia

SOM Energia é o modelo de negócio espanhol baseado no conceito de geração partilhada, criado em 2014, após o cancelamento das tarifas feed-in por parte do governo espanhol e da instabilidade regulamentar da altura, criaram o programa Generation KWh, que consiste na geração em grande escala de energia renovável, neste caso um sistema fotovoltaico com potência nominal de 2 MWp, que atribui aos seus investidores um desconto na fatura de eletricidade durante 25 anos, consoante a fração investida, [47], [56], [57].

3.2.6 PV4residents

A literatura relativa ao projeto PV4residents, permite elucidar sobre esta temática com uma proposta de resolução técnica. Este procurou estudar uma hipótese de modelo de negócio e aplicações técnicas em condomínios localizados em Graz e Salzburgo, Áustria, entre 2015 e 2017. O modelo estudado consiste em permitir a residentes interessados em participar em sistemas fotovoltaicos por via de um empréstimo.

Consequentemente estes residentes podem comprar energia à corporativa e dessa forma amortizar a sua conta da luz uma vez que esta energia adquirida tem um custo de zero para estes participantes. Este modelo apenas se revela economicamente viável se a tarifa da eletricidade produzida pelo sistema fotovoltaico for menor ou igual aos preços de mercado [58].

3.2.7 Enercoop

Este grupo é originária da Cooperativa Eléctrica Crevillent, criada em 1925, para responder as necessidades dos cidadãos deste município. A estrutura empresarial demonstra semelhanças aos casos que a legislação portuguesa permite, daí ter sido apresentada como caso prático na conferência realizada pela ERSE com o intuito de responder e elucidar sobre o funcionamento destas comunidades de energia renovável [49]. Esta estrutura está dividida em três pilares:

- Geração: Sistema fotovoltaico El Realengo com 13 MW de potência instalada e coberturas fotovoltaicas, que juntos totalizam uma potencia de 40 MW.
- Distribuição: Levada a cabo pelo operador da rede “Distribución Eléctrica Crevillent”.
- Comercialização: Realizada pela entidade, integrante na comunidade, “Comercialización en el municipio de Crevillent” e, para outras regiões, pelo agente de mercado “La Unión”

Os sistemas montados nas coberturas das instalações dos prosumers, sejam elas edifícios municipais, espaços municipais, edifícios da Enercoop ou edifícios privados, são propriedade da cooperativa, sendo que estes aproveitam a produção in-situ e o excedente é comercializado pela cooperativa, à semelhança do que acontecia no Yeloha!, porém a um nível municipal.

Este modelo é baseado no conceito de blockchain, com o método de ação, ilustrado na Figura 5:

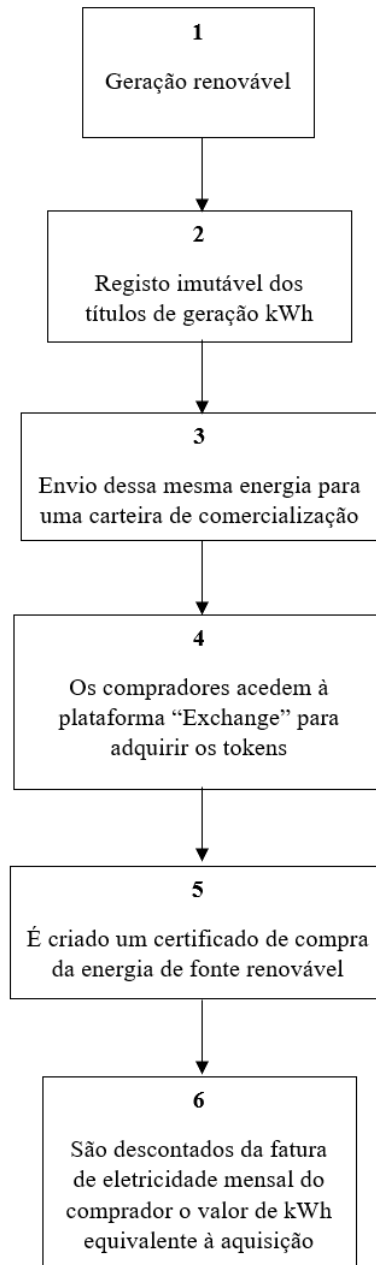


Figura 5: Modelo de blockchain utilizado pela Enercoop [49]

Este modelo é apoiado pelos projetos europeus “COMPILE”, “Wisegrid”, que pretende criar soluções, tecnologias e negócios que aumentem a estabilidade, viabilidade e segurança para a rede elétrica [59], o “Pearls – Empowering Landscapes”, que pretende comprometer os cidadãos a uma utilização de energia segura, limpa e eficiente, através de uma metodologia baseada no conhecimento científico da área das renováveis em que o resultado será a transformação de iniciativas políticas e intervenções estratégicas na sociedade [60]. Outro projeto associado é o “Merlon”, que introduz a integração de gestão de energia no ponto de vista do operador de rede na presença de um alto nível de produção renovável [61] e por fim o “Coalesce” que irá impulsionar a criação de novas comunidades de energia renovável na Europa [62].

Este apoio servirá para expandir a rede já criada e criar ferramentas como uma aplicação para smartphone que permita uma melhor interação dos participantes na sua CER.

3.3 Modelos de negócio nacionais

Em Portugal esta tecnologia apenas foi possível ser implementada após a publicação do decreto-lei 162/2019, por isso, os exemplos são limitados.

3.3.1 Coopérnico

Esta cooperativa de energias renováveis, apresenta um portfólio vasto de projetos que auxiliou não só com o apoio de financiamento coletivo, *crowdfunding*, mas também com metodologias sociais e técnicas que proporcionem aos seus participantes a possibilidade de integrar a mudança de paradigma elétrico com a produção renovável, criação de valor social, desenvolvimento local, transparência e integridade.

A atividade que a Coopérnico pretende impor começa por reunir um grupo de indivíduos motivados na transição para um sistema elétrico livre de carbono e criar uma base financeira que permita investir em projetos renováveis espalhados pelo país em que cada um pode ser proprietário da parte que desejar. A energia produzida por estes projetos é de seguida injetada na rede para abastecer famílias e negócios, constituindo benefícios económicos pela comercialização de energia mais barata e ambientais, dado que esta geração é 100% livre de carbono. Por fim, essa receita é dividida pela sociedade, os investidores e claro, o ambiente [9].

Com o apoio do projeto COMPILE, a Coopérnico pretende participar na criação de novas comunidades de energia renovável, estabelecer uma base de conhecimento técnico e social forte, para que seja possível, com os resultados que se esperam positivos, partilhar os mesmos como boas práticas e exemplos a seguir.

Como nota final é importante referir que o projeto COMPILE terminou recentemente o processo de constituição, avança para instalação de potência extra e posterior instalação das ferramentas HomeRule e GridRule, de modo a obter resultados detalhados da implementação à semelhança das restantes instalações nos diferentes países envolvidos no projeto Europeu.

3.3.2 Energia Simples

Esta marca, criada em 2015 pela empresa PH Energia, Lda, destina-se a comercializar eletricidade e gás natural no mercado liberalizado, tendo sido criada por um grupo de profissionais com preocupações comuns como eficiência energética, sustentabilidade ambiental e ética empresarial [63].

Apresenta diferentes programas que se adaptam ao interessado em consumir ou comercializar energia renovável. O primeiro, o Green Partner é dedicado a estabelecer contratos de abastecimento de energia, com privados ou empresas, com diferentes modalidades de tarifas, dando ao cliente a escolha de um plano indexado, cujo o preço de energia varia horariamente conforme o preço do Mercado Diário OMIE-Portugal, um plano fixo, preço de energia constante, ou ainda do plano solar+, em que o preço é calculado segundo a média aritmética do preço da energia horária do Mercado Diário OMIE-Portugal entre as 08:00h e as 20:00h [64].

Para satisfazer as necessidades energéticas dos clientes que escolham uma destas opções, a Energia Simples, detém uma virtual power plant, a SimplesVPP, correspondente a 200 MW em Portugal e 0.01 MW em Espanha, maioritariamente proveniente de centrais hidroelétricas.

Outro programa que começa agora ser implementado é o Comunidade Simples, que pretende criar comunidades de energia renovável locais para aqueles que pretendem colocar em prática esta atividade. Este nasce dos resultados positivos do projeto piloto, NetEfficity, o primeiro caso de estudo em Portugal que comprovou os benefícios das CER, que entre 2016 e 2018, teve ao seu dispor oito unidades de produção solar cuja energia era partilhada num modelo peer-to-peer entre 40 consumidores localizados nos municípios de Alfandega da Fé e Penela.

3.3.3 Energy Ring

O Energy Ring é uma plataforma, desenhada pela Cside, com o intuito de apoiar a criação e gestão de CER's, ou autoconsumidores individuais dando suporte na comercialização dos excedentes de produção renovável com ferramentas específicas para agregadores [65].

O seu simulador auxilia os interessados na fase inicial da constituição da sua comunidade em questões como o dimensionamento da UPAC, com base nas potências das instalações ligadas ao projeto, em que são quantificadas as potenciais poupanças em cada IU. De seguida, o Energy Ring apoia o planeamento do projeto em questões legais, investimentos no sistema solar, custos dos pontos de medição, serviços de instalação, certificação e contratos a celebrar, sendo que também coloca à disposição soluções de financiamento [66].

Após esta primeira etapa, a plataforma irá permitir gerir o autoconsumo coletivo, através de acessos e funcionalidades distintas para o autoconsumidor e a EGAC, gerir os coeficientes de partilha na adesão e saída da CER, monitorização das UPAC e notificações quando existe alguma má funcionalidade, comercialização do excedente e apoio na partilha da documentação necessária.

Este projeto conta com seis casos de estudo espalhados pelo país, com exemplos de autoconsumos individuais e coletivos, onde a plataforma desenvolvida será colocada em prática e testada para proporcionar mais provas dos benefícios económicos e ambientais destas sociedades.

O trabalho realizado nesta dissertação insere-se no contexto descrito neste capítulo ao pretender estudar os efeitos da partilha de um sistema fotovoltaico, contabilizando o fenómeno da agregação de diferentes diagramas de carga, e o funcionamento de uma entidade semelhante aos exemplos de comunidades de energia renovável, em conformidade com a regulamentação portuguesa.

Capítulo IV – Métodos

O presente capítulo abordar os métodos utilizados para a realização deste trabalho. A primeira secção descrever o processo da análise preliminar efetuada ao condomínio em questão, que recai sobre o sistema PV instalado e os consumos das partes comuns, assim como apresentar uma proposta de ampliação do sistema atual. A segunda secção, o método utilizado na construção da ferramenta de simulação do funcionamento de um ACC/CER. Por fim, na terceira secção, estão presentes os documentos utilizados para escrever os guiões de constituição destas entidades.

4.1 Análise preliminar

O trabalho desenvolvido no âmbito desta dissertação começou por recolher dados sobre o sistema de aproveitamento solar em operação no condomínio e os consumos correspondentes a cada uma das partes comuns dos prédios que constituem o mesmo, através da análise das faturas entre Abril de 2018 e Dezembro de 2019, sendo que para os restantes meses de 2018 foi necessário assumir que os seus consumos foram semelhantes aos três últimos meses desse ano. Através de interpolação linear nas leituras trimestrais, de modo a demonstrar por via de representação gráfica os benefícios financeiros que esta instalação proporcionou.

De seguida, propor a otimização da potência nominal instalada que procure maximizar o preenchimento de área de telhado útil e avaliar o impacto desse novo sistema nos consumos das partes comuns. A simulação será realizada utilizando a ferramenta PVsyst que permite obter resultados dos parâmetros fundamentais para a constituição técnica do sistema, tais como a área de telhado disponível, o modelo dos módulos e inversores que o constituem, o sombreamento que condiciona a produção energética, entre outros, que podem ser encontrados no anexo A.1.

Também foi utilizada a plataforma Helioscope que permite a introdução de uma imagem satélite do local onde queremos proceder à instalação garantindo uma maior precisão no que toca à caracterização de sombras existentes.

4.2 Ferramenta

Esta ferramenta desenvolvida no formato Microsoft Excel, visa a auxiliar potenciais participantes em autoconsumos coletivos ou CEE na fase inicial da constituição destas entidades. Este ficheiro permite simular a produção de energia solar de um sistema fotovoltaico adequado a cada um dos possíveis casos que possam surgir, uma vez que este é construído através da área disponível do espaço onde o sistema electroprodutor em questão será montado. Do mesmo modo, permite informar o utilizador do montante que o mesmo precisa de pagar em taxas de acesso à rede elétrica de serviço público (RESP) e taxas administrativas, conforme as instruções legais o indicam em [67], de modo a facilitar a comunicação no Portal do Autoconsumo e das CER, desenvolvido pela ERSE.

É importante referir que esta ferramenta apenas se encontra desenhada para simular sistemas fotovoltaicos com potência nominal inferior a 1 MWp, uma vez que para este tipo de UPAC representa um cenário irreal para os ACC e CER que se pretendam criar em condomínios urbanos.

De modo a simplificar a simulação e por a mesma se destinar a autoconsumos de energia com um grande número de intervenientes com perfis de consumos semelhantes, não foram considerados os coeficientes de partilha para esse grupo de participantes, assumindo que a distribuição da produção elétrica é repartida uniformemente. É possível discriminar o coeficiente de partilha com a introdução do participante na lista de instalações de utilização com perfis de consumo diferentes da maioria dos participantes.

Neste ficheiro será possível encontrar várias folhas de cálculo que permitem realizar toda a simulação, estando as diferentes folhas catalogadas como:

- 1) Página Inicial
- 2) Sistema
- 3) Caracterização Consumidores
- 4) Consumos
- 5) Radiação Média Distrito
- 6) Tarifas de Acesso RESP
- 7) Engine

4.2.1 Página inicial

A folha de cálculo “Página inicial” tem a função de aglomerar todas as componentes determinadas nas secções subjacentes de modo a facilitar a leitura dos resultados por parte do utilizador, auxiliar a sua interação com a ferramenta através de um sistema de Macros e Userform e ainda um conjunto de instruções que orientam o utilizador a uma correta manipulação de toda a ferramenta.

Os resultados interessantes desta simulação vêm transcritos numa tabela que engloba os seguintes fatores:

- Potência do Sistema, kWp.
- Energia anual UPAC, MWh/ano.
- Investimento inicial sistema PV, €.
- Poupança anual nas faturas por participante, €/ano.
- Redução média mensal, %/mês.
- Payback, anos.
- Excedente anual, MWh/ano.
- Certificado de exploração.
- Valor de tarifas anual, €/ano.
- Pagamento apreciação registo prévio, €.
- Pagamento apreciação de certificado de exploração, €.
- Pagamento vistoria, €.
- Investimento total (com pagamentos administrativos), €.

De igual modo, dispõe de três gráficos diferentes, correspondentes à atividade do sistema na sua globalidade, a comparação de faturas antes e depois da constituição do ACC e de um participante com consumos diferentes daqueles que retratam a maior parte dos integrantes, com a adição que este último contempla resultados exclusivos:

- Energia Solar média por dia, kWh.
- Energia Solar por ano, MWh.
- Valor de tarifas a pagar por ano, €.
- Valor a receber por excedente, €.
- Redução média mensal, %/mês.

4.2.2 Sistema

Esta folha é a mais importante da ferramenta desenvolvida, uma vez que é aqui que é possível encontrar toda a componente matemática que permite simular o sistema fotovoltaico pretendido.

As características assumidas para o sistema de energia solar a simular, sendo estas de carácter técnico e económico, pretendem representar um cenário médio dos sistemas fotovoltaicos implementados em Portugal e cujos valores se encontram identificados na Tabela 3.

Tabela 3:Caraterísticas sistema fotovoltaico genérico.

Área de cada painel [m ²]	1.50
Eficiência média módulos	0.19
Coefficiente de desempenho	0.84
Preço tecnologia [€/Wp]	0.80
Tempo de vida médio [anos]	25.00
Taxa de atualização	0.05
Taxa de manutenção	0.01
Preço médio de venda excedente [€/kWh]	0.06

Com os resultados dessa interpolação, é possível determinar a potência elétrica convertida pelos módulos fotovoltaicos com o auxílio da equação 3.

$$Produção = Área_{útil} \times \eta_{módulos} \times \eta_{desempenho} \times G(i) [W] \quad (3)$$

O termo $Área_{útil}$ é o valor disponibilizado pelo utilizador, seja pelo parâmetro da área de telhado ou o número de painéis, que reflete a área disponível para instalar a UPA, o coeficiente de desempenho, $\eta_{desempenho}$ destina-se a representar todas as perdas associadas ao sistema fotovoltaico (eficiência do inversor, efeito joule nos cabos de ligação, variação de temperatura dos módulos, nebulosidade, etc) [68] e $G(i)$, a radiação solar incidente no módulo num dado momento a cada intervalo de 15 minutos num período total de um ano.

Para determinar a existência de excedente, a cada 15 minutos, esta folha de cálculo também efetua o balanço energético entre produção e consumo, sendo que o valor desta segunda componente é selecionado dependendo do tipo de classe que o utilizador se insere.

A Potência a instalar que reflete a produção de energia elétrica produzida, em kWp, é obtida pela equação 4, que resulta da razão entre energia produzida num ano e o número médio de horas de sol no ponto mais alto num ano, ou seja, horas em que o sistema irá produzir o seu pico de energia.

$$Potência = \frac{Energia_{prod}}{4.5 \times 365} [kW_p] \quad (4)$$

O valor referente ao investimento inicial necessário para constituir o sistema simulado está igualmente presente e é obtido através do produto entre a potência do sistema e o valor do preço de instalação da tecnologia.

Para distinguir os intervenientes do ACC, entre a maioria dos participantes com um perfil de carga semelhante e aqueles com consumos diferentes, parâmetros como o balanço energético, poupança, excedente, custo de tarifas de acesso à RESP e contagem de horas de ponta foram calculados em separado, sendo que apenas existe este nível de detalhe para a IU selecionada na “Página Inicial”.

Como descrito no estado de arte (pp 23), serão utilizadas as equações (1) e (2) para avaliar o comportamento das taxas de autoconsumo e autossuficiência nas diferentes situações que se apresentem.

Por fim, é conveniente para os participantes, serem informados do período de retorno do sistema electroprodutor, isto é, o número de anos necessários para obter o retorno do investimento, determinado

a partir da equação 3, em que o retorno líquido representa o produto entre a energia produzida por ano e preço da mesma, neste caso será o preço da energia de compra e a taxa de atualização do projeto [69].

$$Payback = \frac{\ln\left(\frac{RetornoLiquido}{RetornoLiquido - Investimento_i \times a}\right)}{\ln(1 + a)} [Anos] \quad (5)$$

4.2.3 Caracterização Consumidores

A secção “Caracterização Consumidores” destina-se a criar a base de dados que irá conter todas as informações exigidas no Despacho nº46/2019 de 30 de dezembro [67]:

- Nome
- Morada
- Número Identificação de Pessoa Coletiva
- Número de identificação fiscal
- Endereço eletrónico
- Potência contratada
- Código ponto de entrega (CPE)
- Coeficiente de partilha

Todos estes campos são de preenchimento obrigatório por parte do documento anteriormente referido e pelo Portal do Autoconsumo e das CER.

Para auxiliar o preenchimento desta lista, foram criados vários Userform através da ferramenta Microsoft Visual Basic for Applications, que permitem agilizar a introdução de novos participantes, assim como a edição do mesmo, caso seja necessária. Na folha “Página Inicial” existe um botão que cria o ficheiro PDF desta mesma base de dados, de modo a possibilitar a introdução desta componente no portal anteriormente referido.

4.2.4 Consumos

Para garantir que o sistema está dimensionado com a maior eficiência possível foi necessário, à semelhança do que foi feito para a componente de radiação solar, adquirir dados capazes de representar o consumo típico de um habitante português em forma de diagrama de carga, tendo em conta a potência contratada por esse utilizador.

Os valores presentes nesta folha, são provenientes da EDP distribuição e tal como é mencionado em [70], os perfis são estimados para períodos quarto-horário (15 minutos) do dia para cada dia do ano. A fonte destes perfis para o nível de baixa tensão normal (BTN), consistem em leituras quarto-horárias dos locais amostrados, locais esses que foram sujeitos a uma campanha de equipamentos de telecontagem por parte da EDP distribuição e que asseguram valores em tempo real, para o período entre 1 de outubro de 2011 e 30 de setembro de 2018, um total de 84 meses e por sua vez realizada uma média de todos esses resultados. Todo o tratamento referente a estes dados está discriminado no correspondente documento metodológico.

O ficheiro tipo csv disponibilizado, dispõe de consumos distribuídos em três classes. A classe A, que representa consumidores com uma potência contratada superior a 13.8 kVA e um diagrama de carga que apresenta um maior consumo entre as 09:00 e as 18:00 nos dias de semana e menores consumos durante os dias de fim-de-semana encontra-se catalogado na ferramenta como “Escritórios”, a classe B, caracteriza habitações com uma potência contratada inferior a 13.8 kVA, um consumo anual superior a

7140 kWh e um diagrama de carga que representa maiores consumos entre as 08:00 e as 22:00, definidos como “Comércio” e por fim a classe C, que pretende representar os utilizadores que energia elétrica com potência contratada inferior a 13.8, um consumo anual inferior a 7140 kWh e um perfil característico da classe doméstica, com maiores consumos nos dias de fim-de-semana e menores durante os períodos das 08:00 às 18:00 nos dias úteis, catalogados como “Doméstico pequeno”.

Devida à inconsistência intrínseca do consumo residencial, associada a uma maior ocorrência de picos de consumos aleatórios e imprevisíveis, variantes de habitação para habitação, quando a tentativa é uma avaliação global deste tipo de consumo, surgiu a necessidade de refletir essas flutuações nos perfis de carga disponibilizados pela EDP, uma vez que estes perfis médios falham em representar a situação real pois estes picos são omitidos pela agregação dos diferentes perfis de carga.

Para reverter este efeito, foram associadas variações aleatórias a cada registo de consumo disponibilizado de modo a que a agregação destes perfis transmitisse resultados semelhantes aos descritos na primeira figura presente em [29], uma vez que esta representa o comportamento da agregação de diagramas de carga de diferentes habitações através da curva de coeficiente de autoconsumo do sistema, isto é, a capacidade que os consumidores têm de absorver a energia produzida pelo sistema electroprodutor utilizado. Para contabilizar esta discrepância foi utilizado um método de engenharia inversa, sendo que desta forma os consumos representam os picos de consumo (cafeteira a funcionar de manhã) e não comprometem a baseline da habitação, existem sempre equipamentos permanentemente ligados (frigorífico). De tal modo, é pressuposto um sistema fotovoltaico de 4.209 kWp, associado a 18 consumidores domésticos e três diferentes níveis de variação, visíveis na Figura 6. A variação considerada está compreendida no intervalo de [-99%,200%].

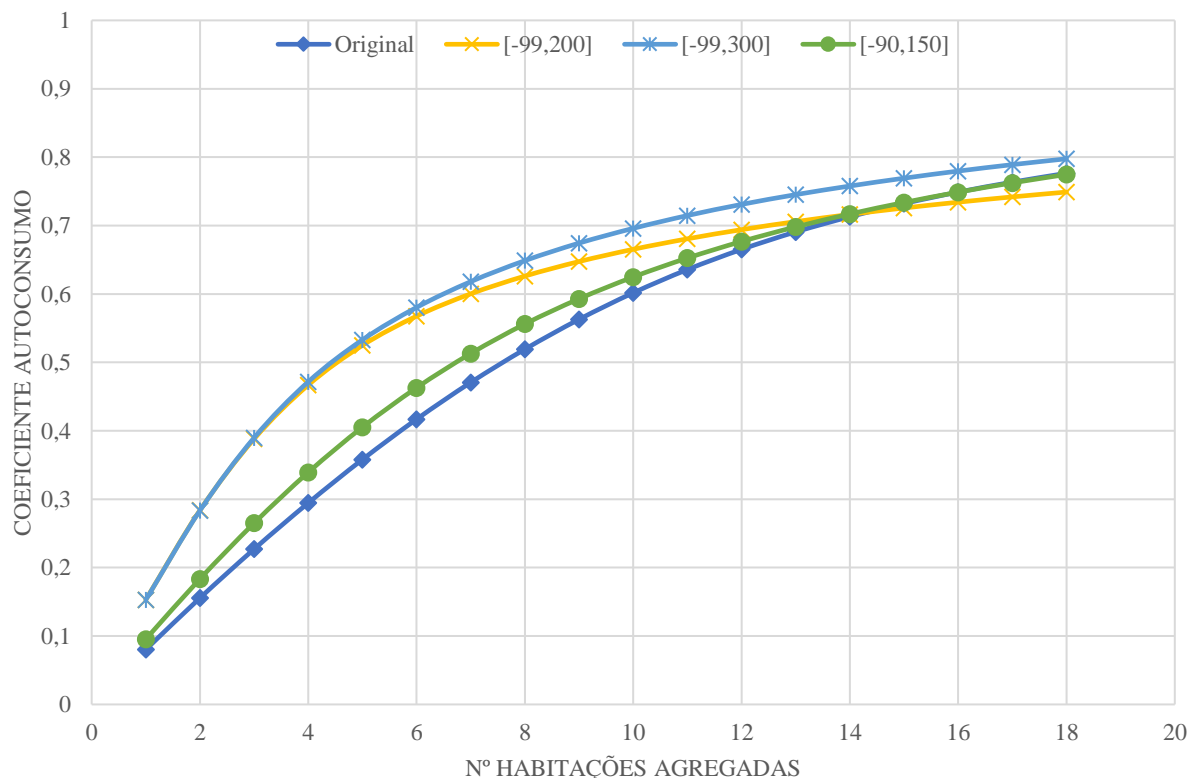


Figura 6: Representação do comportamento da taxa de autoconsumo considerando diferentes níveis de ruído.

Para efeitos de cálculo da componente económica do sistema fotovoltaico a simular, foi optado por assumir um valor médio para os preços de eletricidade praticados em Portugal no sector doméstico, isto com o intuito de não sobrecarregar o ficheiro que já apresenta um tamanho considerável. O valor

selecionado representa a média dos preços praticados em 2019, 0.2150 €/kWh [71]. A decisão de assumir um valor médio para o custo da energia produzida foi tomada devida à variação deste valor para cada valor de potência contratada, a sua variabilidade temporal e dependência do comercializador adotado por cada participante da entidade

O utilizador desta ferramenta deverá seleccionar a categoria de consumo que melhor reflete a maioria dos consumos do seu autoconsumo coletivo ou CER. Os consumos relativamente a grandes empreendimentos têm o ruído ajustado através do produto entre a potência contratada e o perfil escolhido, com o intuito de garantir uma aproximação dos resultados reais.

4.2.5 Radiação Média Distritos

Nesta folha de cálculo estão presentes dados de irradiação solar projetada num plano de inclinação e orientação azimutal ideal para a localização em questão, representada em W/m², para cada uma das capitais de distrito de Portugal continental num período de análise de 10 anos, entre 2005 e 2015, com intervalo de tempo entre medições de 1 hora. Estes valores foram obtidos através da plataforma disponibilizada pela Comissão Europeia denominada por PVGIS [72].

A metodologia considerada para este cálculo foi utilizada sobre o pressuposto que o clima inerente a cada uma das regiões é uniforme para as suas áreas correspondentes, isto é, que não existe uma discrepância de valores de radiação solar significativa para as localidades próximas da capital de cada distrito.

Tal como indica o título, esta folha de cálculo teve a finalidade de obter uma média dos dados referidos na secção anterior. Para esse efeito foi utilizada a função “MÉDIA” do Excel de modo a determinar o valor médio de radiação solar correspondente a cada hora para obter resultados no total de um ano civil.

Para possibilitar o balanço quarto-horário entre produção e consumo e uma vez que o decreto-lei 162/2019, de 25 de outubro, estudado por esta dissertação obriga à análise de produção/consumo do sistema em períodos quarto-horários para que seja possível ao ORD identificar a existência de energia em forma de excedente, isto é, energia produzida pela UPAC que não é absorvida pelo seu consumidor, foi realizada uma interpolação linear dos dados de radiação desta secção, que se encontram contemplados com um intervalo de uma hora entre medições.

4.2.6 Tarifas de acesso RESP

Caso a ligação entre o sistema electroprodutor e uma instalação elétrica de utilização careça de utilização da rede pública para se abastecer da energia produzida pela UPAC é necessários estimar o valor de energia ativa e potência em horas de ponta, isto é, energia ativa em períodos de hora de ponta, nela injetada e o valor de taxas de acesso à mesma que o autoconsumidor coletivo ou CER devem pagar, estando enunciadas no Decreto-Lei nº 162/2019 de 25 de outubro [8], as sanções que devem ser aplicadas na ausência deste pagamento, sendo uma delas a suspensão imediata da produção do sistema fotovoltaico.

Os valores assumidos das tarifas associadas à utilização de cada um dos níveis de tensão que constituem a rede pública portuguesa (baixa tensão normal (BTN), baixa tensão especial (BTE), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT)) encontram-se na Diretiva nº5/2020 da ERSE [15], no qual vêm discriminados para regimes de tarifa simples, bi-horária e tri-horária, no caso do nível de tensão ser BTN e horas de ponta, cheia, vazio normal e super vazio, nos níveis BTE, MT, AT e MAT, que também são afetadas pelo preço de injeção em horas de potência, onde é realizado quociente entre o total de energia em kWh injetada por mês e número de horas de ponta nesse mês. Para o nível de baixa tensão

vem ainda uma diferenciação entre clientes com potências contratadas superior ou inferiores a 20.7 kVA. Estes valores são apresentados no anexo A.2.

Os períodos horários que devem ser utilizados para o cálculo de cada regime de tarifa estão de igual modo enunciados no documento anteriormente referidos e são possíveis de constatar em [73] e [74] produzidos pela ERSE. Os horários considerados estão apresentados no anexo A.3.

Para esta componente da ferramenta foram considerados diferentes cenários de utilização da RESP, um em que a ligação entre o sistema produtor e qualquer participante careça da utilização rede pública e outra onde apenas determinados consumidores precisam de aceder à mesma para aproveitar a sua produção renovável e deste modo permitir um cálculo mais metucioso do valor de tarifas necessário a pagar. Para este cálculo apenas foi considerada a energia realmente consumida pela IU, sendo que o excedente energético não é considerado uma vez que irá integrar uma carteira de comercialização de eletricidade e posteriormente deduzido esse valor, ou será injetado na RESP e considerado como perdas.

Existem também taxas administrativas necessárias de faturar durante o processo inicial da constituição destas entidades que são identificadas na portaria nº 15/2020 de 23 de janeiro, representadas na Tabela 4.

Tabela 4: Taxas administrativas das diferentes etapas no processo de criação de um ACC ou CER.

Taxas		
Procedimento administrativo	Potência instalada [kW/kVA]	Taxa aplicável [€]
Registo prévio de produção	250	400
	1000	600
Emissão certificado de exploração	250	80
	1000	120
Vistoria da DGEG	250	480
	1000	680

4.2.7 Engine

Por motivos de funcionamento de toda a ferramenta surgiu a necessidade de criar uma folha “auxiliar” que permita a interação das diferentes Macros e Userforms.

Esta ferramenta está disponível para ser descarregada e utilizada através da hiperligação: <https://1drv.ms/u/s!AoVI9WfqncvrvCVPN0OKuGMgWSIA?e=68Pjoi>.

4.3 Manuais

Os manuais foram construídos considerando o decreto-lei 162/2019 e anexos associados, como as instruções para interagir com o Portal e modo de funcionamento do mesmo [67] e a portaria responsável pelas taxas administrativas do processo [75], com o apoio do próprio Portal aplicacional da DGEG [76]. Os documentos são apresentados no anexo A.4.

Embora não estejam apresentados nos manuais, dado que essa não é obrigação do interessado em participar num autoconsumo coletivo, é imperativo mencionar a obrigatoriedade dos instaladores da UPAC facultem à EGAC, no caso de ACC, ou à CER, dos seguintes documentos:

- Esquemas unifilares da instalação elétrica, incluindo os pontos de contagem e elementos de projeto, incorporando a proteção de interligação;

- Memória descritiva da infraestrutura de ligação interna ou para ligação à RESP a utilizar para a veiculação da eletricidade produzida, a potência de injeção, ou seja, a potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, em kW e kVA, que o produtor de energia renovável pode injetar numa rede, indicando, no caso da RESP, o nível de tensão.
- Coordenadas geográficas dos vértices referentes ao polígono de implementação do centro electroprodutor, no sistema ETRS89, denominado PT TM06, preferencialmente em formato *shapefile* acompanhado do respetivo sistema de coordenadas obtidas, preferencialmente, a partir do site snig.dgterritorio.gov.pt, ou caso não seja possível, em ficheiro Excel.
- Mapa da localização prevista para a central, em formato *.pdf, numa escala adequada que permita enquadrar a UPAC com a sua envolvente.

No seguimento deste capítulo, a próxima etapa destinou-se a representar os resultados da análise preliminar e exemplos de utilização da ferramenta desenvolvida com o intuito de comprovar o seu correto funcionamento assim como a capacidade de representar um caso de ACC.

Capítulo V - Resultados

O presente capítulo tem o intuito de, primeiramente, apresentar os resultados obtidos pela análise preliminar e propor a instalação de um sistema PV adicional, de modo a preencher a totalidade da área disponível nos telhados dos edifícios que constituem o condomínio. De seguida são exemplificados três possíveis cenários que podem surgir no funcionamento de ACC, utilizando a ferramenta desenvolvida para obter os resultados técnicos e económicos associados.

5.1 Análise preliminar

Este período inicial de trabalho destinou-se à recolha de dados para realizar uma avaliação preliminar da despesa e consumos correspondentes a cada um dos edifícios constituintes do condomínio, a partir da análise das faturas de eletricidade facultadas por parte do habitante responsável pelo projeto, que possibilitou a criação da Figura 7.

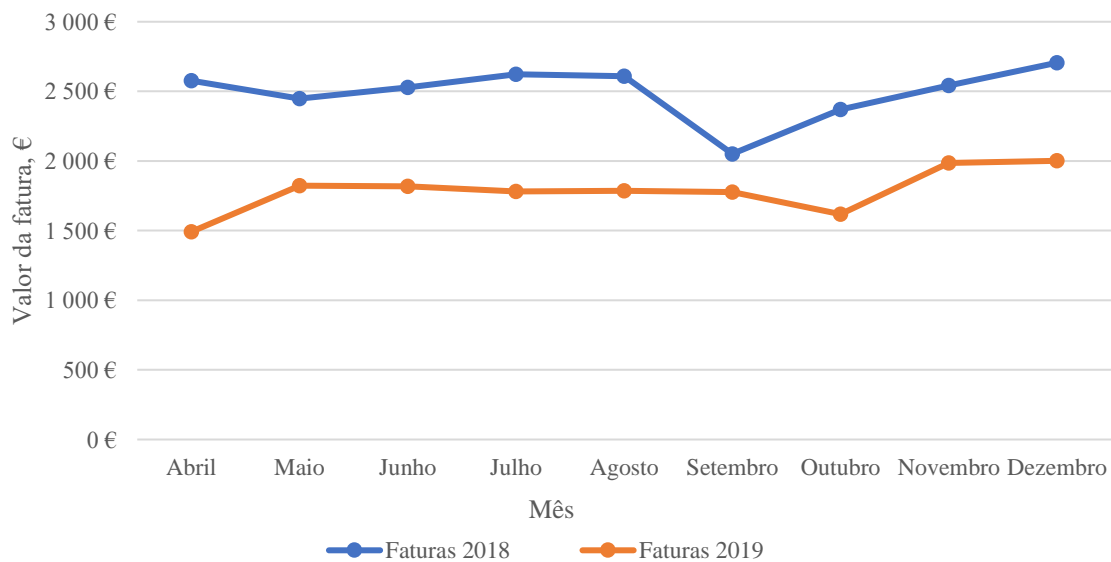


Figura 7: Comparação das faturas mensais dos anos de 2018 e 2019.

Esta imagem reflete sobre a poupança económica gerada pela ampliação da UPAC, ao possibilitar ao condomínio um retorno de 5471.79 € e uma redução média de 28.50% nos 9 meses comparados. Seria expetável uma maior redução no verão, maior produção PV, e menor no inverno, num entanto esse fenómeno não aparece retratado, possivelmente devido ao facto do inverno 2018/19 (dezembro 2018 a fevereiro 2019) ter sido considerado como quente em relação à temperatura do ar e extremamente seco em relação à precipitação [77].

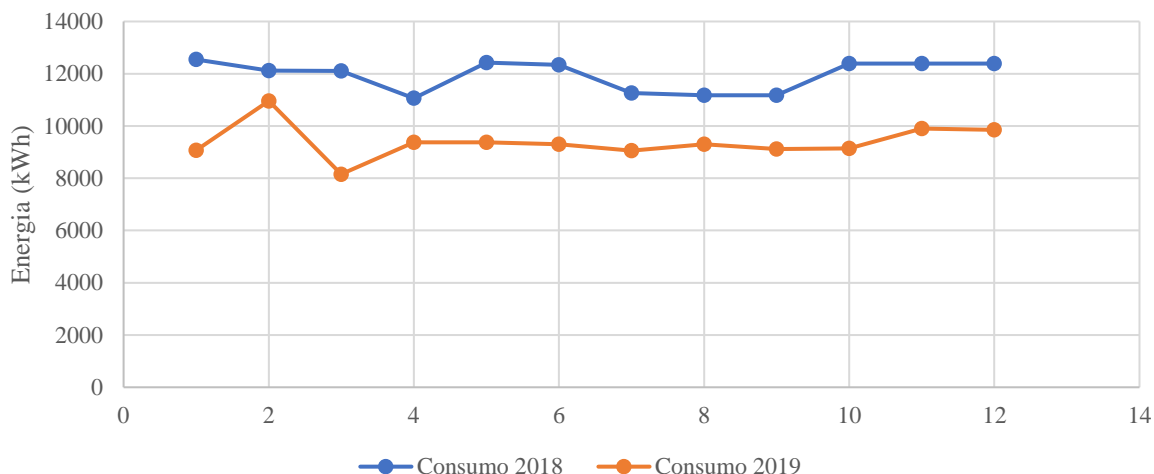


Figura 8: Comparação do agregado de consumos das partes comuns do condomínio nos dois anos de análise.

A Figura 8, reflete a poupança energética associada à segunda vaga de sistemas instalados em dezembro de 2019. Esta implementação significa uma redução de 26.1 MWh/ano, associada a uma redução média mensal de consumos de 22.71%.

A análise revelou outras componentes importantes para a simulação do sistema PV, como o consumo base do empreendimento. Como referido na introdução deste trabalho, o edifício possui motores de extração de monóxido de carbono, exigidos por lei devido à elevada dimensão da garagem para os veículos dos habitantes, que trabalham 24h por dia. Assim, considerou-se o consumo existente nas horas de vazio, entre as 22:00 e as 07:00 nos dias uteis [78], é o correspondente ao consumo desses motores, visto que é o período que existe um menor movimento nas zonas comuns do edifício. A Figura 9 pretende ilustrar esse consumo nos horários de vazio nos diferentes edifícios.

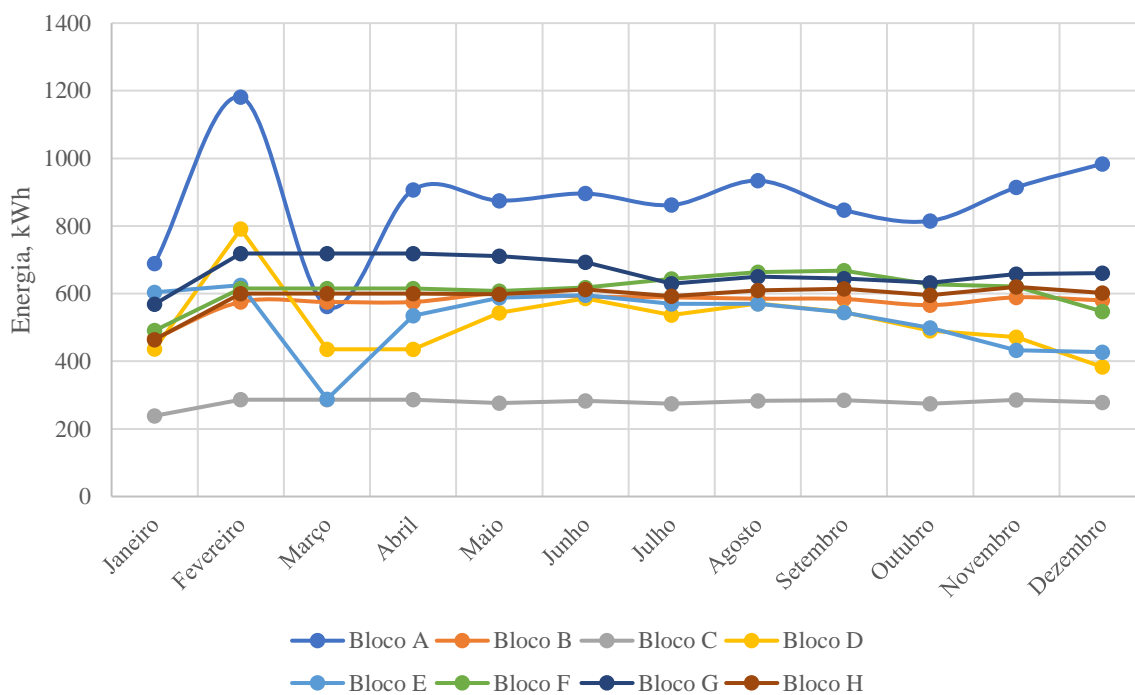


Figura 9: Consumos em períodos de vazio dos oito edifícios no ano de 2019.

Considerando estes dados, foi possível estimar o consumo de todos dos motores presentes nos telhados através dos valores referentes ao Bloco C, uma vez que estes são os menores. A abordagem utilizada foi em primeiro lugar determinar o consumo médio horário dividindo o consumo mensal pelo número de horas correspondente ao período de vazios, sete horas, e de seguida multiplicar esse valor pela média de horas em que a produção fotovoltaica é máxima, 4,5 horas por dia, nesse mês e pelo número de edifícios no condomínio, obtendo o consumo mensal, nos períodos propícios a proporcionar o aproveitamento solar, dos motores de todo o condomínio, 1.471 MWh/mês.

Conhecendo o consumo base é interessante analisar como a produção energética da UPAC é capaz de satisfazer as necessidades destes consumos para na etapa de expansão do sistema e posterior criação do autoconsumo coletivo estabelecer o coeficiente de partilha que maximize o consumo destes motores. Para tal, recorreu ao PVsyst para recriar mais detalhadamente todo o sistema solar, através da introdução das fichas técnicas disponibilizadas no anexo A.1. Na tabela estão evidenciados os valores da radiação global na superfície inclinada, a radiação efetiva, considerando efeitos de nebulosidade e sombreamento, o coeficiente de desempenho, CP, a Energia entregue, isto é, disponível para consumo e por fim a energia estimada como necessária para os motores funcionarem nos períodos de sol. Os relatórios desta simulação são apresentados no anexo A.5.1.

Tabela 5: Resultados da simulação PVsyst do sistema atualmente montado no condomínio e consumo base.

	Global - Inc	Global - Efetivo	CP	Energia Entregue	Energia Necessária Motores
	kWh/m2	kWh/m2		MWh	MWh
Janeiro	119.7	115.8	0.894	1.763	1.471
Fevereiro	126.5	122.4	0.891	1.856	1.471
Março	168.3	163.1	0.877	2.431	1.471
Abril	186.2	180.4	0.867	2.660	1.471
Mai	205.1	198.0	0.859	2.901	1.471
Junho	208.7	201.4	0.847	2.910	1.471
Julho	222.2	214.7	0.842	3.080	1.471
Agosto	222.2	215.3	0.841	3.076	1.471
Setembro	188.5	182.5	0.85	2.637	1.471
Outubro	155.8	150.6	0.858	2.200	1.471
Novembro	114.5	111.1	0.886	1.671	1.471
Dezembro	102.8	99.1	0.895	1.514	1.471
Total	2020.5	1954.4	0.862	28.699	17.650

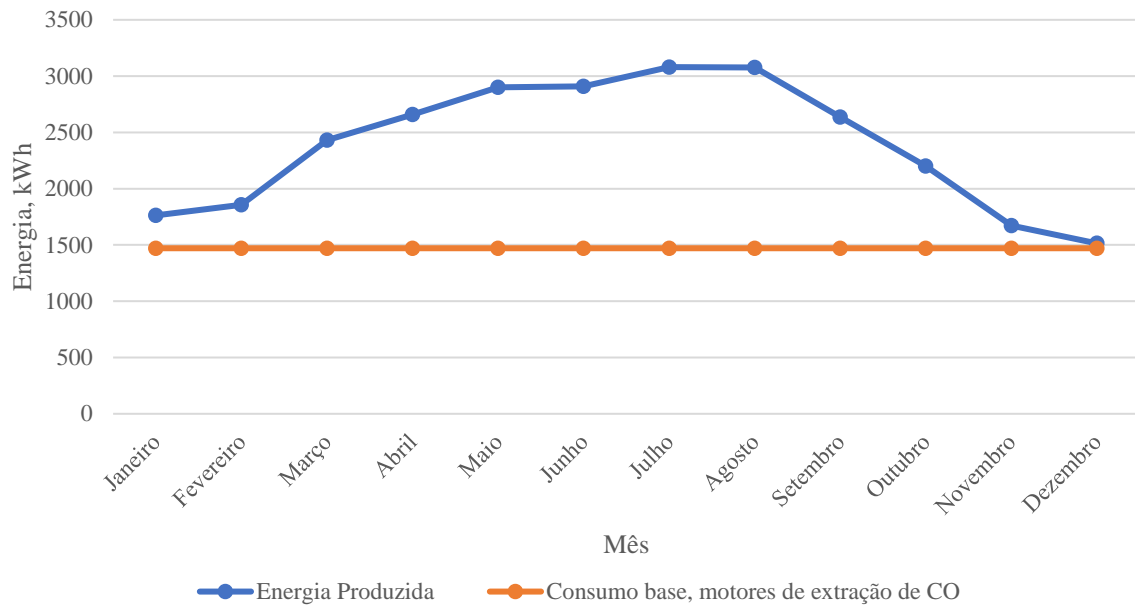


Figura 10: Comparação entre a simulação da produção do sistema atual do condomínio e o consumo base estimado.

Através da Figura 10, é possível verificar que o sistema atual tem capacidade suficiente para produzir energia para os motores, nas horas de sol, havendo até períodos em que é gerado excedente que pode ser direcionado para as habitações dos residentes neste condomínio.

Com os dados relativos às especificações técnicas dos sistemas instalados, isto é, modelo dos módulos e inversores (anexo A.1), necessários para garantir a homogeneidade do conjunto, foi possível simular uma nova instalação utilizando as ferramentas mencionadas na metodologia deste documento, com a finalidade de maximizar a potência instalada conforme a área disponível. A Figura 11 representam os resultados obtidos dessa simulação.



Figura 11: Disposição do sistema fotovoltaico proposto, via HelioScope (1:10) [81]

Esta simulação agrega o presente sistema, 17.94 kWp, e a nova proposta de instalação de uma potência igual a 32.26 kWp, constituindo um conjunto de produção fotovoltaica com uma potência total de 52.2 kWp. O relatório é apresentado no anexo A.5.2

É interessante analisar o comportamento deste sistema na eventualidade de estar todo ele a produzir para as partes comuns e assim avaliar o impacto que o sistema teria nos consumos para as partes comuns em 2020, identificado na Figura 12, assumindo que a mesma instalação do mesmo foi realizada em dezembro de 2019 e que os consumos energéticos eram semelhantes para os dois anos, tendo em conta que não haverá redução nos períodos de vazio, isto é, períodos em que não há Sol.

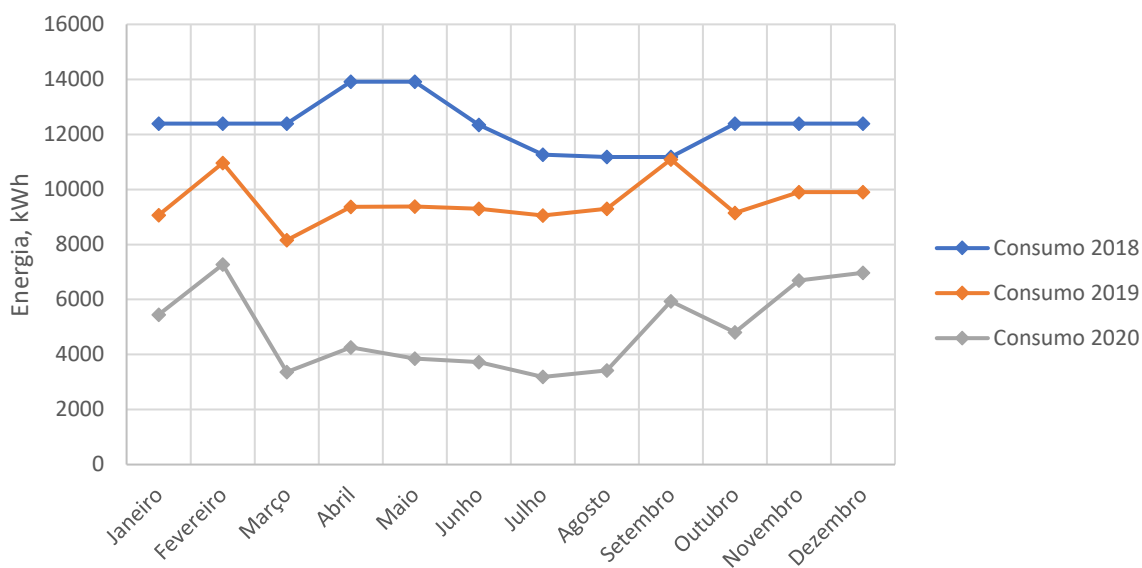


Figura 12: Comparação de consumos entre 2018 e 2020, na eventual utilização do sistema desenhado para as partes comuns.

As vantagens da instalação deste sistema são claras e capazes de motivar qualquer interessado em obter um amortecimento da fatura de eletricidade utilizando um sistema fotovoltaico e aderir a uma prática sustentável. O sistema adicional simulado, na Figura 12, permite uma maior poupança, num entanto também é esperado um maior excedente que poderá significar uma perda de oportunidade de negócio para os residentes do condomínio se decidirem injetar esta energia na rede.

Resta agora avaliar estes resultados no âmbito do tema desta dissertação, assumindo que este sistema será utilizado para colocar em prática o conceito de comunidade de energia ao invés do seu output ser utilizado para atenuar os consumos das partes comuns do condomínio. Para avaliar a viabilidade de uma comunidade de energia é necessário estimar qual a quantidade de energia que cada um dos intervenientes consegue obter, isto no pressuposto que estamos numa situação em que todos investiram o mesmo para sistema, portanto haverá uma distribuição idêntica. Tal como foi referido, o condomínio é constituído por cerca de 150 espaços de consumo de energia elétrica, o que significa que cada uma dessas partes terá direito a 1.61 kWh/dia, valor que mostra eficiência e vantagem em aderir a esta prática, uma vez que é facilmente absorvido seja qual for a altura do dia.

5.2 Resultados Ferramenta

De modo a exemplificar a utilização da ferramenta foram criados três cenários:

- A. Apenas existe partilha de consumidores com diagramas de carga domésticos sem injeção de potência na RESP;
- B. O mesmo autoconsumo, mas com injeção de potência na RESP;
- C. A introdução das partes comuns do edifício, como um elemento de grande consumo, ao autoconsumo com injeção de potência.

5.2.1 Cenário A: Consumidores domésticos sem injeção na RESP

O pressuposto para este teste reflete-se na situação do condomínio em que incide esta dissertação, isto significa que existem 150 habitações a partilharem o sistema sugerido no tópico anterior com potência de 52.2 kWp constituído por 172 módulos, sem injeção de potência na rede pública, uma vez que tem à sua disposição a rede interna de cada edifício, e com um consumo maioritariamente doméstico pequeno. A figura presente no anexo A.6.1, demonstra os espaços a preencher, assim como o botão que demonstra as instruções para utilizar. Os resultados estão presentes nesta mesma folha e são exibidos na Tabela 6, Figura 13 e 14.

Tabela 6: Resultados da simulação executada na ferramenta ACC para a situação A.

Potência Sistema [kWp]	50.373
Energia UPAC [MWh/ano]	82.74
Investimento Inicial PV	40 298.28 €
Poupança faturas anual Total	11 541.58 €
Poupança anual média por participante	76.94 €
Redução média mensal	26.43%
Payback [Anos]	4.1
Excedente [MWh]	19.935
Certificado de exploração?	Sim
Valor de tarifas Anual [€]	0.00 €
Pagamento apreciação registo prévio	140.00 €
Pagamento apreciação de certificado de exploração	240.00 €
Pagamento vistoria	480.00 €
Investimento Inicial Total	41 158.28 €
Taxa de Autoconsumo	75.91%
Taxa de Autossuficiência	27.57%

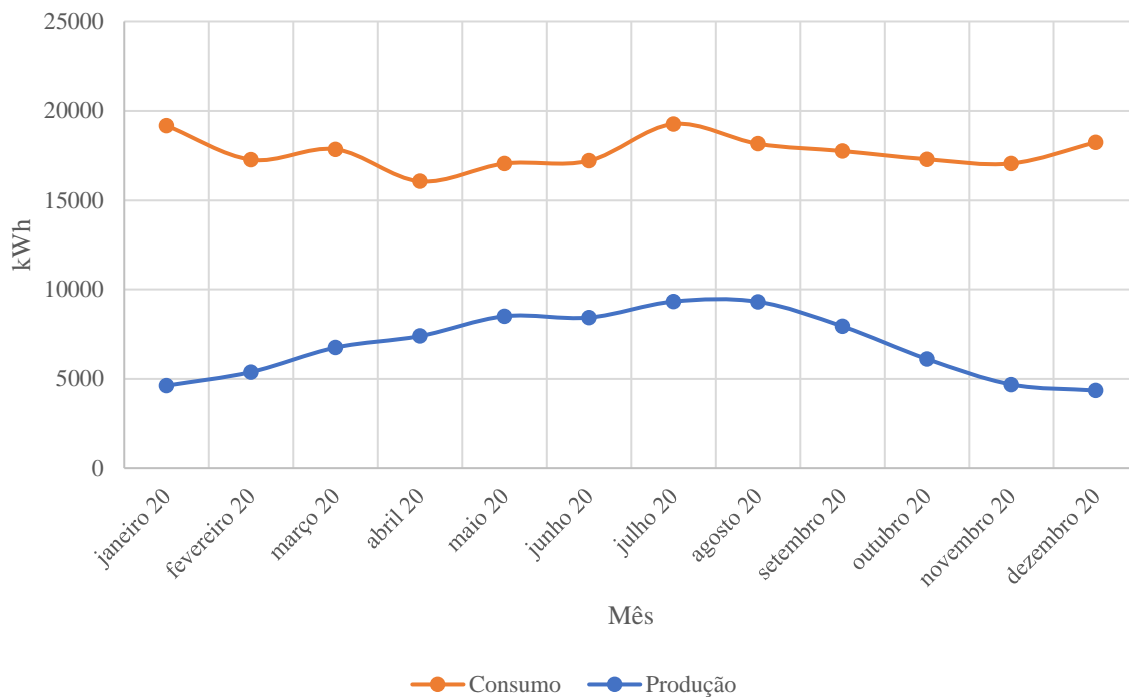


Figura 13: Resultados do sistema criado e o consumo doméstico associado ao ACC, para a situação A.

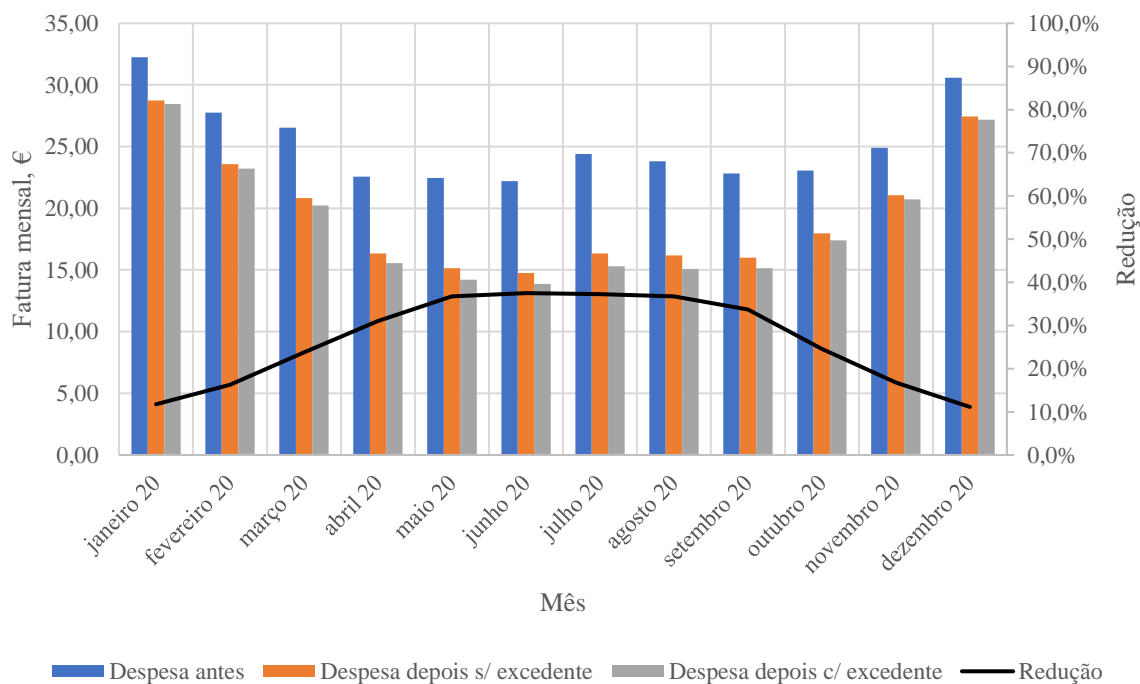


Figura 14: Poupança média para cada um dos participantes domésticos do ACC, para a situação A.

É possível notar uma redução mensal por participante de 26.43%, maior em junho (37.5%) e menor em dezembro (11.1%), o que no fim dos 25 anos de tempo de vida do projeto cada um dos intervenientes representa uma poupança de 1923.50 €. Os encargos relativos à inscrição do ACC no portal foram selecionados de acordo com a potência e foi considerada a inspeção por parte da DGEG. O excedente de 19.935 MWh tem o potencial de gerar uma verba igual a 1196,10 €/ano, com o preço de energia sugerido. Para tal é necessário que este autoconsumo estabeleça um contrato de comercialização de

excedente com uma entidade agregadora e uma carteira de comercialização, ou através de tarifas feed-in. O pagamento dos processos administrativos também estão previsto e seguem os valores inscritos no documento [75]. As taxas de autoconsumo e autossuficiência também estão presentes e serão interessantes de analisar com as outras situações.

5.2.2 Cenário B: Consumidores domésticos com injeção na RESP

Nesta situação, supõe-se a ausência de rede interna que permita a interligação das IU's à UPAC, o que exige a ligação da mesma à RESP no nível de tensão em que se encontram as habitações que irá fornecer, BTN (≤ 20 kVA), com um ciclo semanal e tri-horário. Os dados introduzidos são os mesmos à situação anterior com a diferença que vamos agora selecionar “sim” no uso da rede pública e escolher o nível de tensão.

Tabela 7: Resultados da simulação executada na ferramenta ACC para a situação B.

Potência Sistema [kWp]	50.373
Energia UPAC [MWh/ano]	82.74
Investimento Inicial PV	40 298.28 €
Poupança faturas anual Total	7 272.94 €
Poupança anual média por participante geral	48.49 €
Redução média mensal	16.76%
Payback [Anos]	7.1
Excedente [MWh]	19.935
Certificado de exploração?	Sim
Valor de tarifas Total Anual [€]	4 268.64 €
Pagamento apreciação registo prévio	200.00 €
Pagamento apreciação de certificado de exploração	240.00 €
Pagamento vistoria	480.00 €
Investimento Inicial Total	41 218.28 €
Taxa de Autoconsumo	75.91%
Taxa de Autossuficiência	27.57%

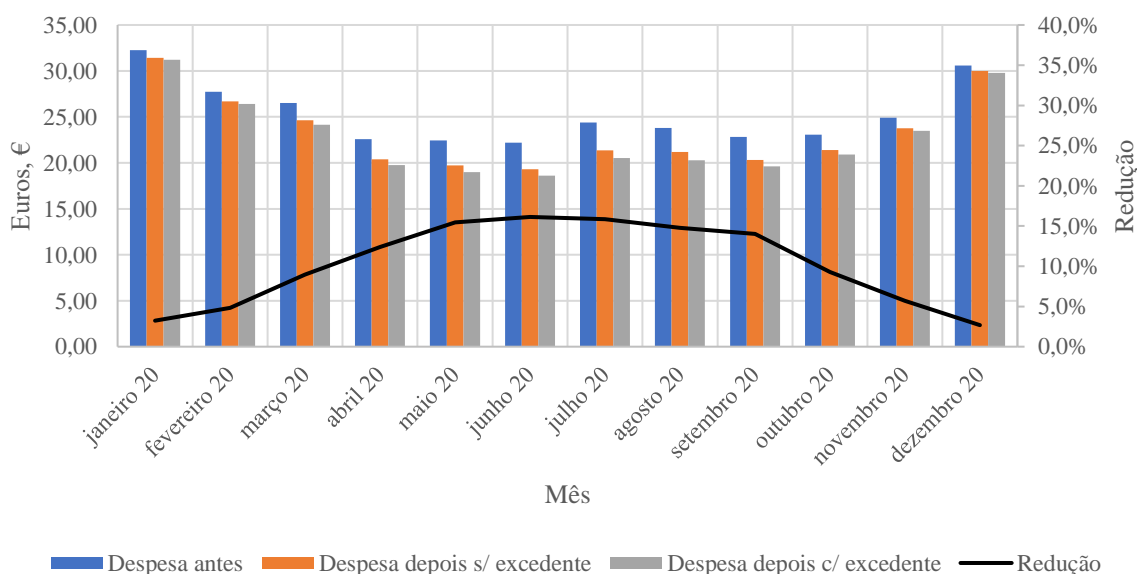


Figura 15: Poupança média para cada um dos participantes domésticos do ACC, para a situação B.

Nesta situação existe uma redução de cerca 50% nos proveitos referentes à poupança nas faturas, demonstrados no primeiro exemplo, justificados pelo pagamento de 4 268.64 € por ano em tarifas de acesso à rede no nível de baixa tensão. Este exemplo pretende desta forma representar o peso económico que estas tarifas acarretam, sendo aconselhado a sua utilização apenas quando esta seja inevitável.

5.2.3 Cenário C: Consumidores domésticos e partes comuns sem injeção na RESP

Este caso será aquele que mais se irá aproximar ao caso real que se pretende implementar no presente autoconsumo coletivo. O pressuposto é a mesma comunidade de consumidores domésticos apresentados nos casos anteriores com a adição das partes comuns dos diferentes edifícios mencionados anteriormente neste documento, considerando uma ausência de utilização da rede pública dada a existência de uma rede interna nos edifícios.

O primeiro passo é introduzir as partes comuns como um novo participante, carregando no botão “Novo Participante” presente na folha “Página Inicial” que irá ativar o seguinte *user form*, como está representado no anexo A.6.2. O coeficiente selecionado visa a maximizar o consumo de energia renovável por parte dos motores de extração de monóxido e também a facilidade técnica por manter o sistema inicial, a partir da realização do estudo do subcapítulo anterior, considera-se um valor de 35% como o indicado (cerca de 28 MWh por ano), reservando o restante para os habitantes. Os dados relativos à identificação do participante foram escolhidos arbitrariamente como exemplo. Para o valor referente à potência contratada é considerado o total das potências contratadas pelos 8 edifícios. Dado que existe conhecimento mais detalhado sobre o perfil de consumo das partes comuns, foi utilizada uma relação específica para o mesmo, estabelecendo um consumo mínimo de 1.2 kWh, determinado na análise preliminar e a introdução de um fator de simultaneidade aconselhado de 0.56 para edifícios com mais de 10 habitações [79].

Tabela 8: Resultados da simulação executada na ferramenta ACC para a situação C.

Potência Sistema [kWp]	50.373
Energia UPAC [MWh/ano]	82.737
Investimento Inicial PV	40 298.28 €
Poupança faturas anual Total	12 652.29 €
Poupança anual média por participante geral	47.00 €
Redução média mensal	16.37%
Payback [Anos]	3.7
Excedente [MWh]	8.439
Certificado de exploração?	Sim
Valor de tarifas Total Anual [€]	0.00 €
Pagamento apreciação registo prévio	140.00 €
Pagamento apreciação de certificado de exploração	240.00 €
Pagamento vistoria	480.00 €
Investimento Inicial Total	41 158.28 €
Taxa de Autoconsumo	87.88%
Taxa de Autossuficiência	20.27%

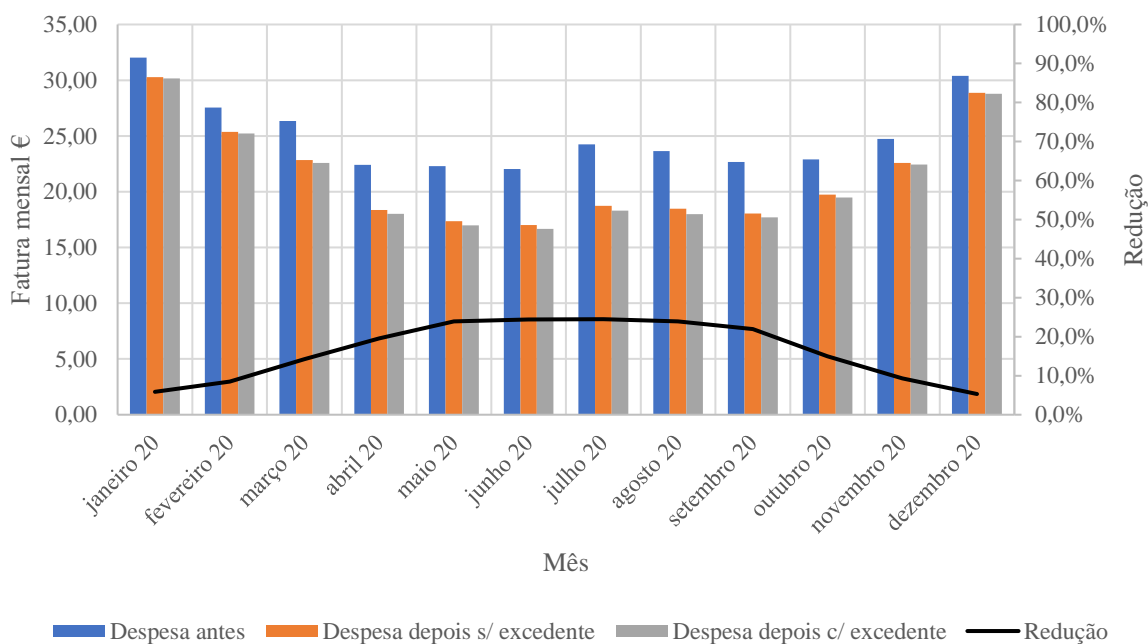


Figura 16: Poupança média para cada um dos participantes domésticos do ACC, para a situação C.

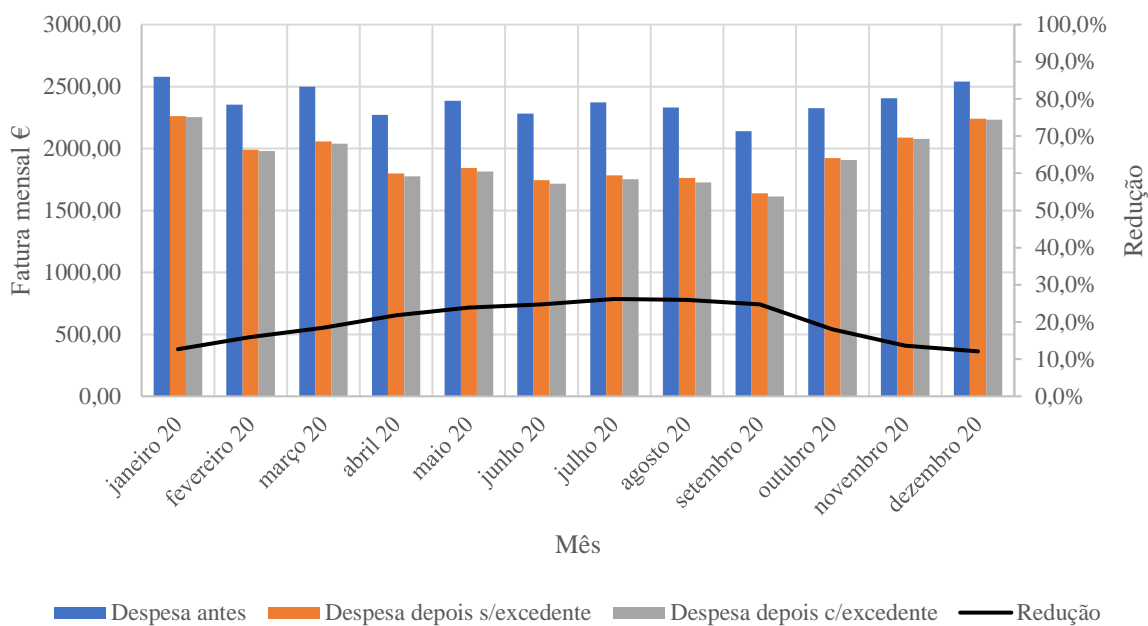


Figura 17: Poupança média para as partes comuns do edifício, para a situação C.

Os resultados representam uma maior poupança total, participantes domésticos e partes comuns, comparando com a situação A, dado os elevados consumos das partes comuns dos edifícios e dado que as partes comuns são responsabilidade dos participantes domésticos esta atribuição de coeficiente permite. Embora estes valores estejam subestimados, tanto os referentes à energia como o custo das faturas, apresentam a mesma razão de redução anual de consumos daquela determinada na análise preliminar.

Tabela 9: Comparação geral dos diferentes cenários estudados.

Dados/Cenários	A	B	C
Investimento total inicial	41 158.28 €	41 218.28 €	41 158.28 €
Poupança anual total	11 541.58 €	7 272.94 €	12652.29
Excedente anual [MWh]	19.935	19.935	8.439
Payback [anos]	4.1	7.1	3.7
Taxa de Autoconsumo	75.91%	75.91%	87.88%
Taxa de Autossuficiência	27.57%	27.57%	20.27%

A partir da Tabela 9, é possível comparar os resultados dos diferentes cenários. A utilização da rede, simulada no cenário B, parece aumentar o custo inicial em 60 € e reduzir a poupança anual em 4 628,64 € em comparação com o cenário A e C, o que de igual modo reflete um maior período de retorno e assim propondo que o uso da RESP seja evitado caso possível. Relativamente à eficiência do sistema é possível observar que no cenário C existe menos excedente gerado e de tal modo um aumento na taxa de autoconsumo do sistema, porém vem associada uma redução da capacidade do sistema satisfazer as necessidades individuais dos participantes, identificada na comparação das taxas de autossuficiência das diferentes situações, como previsto em [29].

É curioso comparar os resultados da simulação com aqueles determinados na análise preliminar, nomeadamente para energia anual poupada, em que a discrepância entre o valor real e aquele determinado pela ferramenta é de cerca de 10%.

Capítulo VI – Conclusão

Para esta dissertação, os objetivos eram, através de dados reais, mostrar os benefícios associados à prática de autoconsumos coletivos ou comunidades de energia renovável, sobre o novo regime definido a 25 de outubro de 2019 pelo Decreto-Lei 162/2019 e auxiliar a Coopérnico na expansão destas entidades em Portugal com a criação de dois manuais, um para cada entidade, e uma ferramenta intuitiva que permite simular o funcionamento de um ACC ou de uma CER.

A análise preliminar, através da análise das faturas mensais, comprovou a vantagem da implementação de uma UPAC para suprimir parcialmente os consumos relativos às partes comuns de condomínios de elevada dimensão como o caso de estudo, cerca de 22.71% energia poupada por mês, assim como identificar o consumo base deste empreendimento. Inicialmente era pretendido avaliar também a poupança obtida pela instalação de 2017 e substituição de lâmpadas por LED, no entanto não existiu possibilidade de realizar uma análise suficientemente detalhada devido à indisponibilidade de obter a totalidade das faturas anteriores a esse momento.

Este estudo também permitiu determinar parâmetros fundamentais para a projeção e implementação de sistemas fotovoltaicos como localização, espaço disponível, possível sombreamento e consumo base com o auxílio das ferramentas PVsyst e HelioScope.

A construção da ferramenta de acordo com a literatura apresentada, permite aos interessados em constituir um ACC ou uma CER a simular os proveitos destas modalidades e conquistar os restantes vizinhos a participar nesta mudança de paradigma energético. Os diferentes cenários estudados pretendem elucidar sobre as tipologias que o Decreto-Lei nº162/2019 permite criar. No seguimento de agilizar e transparecer todo o processo jurídico e burocrático que os processos de formação destas entidades acarretam, surgem os dois manuais que contemplam os passos requeridos, estando estes resumidos exclusivamente para essa etapa, de modo a compactar ao máximo toda a informação necessária para o autoconsumidor coletivo ou participante de uma CER.

Os resultados demonstram que ao constituir um ACC permite não só reduzir os encargos do elevado investimento inicial associado a projetos fotovoltaicos ao serem distribuídos por um número maior de investidores, como garante um maior retorno financeiro no final do projeto ao aumentar a taxa de autoconsumo, através da agregação de consumos e deste modo possibilitar o consumo de energia a um custo mínimo a um maior número de pessoas. Os resultados, contudo, demonstram também o peso económico que a utilização da RESP acarreta, sendo aconselhado evitar o seu uso em situações que tal é possível.

Neste âmbito, a redução das faturas de energia pode ser comprometida se, ao contrário do caso de estudo analisado, o sistema de ACC ou CER comportar o custo económico adicional da utilização da RESP. Ainda, relativamente ao custo das instalações e às necessidades de financiamento dos sistemas fotovoltaicos, cabe perceber em que medida estes modelos podem ser implementados em comunidades de muito baixo rendimento, tal não é o caso do estudo analisado, que certamente dependerão do financiamento por parte de terceiros.

Deste modo, esta dissertação abre caminho para estudos futuros que analisem em profundidade as condições necessárias para que os modelos de ACC e CER sejam ferramentas eficazes na redução da pobreza energética.

A literatura estudada neste trabalho permite concluir que a disseminação destas comunidades de energia representa uma boa solução para os desafios das Nações Unidas, ao garantirem um sistema de produção energética sem emissões de GEE para a atmosfera, mais eficiente e que combate a pobreza energética

ao permitir o acesso de fontes renováveis a qualquer cidadão interessado, revelando um elevado potencial naquela que será a transição do sistema elétrico atual para um descentralizado e baseado nas renováveis.

No entanto, estas práticas ainda têm desafios a serem ultrapassados para que possam funcionar corretamente, sendo que é de destacar a legalização dos contratos de transição de energia, a garantia que os requisitos mínimos do balanço da RESP, incluindo tarifas de acesso à mesma, a criação de entidades habilitadas a gerir estes modelos de negócio e por fim, abordar a questão referente a estas sociedades que funcionam baseadas no conceito de *crowdfund*.

Relativamente ao caso de Portugal, vemos que o regime imposto pelo Decreto-Lei nº162/2019 já prevê algum destes fatores, nomeadamente aqueles relacionados ao uso da rede elétrica e a implementação de mercados internos que permitem contratos bilaterais de troca de energia, porém apenas os casos implementados e estudados em 2020 vão permitir corrigir incoerências identificadas no complexo processo inerente à partilha de energia, assim como permitir a constituição de mais EGAC's e refletir sobre uma resolução do entrave associado ao investimento inicial e como esse apoio deverá ser facilitado para estas práticas.

De facto, a nova lei, a ser revista em 2021, deverá contemplar os desafios da constituição de uma EGAC no caso de condomínios. Estes não têm entidade legal própria e são apenas responsáveis por gerir consumos em partes comuns, de tal modo, não são indicados para realizar a gestão de ACC ou CER.

Por outro lado, a lei deverá considerar a necessidade de tarifas de rede mais reduzidas no caso de sistemas ACC e CER, bem como condições que facilitem o acesso mais rápido a informação por parte destes coletivos. A presente dissertação já oferece contributos para este último objetivo, com a ferramenta desenvolvida e os dois manuais, que podem ser convertidos em ferramentas web, permitindo simular em tempo real os diferentes cenários de produção, consumo e retorno ao investimento de um sistema de ACC ou CER.

Outro fator que apoia a disseminação desta prática em Portugal é a preferência que a sociedade portuguesa tem demonstrado em residir em cidades maiores que contemplam grandes condomínios, como o estudado nesta dissertação, com áreas indicadas à implementação de sistemas PV.

Conclui-se assim que a prática de partilha de energia renovável localmente produzida proporciona aos residentes uma excelente oportunidade de contribuir para a redução das emissões GEE, promove práticas de sustentabilidade e eficiência energética ao mesmo tempo que promove novas oportunidades de negócio para as comunidades locais. É considerado fundamental publicitar ao máximo esta inovadora forma de olhar para o modo e transformar esse mesmo modo como produzimos e consumimos a nossa energia assim como esclarecer os detalhes técnicos e legais associados a estas entidades, esperando que esta dissertação apoie esse processo de esclarecimento não só com o presente documento, como também com as diferentes ferramentas criadas.

Referências Bibliográficas

- [1] União Europeia, “Regulamento 2018/1999 do Parlamento Europeu e conselho de 11 de dezembro de 2018,” *Jornal Oficial União Europeia*, vol. 328, nº 1, pp. 1-77, 11 dezembro 2018.
- [2] União Europeia, “Regulamento (UE) 2018/842 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2018,” *Jornal Oficial da União Europeia*, vol. 156, nº 26, pp. p. 26-42, 2018.
- [3] “RNC2050,” [Online]. Available: <https://descarbonizar2050.pt/>. [Acedido em 15 junho 2020].
- [4] Ministério do Ambiente e Transição Energética, “PNEC 2030,” *Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030*, dezembro 2019.
- [5] I. E. Agency, *Technology roadmap: Solar photovoltaic energy*, 2014.
- [6] Fina Bernadette, Hans Auer, Werner Friedl, “Profitability of PV sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns,” *Energy*, vol. 189, nº 116148, 2019.
- [7] Inderberg, T. H. J., Tews, K., & Turner, B., “Is there a Prosumer Pathway? Exploring household solar energy development in Germany, Norway, and the United Kingdom. Energy Research & Social Science,” *Energy Research & Social Science*, vol. 42, pp. 258-269, 2018.
- [8] Ministério do Ambiente e Transição Energética, “Decreto-Lei nº 162/2019 de 25 de outubro de 2019,” *Diário da República*, pp. 54-62, 2019.
- [9] Coopérnico, “Quem somos?,” [Online]. Available: <https://www.coopernico.org/>.
- [10] União Europeia, “Diretiva (UE) 2018/2001 do parlamento europeu e do conselho,” *Jornal Oficial da União Europeia*, vol. 328, nº 82, pp. 82-209, 2018.
- [11] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Consulta Pública nº82-Documento justificativo,” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/>. [Acedido em 10 fevereiro 2019].
- [12] Ministério da Economia e do Emprego, “Decreto-Lei n.º 215-B/2012 de 8 de agosto de 2012,” nº 5588-(45) a 5588-(133), 2012.
- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Consulta Pública nº82 - Proposta de Articulado,” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/>. [Acedido em 10 fevereiro 2020].
- [14] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento n.º 266/2020,” *Diário da República*, vol. 2ª Série, nº 57, pp. 138-155, 2020.
- [15] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Diretiva n.º 5/2020,” *Diário da República*, vol. 2ª Série, nº 57, pp. 156-158, 2020.
- [16] Compile, “About Compile,” [Online]. Available: <https://www.compile-project.eu/about/>.
- [17] European Union, “Increase Project,” [Online]. Available: <https://www.project-increase.eu/>.
- [18] European Union, “Story,” [Online]. Available: <http://horizon2020-story.eu/>.

- [19] European Union, “Nobel Grid,” [Online]. Available: <https://nobelgrid.eu/>.
- [20] Steurer, M., Fahl, U., Voß, A., & Deane, P., “Curtailement: An Option for Cost-Efficient Integration of Variable Renewable Generation,” em *Curtailement. Europe's Energy Transition - Insights for Policy Making*, 2017, pp. 97-104.
- [21] “Google Maps,” [Online]. Available: <https://www.google.com/maps/@38.7746533,-9.1531611,1830a,35y,17.11h/data=!3m1!1e3>. [Acedido em 1 Setembro 2020].
- [22] Comissão Europeia, “Comunicação da comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e social Europeu e ao Comité das Regiões,” Bruxelas, 2017.
- [23] Skjølsvold, T. M., Throndsen, W., Ryghaug, M., Fjellså, I. F., & Koksvik, G. H., “Orchestrating households as collectives of participation in the distributed energy transition: New empirical and conceptual insights,” *Energy Research & Social Science*, vol. 46, pp. 252-261, 2018.
- [24] Melany Vargas, Gerald Davis, “World Energy Scenarios 2016,” World Energy Council, London, UK, 2016.
- [25] McCormick, P. G., & Suehrcke, H., “The effect of intermittent solar radiation on the performance of PV systems,” *Solar Energy*, vol. 171, pp. 667-674, 2018.
- [26] Cao, S., & Sirén, K., “Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand,” *Applied Energy*, vol. 128, pp. 192-208, 2014.
- [27] E. P. R. Institute, “The integrated grid: realizing the full value of central and distributed energy resources,” 2014.
- [28] Fina, B., Fleischhacker, A., Auer, H., & Lettner, G., “Economic Assessment and Business Models of Rooftop Photovoltaic Systems in Multiapartment Buildings: Case Studies for Austria and Germany.,” *Journal of Renewable Energy*, pp. 1-16, 2018.
- [29] Reis, V., Almeida, R. H., Silva, J. A., & Brito, M. C., “Demand aggregation for photovoltaic self-consumption. Energy Reports,” *Energy Reports*, vol. 5, pp. 54-61, 2019.
- [30] Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. , “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review.,” *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80-94, 2015.
- [31] “Feed-in tariff vs incentivized self-consumption: Options for residential solar PV policy in Brunei Darussalam,” *Renewable Energy*, vol. 122, pp. 362-374, 2018.
- [32] S. Fernandez, “A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In,” Mestrado em Direito Administrativo Vertente: Universidade Católica Portuguesa, Lisboa, 2014.
- [33] Dóci, G., Vasileiadou, E., & Petersen, A. C., “Exploring the transition potential of renewable energy communities.,” *Futures*, vol. 66, p. 85-95, 2015.
- [34] Lund, H., “Renewable energy strategies for sustainable development.,” *Energy*, vol. 32, nº 6, pp. 912-919, 2007.

- [35] Santiago Grijalva, Muhammad Umer Tariq, “Prosumer-based smart grid architecture enables a flat, sustainable electricity industry,” pp. 1-6, 17 1 2011.
- [36] Asmus, P., “Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future,” *The Electricity Journal*, vol. 23, nº 10, pp. 72-82, 2010.
- [37] Pudjianto, D., Ramsay, C., & Strbac, G., “Virtual power plant and system integration of distributed energy resources,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, nº 1, p. 10, 2007.
- [38] Vandoorn, T. L., Zwaenepoel, B., De Kooning, J. D. M., Meersman, B., & Vandeveld, L., “Smart microgrids and virtual power plants in a hierarchical control structure.,” em *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 2011.
- [39] Plancke, G., De Vos, K., Belmans, R., & Delnooz, A., “Virtual power plants: Definition, applications and barriers to the implementation in the distribution system,” em *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2015.
- [40] Saboori, H., Mohammadi, M., & Taghe, R., “Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types.,” em *2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference.*, Tehran, Iran, 2011.
- [41] Van Summeren, L. F. M., Wiczorek, A. J., Bombaerts, G. J. T., & Verbong, G. P. J., “Community energy meets smart grids: Reviewing goals, structure, and roles in Virtual Power Plants in Ireland, Belgium and the Netherlands.,” *Energy Research & Social Science*, vol. 63, 2020.
- [42] Luke Richardson, [Online]. Available: <https://news.energysage.com/virtual-net-metering-what-is-it-how-does-it-work/>.
- [43] Chao Long, Jianzhong Wu, Chenghua Zhang, Meng Cheng, Ali Al-Wakeel, “Feasibility of peer-to-peer energy trading in low voltage electrical distribution networks,” *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 2227-2232, 2017.
- [44] Sonia Dunlop, Alexandre Roesch, *EU-Wide solar PV business models guidelines for implementation*, 2016.
- [45] Jie Mei, “Applications of game theory in microgrids,” Massachusetts, 2015.
- [46] Yasir, M., Purvis, M. K., Purvis, M., & Savarimuthu, B. T. R. , “Agent-based community coordination of local energy distribution.,” *AI & SOCIETY*, vol. 30, nº 3, pp. 379-391, 2013.
- [47] Ricardo Moura, Miguel Centeno Brito, “Prosumer aggregation policies, country experience and business models,” *Energy Policy*, vol. 132, pp. 820-830, 2019.
- [48] Sapó, “Capital Verde - "Produz a sua própria energia e partilha com os vizinhos? Vai ter desconto na fatura da luz, garante Governo",” [Online]. Available: <https://eco.sapo.pt/2020/06/15/produz-a-sua-propria-energia-e-partilha-com-os-vizinhos-vai-ter-desconto-na-fatura-da-luz-garante-governo/>. [Acedido em 25 julho 2020].
- [49] Joaquín Mas, “COMPTM Crevillent - Comunidad Energética Local,” em *Como criar comunidades de energia?*, Porto, 2020.

- [50] Campos Inês, Pontes Luz Guilherme, Marín-González Esther, G€ahrs Swantje, Hall Stephen, Holstenkamp Lars, “Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU,” *Energy Policy*, vol. 138, p. 111212, 2020.
- [51] JRC, “Technical Reports, Energy efficiency upgrades in multi-owner residential buildings,” [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/>. [Acedido em 16 julho 2020].
- [52] Chenghua Zhang, Jianzhong Wu, Chao Long, Meng Cheng, “Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects,” *Energy Procedia*, vol. 105, p. 2563 – 2568, 2017.
- [53] “Piclo,” [Online]. Available: <https://www.piclo.energy/>.
- [54] T. Ogden, “Aloha to Yeloha: Why the solar sharing startup failed,” Lux Research, [Online]. Available: <http://blog.luxresearchinc.com/blog/2016/>.
- [55] “Sonnen Community,” [Online]. Available: <https://sonnen.de/sonnencommunity/>.
- [56] SOM Energia, “Generation kWh,” [Online]. Available: <https://www.generationkwh.org/ca/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [57] SOM Energia, “<https://www.somenergia.coop/ca/>,” [Online]. Available: <https://www.somenergia.coop/ca/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [58] W. A. M. A. G. K. H. R.-H. D. S. Susanne Woess-Gallasch, “Innovative service and business model for photovoltaic power plants on multiple dwellings in Austria for self-consumption,” em *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2015.
- [59] “WiseGrid,” [Online]. Available: <https://www.wisegrid.eu/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [60] “Pearls - Empowering Landscapes,” [Online]. Available: <https://pearlsproject.org/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [61] “Merlon,” [Online]. Available: <https://www.merlon-project.eu/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [62] “Coalesce,” [Online]. Available: <https://www.interregeurope.eu/coalescce/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [63] Manuel Azevedo, “Modelos de negócio, gestão e tecnologias em comunidades de energia - Energia Simples,” em *Como criar comunidades de energia?*, Porto, 2020.
- [64] Energia Simples, “Energia Simples,” [Online]. Available: <https://www.energiasimples.pt/produtores/autoconsumo>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [65] Energy Ring, “Energy Ring,” [Online]. Available: <https://www.energyring.pt/pt/>. [Acedido em 23 julho 2020].
- [66] Francisco Gonçalves , “Energy Ring - Plataforma para Gestão do Autoconsumo,” em *Como criar comunidades de energia?*, Porto, 2020.
- [67] Direção Geral de Energia e Geologia, “Despacho 46/2019,” 30 dezembro 2019. [Online]. Available: <http://www.dgeg.gov.pt/>. [Acedido em 29 abril 2020].

- [68] Joana Batista, “Avaliação do Desempenho do Sistema de Mini-geração Fotovoltaico na Faculdade de Ciências,” Tese de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, 2020.
- [69] Rui Castro, “Economic Assessment of Renewable Energy Projects,” em *Support text for Renewable Energy Course*, IST, fevereiro, 2018.
- [70] EDP distribuição, “Atualização dos perfis de consumo, de produção e de autoconsumo para o ano de 2019. Documento Metodológico,” 2019. [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt>. [Acedido em 16 abril 2020].
- [71] PorData, “Preços da electricidade para utilizadores domésticos e industriais,” 2019. [Online]. Available: [https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos++industriais+\(Euro+ECU\)-1477](https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos++industriais+(Euro+ECU)-1477). [Acedido em 23 Abril 2020].
- [72] Comissão Europeia, “PVGIS: Solar Radiation,” [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR. [Acedido em 16 abril 2020].
- [73] Entidade Reguladora dos Serviços Elétricos, “Estrutura tarifária do setor elétrico em 2019,” [Online]. Available: <https://www.erse.pt>. [Acedido em 16 abril 2020].
- [74] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Períodos horários na energia elétrica em Portugal,” [Online]. Available: <https://www.erse.pt/>. [Acedido em 23 abril 2020].
- [75] Ministério do Ambiente e Transição Energética, “Portaria nº16/2020,” *Diário da República*, vol. 1, pp. 6-7, 2020.
- [76] Direção de Energia e Geologia, “Portal aplicacional da DGEG,” [Online]. Available: <http://apps.dgeg.gov.pt/DGEG/>. [Acedido em 20 abril 2020].
- [77] IPMA, “Boletim Climatológico Sazonal, Inverno 2018/2019,” [Online]. Available: https://www.ipma.pt/resources.www/docs/im.publicacoes/edicoes.online/20190402/mbsotUZBBidiPPUXTdY/cli_20190101_20190228_pcl_sz_co_pt.pdf. [Acedido em 4 Setembro 2020].
- [78] Galp, “Quais são os horários da tarifa bi-horária?,” [Online]. Available: <https://casa.galp.pt/ajuda/energias-galp/quais-sao-os-horarios-da-tarifa-bi-horaria>. [Acedido em 24 janeiro 2020].
- [79] Direção Geral de Geologia e Energia, RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações, Vols. %1 de %2Série I de 11-09-2006, 2000, pp. 6682-(2) a 6682-(191).
- [80] Fina8 Bernadette, Hans Auer, Werner Friedl, “Profitability of PV sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns 8,” *Energy*, vol. 116148, 2019.
- [81] “HelioScope,” [Online]. Available: <https://www.helioscope.com/>. [Acedido em 3 janeiro 2020].

Anexos

A.1 Fichas Técnicas sistema atual.

A.1.1 Micro inversor.

APsystems YC500A Microinverter Datasheet

INPUT DATA (DC)

MPPT Voltage Range	22-45V
Maximum Input Voltage	55V
Maximum Input Current	12A X 2

OUTPUT DATA (AC) Rated Output Power

Maximum Output Current	2.08A @ 240V	2.4A @ 208V
Nominal Output Voltage/Range - 240V	240V/211V-264V*	
Nominal Output Voltage/Range - 208V	208V/183V-229V*	
Nominal Output Frequency/Range	60Hz/ 59.3-60.5Hz***	
Power Factor	>0.99	
Total Harmonic Distortion	<3%	
Maximum Units Per Branch	7 per 20A @ 240V	6 per 20A @ 208V

EFFICIENCY

Peak Efficiency	95.5%
CEC Weighted Efficiency**	95%
Nominal MPP Tracking Efficiency	99.5%

MECHANICAL DATA

Storage Temperature Range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Operating Temperature Range	-40°F to +149°F (-40°C to +65°C)
Dimensions (WxHxD) inches	8.75" x 6.5" x 1.1"
Dimensions (WxHxD) mm	221mm x 167mm x 29mm
Weight	5.5 lbs (2.5kg)
Enclosure Rating	NEMA 6
Cooling	Natural Convection - No Fans

FEATURES & COMPLIANCE

Communication	Power line (PLC)
Warranty	10 years standard, extendable to 25 years
Emissions & Immunity (EMC) Compliance	FCC PART 15, ANSI C63.4 2003, ICES-003
Safety & Grid Connection Compliance	IEEE1547, CSA C22.2 No. 107.1-01, NEC 2014 690.12, NEC 2017 690.12 ****

* Default AC output is 240V mode. Programmable to 208V mode.

**CEC registered as Alenergy Power System Inc.

*** Programmable per customer and utility requirements.

**** * Meets the standard requirements for Distributed Energy Resources (UL 1741) and identified with the ETL Listed Mark.

Specifications subject to change without notice – please

ensure you are using the most recent version found at



6.13.17 © All Rights Reserved

A.1.2 Inversores.

Max.DC voltage [V]	800	800	800	1000	1000	1000	1000
Norminal DC operating voltage [V]	600	600	600	600	600	600	600
Max. input current (input A/input B) [A]	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11
Max. short circuit current (input A/input B) [A]	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14	14/14
Operating voltage range [V]	160-750	160-750	160-750	160-900	160-900	160-900	160-900
MPPT voltage range [V] (full load)	190-750	240-750	285-750	330-800	380-800	425-800	470-800
Start up DC voltage [V]	140	140	140	140	140	140	140
Start output DC voltage [V]	180	180	180	180	180	180	180
Shut down DC voltage [V]	100	100	100	100	100	100	100
No. of MPP trackers	2	2	2	2	2	2	2
Strings per MPP tracker	1	1	1	1	1	1	1
DC disconnection switch	optional	optional	optional	optional	optional	optional	optional
OUTPUT (AC)							
Norminal AC power [W]	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
Max. apparent AC power [W]	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
Rated grid voltage (AC voltage range) [V]	3/N/PE, 230/400 (310-480)						
Rated grid Frequency [Hz]	50/60;+-5						
Max. AC current [A]	6.4	8.0	9.6	11.2	12.8	14.4	16.0
Displacement power factor	0.8leading-0.8lagging						
THDi, rated power [%]	<2						
EFFICIENCY							
MPPT efficiency [%]	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
Euro-efficiency [%]	97.8	97.8	97.8	98	98	98	98
Max. efficiency [%]	98.3	98.3	98.3	98.4	98.4	98.5	98.5
POWER CONSUMPTION							
Night consumption [W]	<3						
STANDARD							
Safety	EN62109-1/-2						
EMC	EN61000-6-1;EN61000-6-2;EN61000-6-3;EN61000-3-2;EN61000-3-3						
Certification	AS4777.2-2015; VDE4105						
ENVIRONMENT LIMIT							
Protection class	IP65						
Operating temperature range [C]°	-25~+60(derating at 45)						
Humidity [%]	0~100, condensing						
Altitude[m]	4000(derating at 3000)						
Storage temperature [C]°	-25~60						
Noise emission(typical)[dB]	<35						
Over voltage category	III(electric supply side), II(PV side)						
GENERAL							
Demensions(WxHxD) [mm]	460*400*180						
Weight [kg]	23	23	23	26	26	26	26
DC input type	MC4						
Cooling concept	Natural						
Topology	Transformerless						
Earth fault alarm	Yes(80dB)						
Communication	Rs485 /DRM / WIFI(optional) / LAN (optional)/ USB / RF						
LED	3						
LCD display	Backlight 20*4 character						

A.1.3 Módulos Policristalinos.

www.jinkosolar.com



JKM265P-60

245-265 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.
IEC61215, IEC61730 certified products.

(4BB)

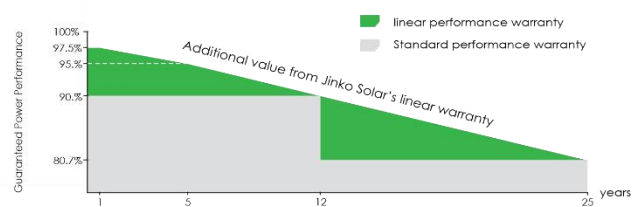


KEY FEATURES

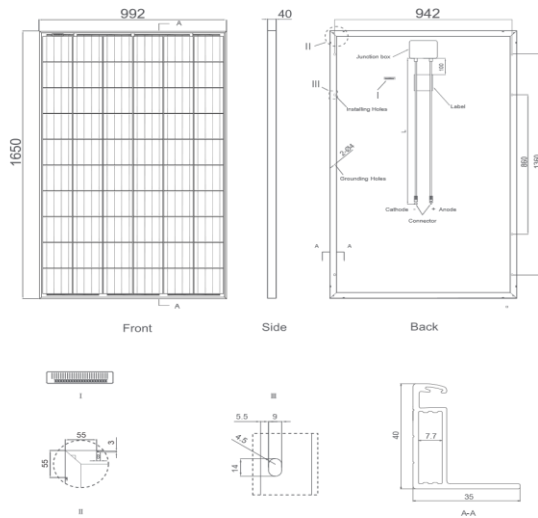
- 4 Busbar Solar Cell:**
 4 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency:**
 High module conversion efficiency (up to 16.19%), through innovative manufacturing technology.
- Low-light Performance:**
 Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Severe Weather Resilience:**
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability against extreme environmental conditions:**
 High salt mist and ammonia resistance certified by TÜV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

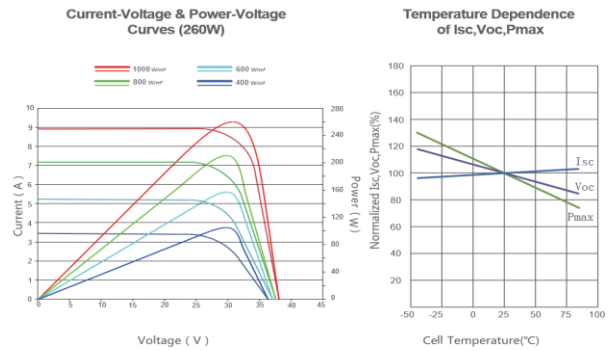


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No.of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm ² , Length: 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM245P		JKM250P		JKM255P		JKM260P		JKM265P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	245Wp	181Wp	250Wp	184Wp	255Wp	189Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1V	27.8V	30.5V	28.0V	30.8V	28.5V	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.14A	6.50A	8.20A	6.56A	8.28A	6.63A	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.5V	34.8V	37.7V	34.9V	38.0V	35.2V	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V
Short-circuit Current (Isc)	8.76A	7.16A	8.85A	7.21A	8.92A	7.26A	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A
Module Efficiency (STC %)	14.97%		15.27%		15.58%		15.89%		16.19%	
Operating Temperature (°C)					-40°C~+85°C					
Maximum System Voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating					15A					
Power Tolerance					0~+3%					
Temperature Coefficients of Pmax					-0.41%/°C					
Temperature Coefficients of Voc					-0.31%/°C					
Temperature Coefficients of Isc					0.06%/°C					
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² ☑ Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² ☑ Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-MKT-265P_v1.0_rev2015









A.1.4 Módulos monocristalinos.

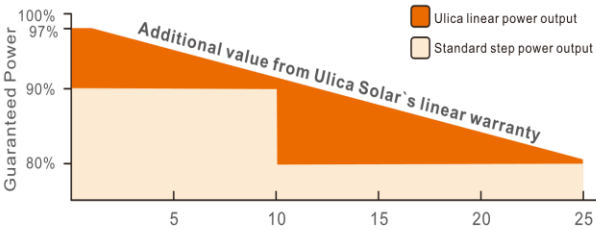
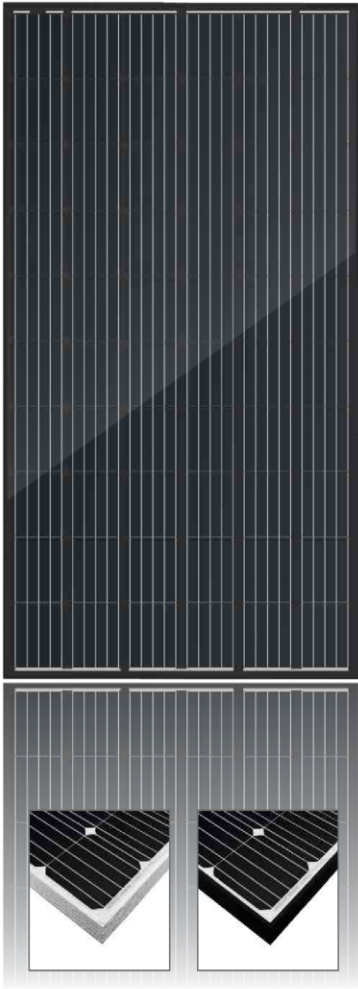
UL-300M-60 UL-305M-60 UL-310M-60 UL-315M-60



Under Shanshan Group, Top500 Enterprise in China, Ulica Solar produces our own high quality solar cells and modules starting from August 2005. Our product range covers all from off-grid panels to on-grid panels, both mono-crystalline and poly-crystalline, suitable for all types of installation from residential to commercial projects.

MONO 60CELL PERC

- 
Higher Conversion Efficiency
 With new generation of PERC technology, the average conversion efficiency of the cells could reach 21.2%
- 
Positive power output (0~+5W)
- 
Outstanding mechanical load resistance
 Snow load 5400Pa (Frontside), and Wind load 3800Pa (Backside)
- 
High performance under low light conditions
 Cloudy days, Rainy days
- 
Anti-PID (potential induced degradation) Test
 Passed anti-PID test under Damp Heat 85°C and 85% RH 96Hours
- 
Durability against extreme environmental conditions
 Salt mist corrosion test, Ammonia corrosion test, Dust & Sand test, Fire test, certified by TÜV SÜD
- 
Double EL test before and after lamination
 Highly control the micro cracks and invisible defects.
- 
World famous insurance
 Solar Insurance&Finance(Netherlands), AON(Japan)



12-year product warranty
25-year linear power warranty



Add: No.181 Shanshan Road, Wangchun Industrial District, Ningbo, China
 Tel: +86-574-28828978 Fax: +86-574-28828997
 Email: ulicasales@ulsolar.com.cn Web: www.ulicasolar.com



MONO 300W/305W/310W/315W



ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters Standard Test Conditions

Module Type		UL-300M-60	UL-305M-60	UL-310M-60	UL-315M-60
Power Output	P _{max} W	300	305	310	315
Power Tolerance	ΔP _{max} W	0/+5W			
Module Efficiency	η _m %	18.33	18.63	18.94	19.24
Voltage at P _{max}	V _m V	32.5	32.7	32.9	33.1
Current at P _{max}	I _m A	9.23	9.33	9.42	9.52
Open-Circuit Voltage	V _{oc} V	40.0	40.2	40.4	40.6
Short-Circuit Current	I _{sc} A	9.64	9.74	9.83	9.93

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	45±2
Temperature Coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.395
Temperature Coefficient of V _{oc}	β _{voc}	%/°C	-0.320
Temperature Coefficient of I _{sc}	α _{isc}	%/°C	+0.045

OPERATING CONDITIONS

Max. System Voltage	1000V
Max. Series Fuse Rating	15A
Operating Temperature Range	-40°C ~ 85°C
Max static snow load	5400Pa
Max static wind load	3800Pa
Application Class	A

CONSTRUCTION MATERIALS

Front Cover(material/type/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(quantity/material/type/dimension)	60/monocrystalline/156.75x156.75mm
Encapsulant(material)	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame(material/anodization color)	anodized aluminum alloy/silver or black
Junction Box(protection degree)	IP67
Cable(length/cross-sectional area)	900mm/4mm ²
Plug Connector	MC4 compatible

GENERAL CHARACTERISTICS

Dimension(L/W/H)	1650/992/35mm
Weight	18.5kg

PACKING CONFIGURATION

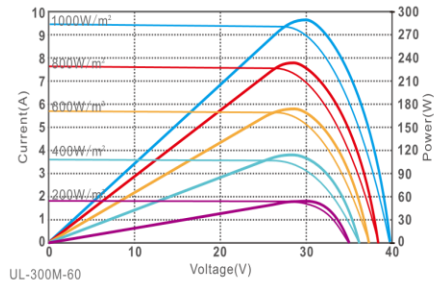
Pallet Size(L/W/H)	1690/1100/2440mm
Pallet Weight	1260kg
Pieces per Pallet	64pcs
Pieces per Container	896pcs

INTERNATIONAL CERTIFICATES

- TÜV SÜD, TÜV NORD, UL, CE, JET, CEC
- MCS, CQC, IMERTRO, NRE, KS
- ISO9001:2008
- ISO14001:2004
- BS OHSAS 18001:2007

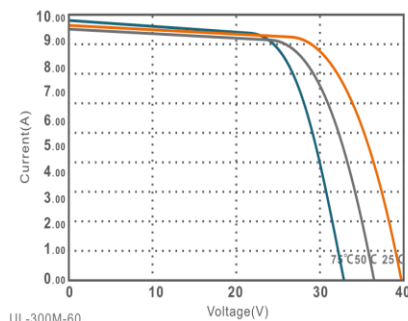
I-V CURVE

I-V characteristics at different irradiances

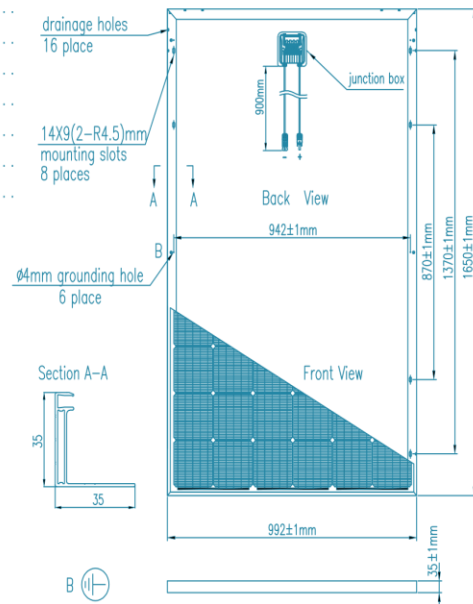


UL-300M-60

I-V characteristics at different temperature



UL-300M-60



Please read the instruction manual in this entirety before handing, installing, and operating Ulica Solar modules.

Due to continuous innovation, research and improvement, the specification is subject to change without prior notice.

WWW.ULICASOLAR.COM

A.2 Tarifário aplicável à utilização da RESP

A.2.1 Regime tarifário em MAT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM MAT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta		1,331	0,0436
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0298	
		Horas cheias	0,0223	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0133	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0297	
		Horas cheias	0,0223	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0133	

A.2.2 Regime tarifário em AT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM AT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta		0,398	0,0130
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0378	
		Horas cheias	0,0255	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0132	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0377	
		Horas cheias	0,0255	
		Horas de vazio normal	0,0133	
		Horas de super vazio	0,0132	

A.2.3 Regime tarifário em MT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM MT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Horas de ponta			2,011	0,0660
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0548	
	Horas cheias		0,0390	
	Horas de vazio normal		0,0134	
	Horas de super vazio		0,0130	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0546	
	Horas cheias		0,0389	
	Horas de vazio normal		0,0133	
	Horas de super vazio		0,0130	

A.2.4 Regime tarifário em BTE

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTE			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Horas de ponta			6,613	0,2168
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0797	
	Horas cheias		0,0510	
	Horas de vazio normal		0,0180	
	Horas de super vazio		0,0165	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0793	
	Horas cheias		0,0507	
	Horas de vazio normal		0,0178	
	Horas de super vazio		0,0165	

A.2.5 Regime tarifário em BTN (>20.7 kVA)

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Hora ponta		0,1053	
	Horas cheias		0,0625	
	Hora vazio		0,0148	

A.2.6 Regime tarifário em BTN (≤ 20.7 kVA)

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP EM BTN ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa simples		0,0588
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0786
	Horas de vazio	0,0287
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1034
	Horas cheias	0,0716
	Hora vazio	0,0287

A.3 Horários utilizados para tarifas de acesso RESP

A.3.1 Regime tri-horário utilizado para cálculo tarifas em BTN.

Ciclo Semanal		
Tri-horário		
	Periodo de hora legal inverno	Periodo de hora legal verão
De segunda-feira a sexta-feira		
Ponta	09:30/12:00 18:30/21:00	09:15/12:15
Cheias	07:00/09:30 12:00/18:30 21:00/24:00	07:00/09:15 12:15/24:00
Vazio Normal	00:00/07:00	00:00/07:00
Sábado		
Cheias	09:30/13:00	09:00/14:00
Vazio Normal	00:00/09:30 13:00/24:00	00:00/09:00 14:00/24:00
Domingo		
Vazio Normal	00:00/24:00	00:00/24:00
Ciclo diário		
Ponta	08:30/10:30 18:00/20:30	10:30/13:00 19:30/21:00
Cheias	08:00/08:30 10:30/18:00 20:30/22:00	08:00/10:30 13:00/19:30 21:00/22:00
Vazio Normal	00:00/08:00 22:00/24:00	00:00/08:00 22:00/24:00

A.3.2 Regime bi-horário utilizado no cálculo de tarifas em BTN

Ciclo Semanal	
Bi-horário	
De segunda-feira a sexta-feira	
Cheias	07:00/24:00
Vazio Normal	00:00/07:00
Sábado	
Cheias	09:00/14:00
Vazio Normal	00:00/09:00 14:00/24:00
Domingo	
Vazio Normal	00:00/24:00
Ciclo diário	
Cheias	08:00/22:00
Vazio Normal	00:00/08:00 22:00/24:00

A.3.3 Regime horário utilizado para cálculos tarifas em BTE

Ciclo Semanal BTE		
	Período de hora legal inverno	Período de hora legal verão
De segunda-feira a sexta-feira		
Ponta	09:30/12:00 18:30/21:00	09:15/12:15
Cheias	07:00/09:30 12:00/18:30 21:00/24:00	07:00/09:15 12:15/24:00
Vazio Normal	00:00/02:00 06:00/07:00	00:00/02:00 06:00/07:00
Super Vazio	02:00/06:00	02:00/06:00
Sábado		
Cheias	09:30/13:00 18:30/22:00	09:00/14:00 20:00/22:00
Vazio Normal	00:00/02:00 06:00/09:30 13:00/18:30 22:00/24:00	00:00/02:00 06:00/09:00 14:00/20:00 22:00/24:00
Super Vazio	02:00/06:00	02:00/06:00
Domingo		
Vazio Normal	00:00/02:00 06:00/24:00	00:00/02:00 06:00/24:00
Super Vazio	02:00/06:00	02:00/06:00

A.3.4 Regime horário, utilizado para o cálculo das tarifas em MT, AT e MAT.

Ciclo Semanal Opcional		
	Período de hora legal inverno	Período de hora legal verão
De segunda-feira a sexta-feira		
Ponta	17:00/22:00	14:00/17:00
Cheias	00:00/00:30	00:00/00:30
	07:30/17:00	07:30/14:00
	22:00/24:00	17:00/24:00
Vazio Normal	00:30/02:00	00:30/02:00
	06:00/07:30	06:00/07:30
Super Vazio	02:00/06:00	02:00/06:00
Sábado		
Cheias	10:30/12:30	10:00/13:30
	17:30/22:30	19:30/23:00
Vazio Normal	00:00/03:00	00:00/03:30
	07:00/10:30	07:30/10:00
	12:30/17:30	13:30/19:30
	22:30/24:00	23:00/24:00
Super Vazio	03:00/07:00	03:30/07:30
Domingo		
Vazio Normal	00:00/04:00	00:00/04:00
	08:00/24:00	08:00/24:00
Super Vazio	04:00/08:00	04:00/08:00

A.4 Manuais para criação de ACC e CER.

A.4.1 Manual para Autoconsumo coletivo

Manual para Autoconsumo coletivo

O **Autoconsumo coletivo** é um grupo organizado de autoconsumidores que partilham a energia e encargos de uma Unidade de Produção de Autoconsumo (**UPAC**) segundo regras estabelecidas por um regulamento interno, supervisionado por um técnico responsável pela instalação e gerido por uma entidade gestora de autoconsumo (**EGAC**).

A EGAC terá a função de gerir o seu autoconsumo, sendo que tal consiste em garantir que cada participante recebe a energia correspondente e gerir as trocas comerciais associadas, gerir a rede interna, articular o acesso dos participantes de autoconsumo e o Portal, gerir a utilização da rede elétrica de serviço público (RESP) e articulação com os respetivos operadores.

Motivar os seus vizinhos a aderir

A produção de eletricidade através de fontes renováveis não se limita a ajudar a combater as alterações climáticas que o planeta sofre, também é capaz de reduzir a sua conta de eletricidade num valor realmente interessante! Tome como exemplo

Passos fundamentais:

1. Agende uma reunião exploratória com os restantes condóminos de modo a perceber o interesse deles em aderir a esta inovadora e futurística prática.
2. Marque encontros com diferentes empresas instaladoras para averiguar diferentes orçamentos instalações de sistemas fotovoltaicos para constituir a sua UPAC.
3. Após essas reuniões, simule o seu sistema na ferramenta anexada a este manual, de modo a obter números relativos aos benefícios financeiros desta atividade, desde a poupança anual total do sistema até à poupança média de cada participante.
4. Marque a assembleia de condomínio e apresente a proposta novamente com os resultados da simulação, orçamentos e a lista para a **Inscrição para registo prévio do autoconsumo coletivo**. Para avançar para a fase seguinte é necessário a obtenção da maioria simples dos condóminos.

Inscrição para registo prévio do autoconsumo coletivo

Após o projeto tenha sido aceite com maioria simples, precisa de aguardar pelo menos 33 dias até se inscrever no Portal do Autoconsumo da DGEG, [<https://apps.dgeg.gov.pt/DGEG/entidade/entidadeColetiva.jsp>], o que lhe dá tempo para agregar toda a informação necessária, como:

-Caracterização dessa mesma UPAC, para pedir no caso de a empresa instaladora não entregar:

- Valores e documentos de ordem técnica que representam o sistema que constam no despacho nº46/2019, Artigo nº3 e nº4.
- Designar um **técnico responsável** pela exploração de autoconsumo coletivo e o respetivo termo de responsabilidade.

-Elaborar o **regulamento interno** que sobre o qual irá funcionar a atividade de autoconsumo coletivo e que deverá conter:

- Os requisitos para entrada de novos membros e possíveis saídas dos atuais.
- As regras de partilha da energia elétrica, com os respetivos coeficientes de partilha, isto é a fração de energia que cada participante irá ter direito. SUGESTÃO: Permilagem de cada fração ou percentagem de investimento.
- O destino dos excedentes do autoconsumo e a sua política de relacionamento comercial, que poderá ser a RESP, um agregador de excedente ou os seus vizinhos, através de um mercado organizado ou bilateral, isto é, pode vender energia que não consome do seu sistema por um preço simpático e muito mais barato que o convencional.
- As regras de partilha de pagamentos das tarifas de acesso à rede pública, quando a pretende utilizar.
- Se necessário, deverá mencionar a aplicação da receita no ponto anterior, quando esta se trata de receita coletiva.

-Também deverá recolher a identificação pessoal sobre os seus membros, devendo conter:

- Nome ou denominação social;
- Morada;
- Número de Cartão de Cidadão ou Bilhete de Identidade e NIF;
- Número de telemóvel e endereço de e-mail;

Caracterização de cada IU (instalação de Utilização), de cada local que irá receber energia diretamente do sistema:

- Potência certificada e contratada da instalação;
- Código do ponto de entrega (CPE);

Após o preenchimento destes dados, em conjunto com a informação técnica do sistema, o Portal irá validar a sua inscrição nos **5 dias** seguintes e emitir um recibo que contenha o código de identificação do processo com a menção “ACc”, bem como a data e hora da validação.

Esta inscrição carece de o **pagamento de uma taxa de registo prévio**, as referências necessárias são facultadas pelo Portal, que irá depender da potência que instalou, presente na tabela seguinte. Deverá efetuar o pagamento desta taxa nos **10 dias** seguintes à receção da validação anterior, caso contrário a inscrição fica sem efeito.

Avaliação do pedido de registo prévio do autoconsumo coletivo

Após o pagamento da taxa de registo prévio.

-Sem injeção de potência:

O seu pedido é avaliado no prazo máximo de **20 dias**, contados da receção do comprovativo do pagamento da taxa anteriormente referida.

Caso o seu pedido não contenha incoerências ou revele desconformidades, o Portal emite o deferimento do pedido e a conclusão do registo, nos **5 dias** seguintes à receção da resposta.

Na situação de o Portal não ter suscitado objeções, solicitado esclarecimentos, ou comunicado o deferimento do pedido, no fim dos dois prazos referidos, este é considerado diferido e o registo concluído.

Se o seu pedido apresentar deficiências de instrução ou a falta de requisitos legais, o Portal emite um aviso em que descreve as divergências, dando **15 dias** para as corrigir, sob pena de indeferimento.

Caso não se fizer, o Portal emite um segundo aviso para audiência do requerente, em que a pronúncia apresentada pode ser aceite ou não.

-Com injeção de potência:

Na circunstância do seu sistema precisar de utilizar a rede pública, o Portal disponibilizará, para apreciação, os elementos necessários para o Operador da Rede de Distribuição (ORD) num prazo de **15 dias**.

O operador de rede, juntamente com o Gestor Técnico Global do SEM (GTGSEN), irá posteriormente avaliar a sua situação e nos **68 dias** subsequentes após o envio por parte do Portal, o Portal comunicará uma das seguintes hipóteses:

Aceitação do seu registo com as indicações de ligação à rede emitidas pelo ORD.

Nesta situação, o seu promotor terá **15 dias**, depois de receber o aviso, para confirmar as condições impostas, sendo que em caso de omissão de pronúncia entende-se que as condições são aceites.

De seguida, o Portal irá pronunciar-se nos **10 dias** seguintes, sendo no caso em que não o fizer, o pedido é deferido, o registo concluído e é automaticamente emitido um comunicado de conclusão do registo com a data em que tal ocorreu, em que na falta desta comunicação o promotor pode solicitar a sua emissão imediata.

Aceitação do registo sob reserva da correção de todas as deficiências identificadas

Neste caso, deverá corrigir todas as deficiências identificadas pelo operador de rede nos **15 dias** seguintes à receção do aviso e informar o Portal da comprovação da sua superação nos **10 dias** subsequentes. O Portal irá emitir a decisão final do seu pedido no prazo de **20 dias**.

Rejeição do seu pedido

O seu pedido pode ser rejeitado na situação de inobservância dos requisitos legais para o exercício de produção de eletricidade, na falta de condições técnicas para a ligação à RESP ser realizada em segurança e sem afetar a fiabilidade da rede ou se não aceitar as condições colocadas na hipótese anterior, num prazo de **15 dias**.

Concluídas as formalidades de cada uma hipótese, o Portal emite a decisão final do pedido no prazo de **20 dias** e caso o pedido se encontre diferido, o registo tem-se por concluído e a potência de injeção na RESP atribuída.

Condições de ligação e instalação da UPAC

Com a potência de injeção na rede pública atribuída, sendo 0 no caso de não existir, deverá solicitar ao operador de rede a indicação das condições técnicas de ligação e o respetivo orçamento no prazo de **30 dias**.

Após o pedido ser efetuado o ORD tem **60 dias** para responder, sendo que ficará registado no Portal a sua chegada. Poderá proceder à instalação da UPAC quando obtiver esta resposta.

Comunicação Prévia

Se a sua UPAC tem uma potência entre 350 W e 30 kW, precisa apenas de uma comunicação prévia para iniciar a sua exploração, para tal o seu promotor deverá introduzir no Portal as informações introduzidas na etapa da inscrição do registo prévio e adicionar:

- A marca, modelo e número de série do contador totalizador e o número de série do cartão GSM;
- A declaração da entidade instaladora ou do técnico responsável pela UPAC atestando que a unidade de produção se encontra instalada e em condições para iniciar exploração, em conformidade com a regulamentação aplicável presentes no Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão Europeia, de 14 de abril de 2016.

Certificado de exploração

Na eventualidade do seu sistema ultrapassar a marca dos 30 kW, sem nunca exceder 1 MW, precisará ainda de um certificado de exploração, para além da comunicação prévia.

Concluída a instalação e a inspeção aprovativas da UPAC, a sua entidade gestora, preenche o formulário disponibilizado no Portal para a submissão do pedido para atribuição do certificado.

O pedido poderá ser formulado no prazo máximo de 2 anos a partir da data do aviso final do deferimento do pedido e da conclusão do registo, para UPAC SEM INJEÇÃO NA RESP, ou da data da comunicação das condições ligação à rede pelo operador de rede.

No pedido deverá identificar:

- Número de cadastro da UPAC;
- A entidade instaladora ou do técnico responsável e a entidade inspetora;
- A fonte primária do seu sistema e tecnologia da UPAC;
- Potência instalada e, se for o caso, a potência de injeção, em kW e kVA;
- Principais equipamentos da instalação;
- Marca, modelo e número de série do contador totalizador e número de série do cartão GSM;
- Esquemas unifilares atualizados da instalação elétrica;
- Declaração, preenchida e subscrita, pela entidade instaladora ou por técnico responsável, em como a UPAC se encontra instalada e cumpre os termos respetivos do registo e da regulamentação aplicável;
- Declaração de inspeção, preenchido e subscrito pela entidade inspetora de instalações elétricas, atestando a conformidade do centro electroprodutor para entrada em exploração, nos termos do registo aceite e das normas legais e regulamentares, nomeadamente a conformidade do sistema de contagem, incluindo o totalizador da energia e proteções da interligação com a RESP;
- Seguro de responsabilidade civil;

Se a entidade inspetora de instalações elétricas, falhe a inspeção, a DGEG pode realizar a vistoria da UPAC, mediante pedido que apresentar, assumindo as responsabilidades financeiras. Neste caso, o pedido de vistoria é efetuado juntamente com o pedido de certificado de exploração o mais tardar, 45 dias antes do termo do prazo da caducidade do registo.

Verificada a conformidade do pedido para atribuição do certificado de exploração, o mesmo é emitido no prazo de 25 dias após o fim de um dos prazos mencionados nesta secção, dependendo do seu caso, se o Portal não levantar quaisquer constrangimentos ou esclarecimentos, devendo o mesmo ser emitido imediata e automaticamente.

Se o Portal levantar questões, o prazo anterior é suspenso e terá de responder num prazo de **15 dias**.

Caso o seu pedido apenas evidencie incorreções ou alterações substanciais, o Portal promove as correções necessárias e emite o certificado com a condição das mesmas serem superadas num período de 6 meses, sob pena do pedido caducar.

Mesmo com o certificado de exploração precisará de realizar testes de comunicação do equipamento de contagem de energia elétrica com o operador de rede e manter o mesmo em comunicação.

A.4.2 Manual para Comunidade de Energia renovável.

Manual para Comunidades de Energia Renovável

A **comunidade de energia renovável (CER)** é uma pessoa coletiva constituída por elementos que pretendem atenuar o seu consumo de energia elétrica seja ele de perfil industrial, comércio, serviços, agropecuária ou doméstico. Estes partilham a energia e encargos de uma Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) segundo regras estabelecidas por um regulamento interno, supervisionado por um técnico responsável pela instalação. Esta é uma nova entidade que prioriza o aspeto socioeconómico em vez de produzir lucro. A gestão pode ser autónoma ou assistida por uma Entidade Gestora de Autoconsumo Coletivo (EGAC).

A função da EGAC consiste em garantir que cada participante recebe a energia correspondente e gerir as trocas comerciais associadas, gerir a rede interna, articular o acesso dos participantes de autoconsumo e o Portal, gerir a utilização da rede elétrica de serviço público (RESP) e articulação com os respetivos operadores.

Constituição CER

Passos fundamentais:

5. Obter a **certidão de registo de pessoa coletiva**, com a sua **denominação social e NIF**, no Registo Nacional de Pessoas Coletivas, podendo ser presencial ou no devido sítio da internet.
6. O próximo passo, é o registo na conservatória de registo comercial, onde deverá levar a certidão anteriormente referida, juntamente com os **estatutos ou pacto social** da comunidade.
7. A partir desta etapa tem cerca de 90 dias para inscrever a comunidade de energia renovável nas finanças e possibilitar as transições comerciais que irão ocorrer.

Inscrição para registo prévio da CER

Estando constituída a pessoa coletiva CER, deverá proceder à inscrição para registo prévio, no Portal do autoconsumo da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Para isso precisa da seguinte informação:

-A **designação social e NIF** da CER, assim como a **certidão de registo de pessoa coletiva, certidão de ato constitutivo, estatutos e o regulamento interno**, que deverá conter:

- Os requisitos para entrada de novos membros e possíveis saídas dos atuais.
- As regras de partilha da energia elétrica, com os respetivos coeficientes de partilha, isto é a fração de energia que cada participante irá ter direito. **SUGESTÃO:** Permilagem de cada fração ou percentagem de investimento.
- O destino dos excedentes do autoconsumo e a sua política de relacionamento comercial, que poderá ser a RESP, um agregador de excedente ou os seus vizinhos, através de um mercado

organizado ou bilateral, isto é, pode vender energia que não consome do seu sistema por um preço simpático e muito mais barato que o convencional.

- As regras de partilha de pagamentos das tarifas de acesso à rede pública, quando a pretende utilizar.
- Se necessário, deverá mencionar a aplicação da receita no ponto anterior, quando esta se trata de receita coletiva.

-Caracterização dessa mesma UPAC, para pedir no caso de a empresa instaladora não entregar:

- Valores e documentos de ordem técnica que representam o sistema que constam no despacho nº46/2019, Artigo nº3 e nº4.
- Designar um **técnico responsável** pela exploração de autoconsumo coletivo e o respetivo termo de responsabilidade.

-Elementos da CER que irão contactar com o Portal, devendo conter:

- Nome ou denominação social;
- Morada;
- Número de Cartão de Cidadão ou Bilhete de Identidade e NIF;
- Número de telemóvel e endereço de e-mail;
- Se for o caso, Cargo na CER

Caracterização dos consumos de energia elétrica que daqueles a usufruir da UPAC:

- Memória descritiva sumária de cada instalação de utilização (**IU**) e respetivas finalidades (indústria, comércio, serviços, agropecuária ou doméstico);
- Soma das potências certificadas das instalações de utilização de eletricidade;
- O nível de tensão de alimentação
- Código do ponto de entrega (**CPE**) e diagramas de carga quando a IU estiver ligada à RESP;

Após o preenchimento destes dados, em conjunto com a informação técnica do sistema, o Portal irá validar a sua inscrição nos **5 dias** seguintes e emitir um recibo que contenha o código de identificação do processo com a menção “CER”, bem como a data e hora da validação.

Esta inscrição carece de o **pagamento de uma taxa de registo prévio**, as referências necessárias são facultadas pelo Portal, que irá depender da potência que instalou, presente na tabela seguinte. Deverá efetuar o pagamento desta taxa nos **10 dias** seguintes à receção da validação anterior, caso contrário a inscrição fica sem efeito.

Avaliação do pedido de registo prévio do autoconsumo coletivo

Após o pagamento da taxa de registo prévio.

-Sem injeção de potência:

O seu pedido é avaliado no prazo máximo de **20 dias**, contados da receção do comprovativo do pagamento da taxa anteriormente referida.

Caso o seu pedido não contenha incoerências ou revele desconformidades, o Portal emite o deferimento do pedido e a conclusão do registo, nos **5 dias** seguintes à receção da resposta.

Na situação de o Portal não ter suscitado objeções, solicitado esclarecimentos, ou comunicado o deferimento do pedido, no fim dos dois prazos referidos, este é considerado diferido e o registro concluído.

Se o seu pedido apresentar deficiências de instrução ou a falta de requisitos legais, o Portal emite um aviso em que descreve as divergências, dando **15 dias** para as corrigir, sob pena de indeferimento.

Caso não se fizer, o Portal emite um segundo aviso para audiência do requerente, em que a pronúncia apresentada pode ser aceite ou não.

-Com injeção de potência:

Na circunstância do seu sistema precisar de utilizar a rede pública, o Portal disponibilizará, para apreciação, os elementos necessários para o Operador da Rede de Distribuição (ORD) num prazo de **15 dias**.

O operador de rede, juntamente com o Gestor Técnico Global do SEM (GTGSEN), irá posteriormente avaliar a sua situação e nos **68 dias** subsequentes após o envio por parte do Portal, o Portal comunicará uma das seguintes hipóteses:

Aceitação do seu registo com as indicações de ligação à rede emitidas pelo ORD.

Nesta situação, o seu promotor terá **15 dias**, depois de receber o aviso, para confirmar as condições impostas, sendo que em caso de omissão de pronúncia entende-se que as condições são aceites.

De seguida, o Portal irá pronunciar-se nos **10 dias** seguintes, sendo no caso em que não o fizer, o pedido é deferido, o registro concluído e é automaticamente emitido um comunicado de conclusão do registro com a data em que tal ocorreu, em que na falta desta comunicação o promotor pode solicitar a sua emissão imediata.

Aceitação do registo sob reserva da correção de todas as deficiências identificadas

Neste caso, deverá corrigir todas as deficiências identificadas pelo operador de rede nos **15 dias** seguintes à receção do aviso e informar o Portal da comprovação da sua superação nos **10 dias** subsequentes. O Portal irá emitir a decisão final do seu pedido no prazo de **20 dias**.

Rejeição do seu pedido

O seu pedido pode ser rejeitado na situação de inobservância dos requisitos legais para o exercício de produção de eletricidade, na falta de condições técnicas para a ligação à RESP ser realizada em segurança e sem afetar a fiabilidade da rede ou se não aceitar as condições colocadas na hipótese anterior, num prazo de **15 dias**.

Concluídas as formalidades de cada uma hipótese, o Portal emite a decisão final do pedido no prazo de **20 dias** e caso o pedido se encontre diferido, o registro tem-se por concluído e a potência de injeção na RESP atribuída.

Condições de ligação e instalação da UPAC

Com a potência de injeção na rede pública atribuída, sendo 0 no caso de não existir, deverá solicitar ao operador de rede a indicação das condições técnicas de ligação e o respetivo orçamento no prazo de **30 dias**.

Após o pedido ser efetuado o ORD tem **60 dias** para responder, sendo que ficará registado no Portal a sua chegada. Poderá proceder à instalação da UPAC quando obtiver esta resposta.

Comunicação Prévia

Se a sua UPAC tem uma potência entre 350 W e 30 kW, precisa apenas de uma comunicação prévia para iniciar a sua exploração, para tal o seu promotor deverá introduzir no Portal as informações introduzidas na etapa da inscrição do registo prévio e adicionar:

- A marca, modelo e número de série do contador totalizador e o número de série do cartão GSM;
- A declaração da entidade instaladora ou do técnico responsável pela UPAC atestando que a unidade de produção se encontra instalada e em condições para iniciar exploração, em conformidade com a regulamentação aplicável presentes no Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão Europeia, de 14 de abril de 2016.

Certificado de exploração

Na eventualidade do seu sistema ultrapassar a marca dos 30 kW, sem nunca exceder 1 MW, precisará ainda de um certificado de exploração, para além da comunicação prévia.

Concluída a instalação e a inspeção aprovativas da UPAC, a sua entidade gestora, preenche o formulário disponibilizado no Portal para a submissão do pedido para atribuição do certificado.

O pedido poderá ser formulado no prazo máximo de 2 anos a partir da data do aviso final do deferimento do pedido e da conclusão do registo, para UPAC SEM INJEÇÃO NA RESP, ou da data da comunicação das condições ligação à rede pelo operador de rede.

No pedido deverá identificar:

- Número de cadastro da UPAC;
- A entidade instaladora ou do técnico responsável e a entidade inspetora;
- A fonte primária do seu sistema e tecnologia da UPAC;
- Potência instalada e, se for o caso, a potência de injeção, em kW e kVA;
- Principais equipamentos da instalação;
- Marca, modelo e número de série do contador totalizador e número de série do cartão GSM;
- Esquemas unifilares atualizados da instalação elétrica;
- Declaração, preenchida e subscrita, pela entidade instaladora ou por técnico responsável, em como a UPAC se encontra instalada e cumpre os termos respetivos do registo e da regulamentação aplicável;
- Declaração de inspeção, preenchido e subscrito pela entidade inspetora de instalações elétricas, atestando a conformidade do centro electroprodutor para entrada em exploração, nos termos do registo aceite e das normas legais e regulamentares, nomeadamente a conformidade do sistema de contagem, incluindo o totalizador da energia e proteções da interligação com a RESP;
- Seguro de responsabilidade civil;

Se a entidade inspetora de instalações elétricas, falhe a inspeção, a DGEG pode realizar a vistoria da UPAC, mediante pedido que apresentar, assumindo as responsabilidades financeiras. Neste caso, o pedido de vistoria é efetuado juntamente com o pedido de certificado de exploração o mais tardar, 45 dias antes do termo do prazo da caducidade do registo.

Verificada a conformidade do pedido para atribuição do certificado de exploração, o mesmo é emitido no prazo de 25 dias após o fim de um dos prazos mencionados nesta secção, dependendo do seu caso,

se o Portal não levantar quaisquer constrangimentos ou esclarecimentos, devendo o mesmo ser emitido imediata e automaticamente.

Se o Portal levantar questões, o prazo anterior é suspenso e terá de responder num prazo de **15 dias**.

Caso o seu pedido apenas evidencie incorreções ou alterações substanciais, o Portal promove as correções necessárias e emite o certificado com a condição das mesmas serem superadas num período de 6 meses, sob pena do pedido caducar.

Mesmo com o certificado de exploração precisará de realizar testes de comunicação do equipamento de contagem de energia eléctrica com o operador de rede e manter o mesmo em comunicação.

A.5 Relatórios de Simulações Preliminares.

A.5.1 PVsyst.

PVSYST V6.85		15/12/19	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Projeto Tese2019_20			
Geographical Site	Lisbon	Country	Portugal
Situation	Latitude 38.72° N	Longitude	-9.15° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT	Altitude	77 m
Meteo data:	Albedo 0.20	Lisbon Meteonorm 7.2 (1991-2010) - Synthetic	
Simulation variant : 1 simulação			
	Simulation date	15/12/19 22h48	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Collector Plane Orientation	Tilt	34°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Average Height	4.0°	
Near Shadings	No Shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	UL-305M
Custom parameters definition		Manufacturer	Ulica Solar
Number of PV modules		In series	9 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	54
Array global power		Nominal (STC)	16.47 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	274 V
Total area		Module area	88.4 m²
		In parallel	6 strings
		Unit Nom. Power	305 Wp
		At operating cond.	15.18 kWp (50°C)
		I mpp	55 A
		Cell area	79.6 m²
Inverter			
Original PVsyst database		Model	X1-Hybrid-5.0kW
Characteristics		Manufacturer	Solaxpower
		Operating Voltage	125-550 V
		Unit Nom. Power	5.00 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 * MPPT 50 %
		Total Power	15.0 kWac
		Pnom ratio	1.10
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	81 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05

PV'syst Evaluation mode

Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projeto Tese2019_20

Simulation variant : 1 simulação

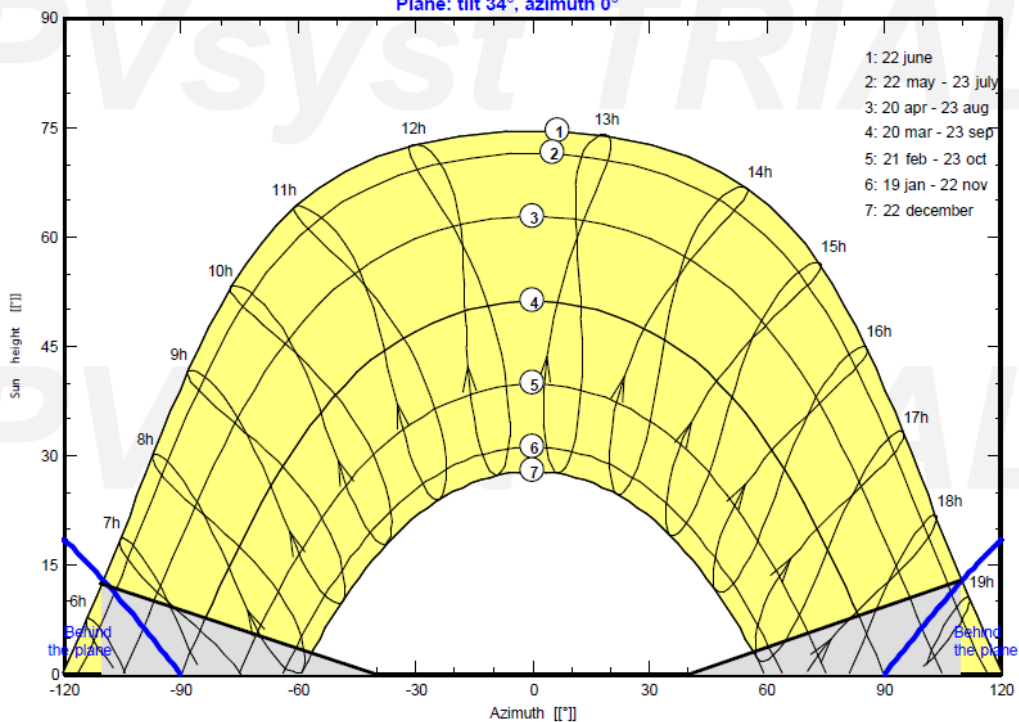
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Horizon	Average Height	4.0°	
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth 0°
PV modules	Model	UL-305M	Pnom 305 Wp
PV Array	Nb. of modules	54	Pnom total 16.47 kWp
Inverter	Model	X1-Hybrid-5.0kW	Pnom 5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	4.0°	Diffuse Factor	0.99
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.97

Height [°]	12.4	0.0	0.0	12.8
Azimuth [°]	-110	-40	40	110

Horizon line at Lisbon

Plane: tilt 34°, azimuth 0°



Grid-Connected System: Main results

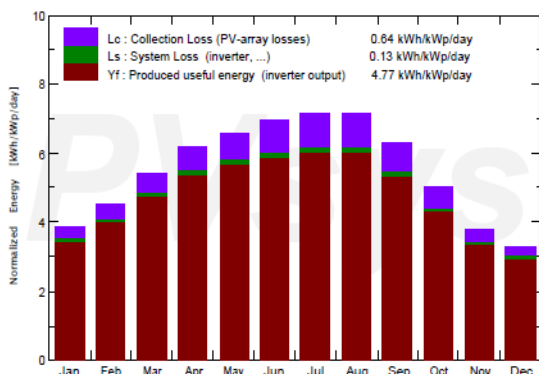
Project : Projeto Tese2019_20

Simulation variant : 1 simulação

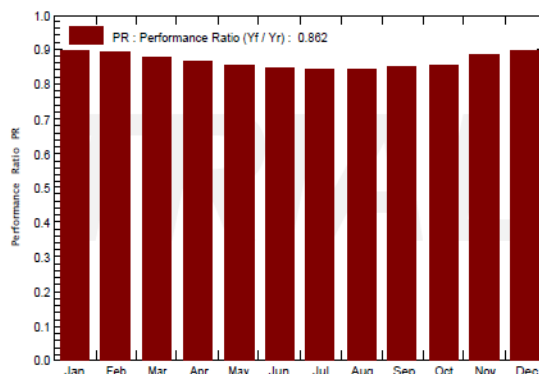
Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Horizon	Average Height	4.0°	
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth 0°
PV modules	Model	UL-305M	Pnom 305 Wp
PV Array	Nb. of modules	54	Pnom total 16.47 kWp
Inverter	Model	X1-Hybrid-5.0kW	Pnom 5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	System Production	Produced Energy	28.70 MWh/year	Specific prod.	1742 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	86.25 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 16.47 kWp



Performance Ratio PR



1 simulação

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	71.1	27.51	11.06	119.7	115.8	1.811	1.763	0.894
February	87.9	38.27	11.92	126.5	122.4	1.904	1.856	0.891
March	136.5	56.63	14.05	168.3	163.1	2.495	2.431	0.877
April	171.0	62.33	14.90	186.2	180.4	2.730	2.660	0.867
May	211.8	69.39	17.73	205.1	198.0	2.977	2.901	0.859
June	227.0	70.91	20.89	208.7	201.4	2.988	2.910	0.847
July	236.5	63.79	22.21	222.2	214.7	3.161	3.080	0.842
August	213.1	59.25	23.01	222.2	215.3	3.154	3.076	0.841
September	157.5	53.63	21.13	188.5	182.5	2.705	2.637	0.850
October	113.4	38.76	18.36	155.8	150.6	2.259	2.200	0.858
November	72.6	30.88	13.88	114.5	111.1	1.716	1.671	0.886
December	59.7	27.55	11.53	102.8	99.1	1.557	1.514	0.895
Year	1758.0	598.89	16.75	2020.3	1954.5	29.457	28.698	0.862

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

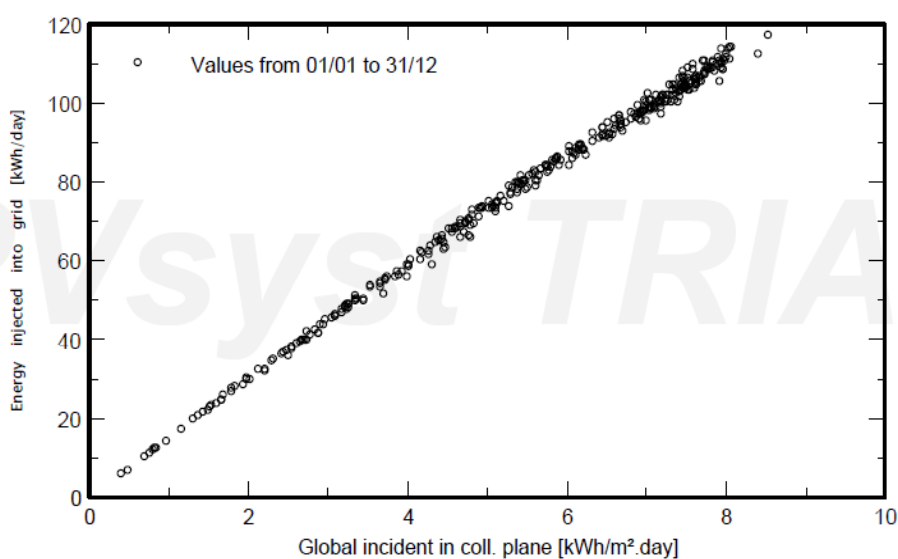
Grid-Connected System: Special graphs

Project : Projeto Tese2019_20

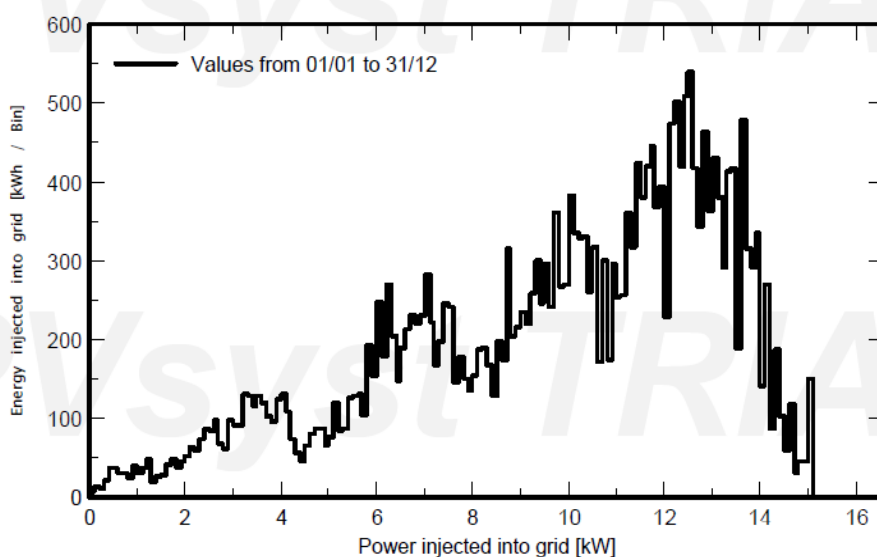
Simulation variant : 1 simulação

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Horizon	Average Height	4.0°	
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth 0°
PV modules	Model	UL-305M	Pnom 305 Wp
PV Array	Nb. of modules	54	Pnom total 16.47 kWp
Inverter	Model	X1-Hybrid-5.0kW	Pnom 5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

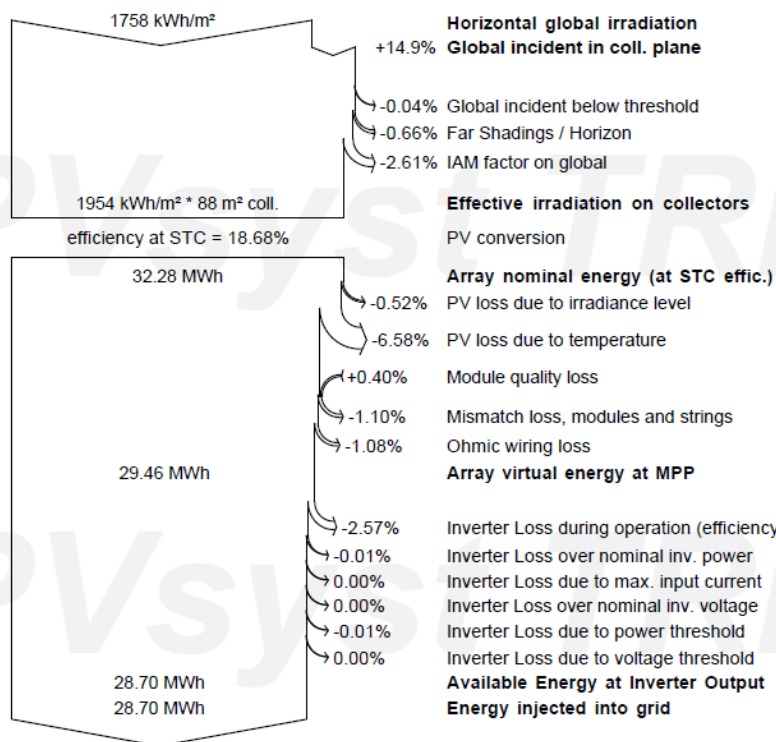


Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projeto Tese2019_20
Simulation variant : 1 simulação

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Horizon	Average Height	4.0°	
PV Field Orientation	tilt	34°	azimuth 0°
PV modules	Model	UL-305M	Pnom 305 Wp
PV Array	Nb. of modules	54	Pnom total 16.47 kWp
Inverter	Model	X1-Hybrid-5.0kW	Pnom 5.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

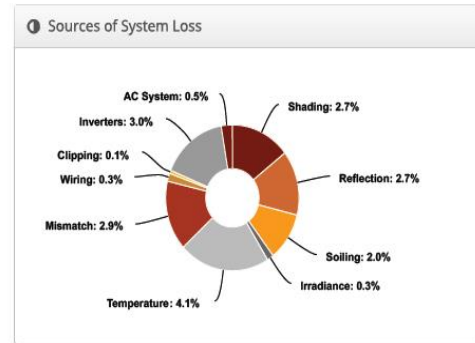
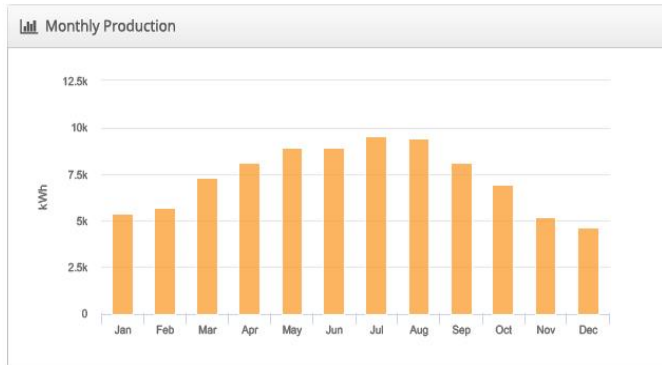


A.5.2 HelioScope.

Condominio 15.3 (copy 1) Condomínio 15.3, rua Luís piçarra 9

Report	
Project Name	Condomínio 15.3
Project Description	Tese de mestrado
Project Address	rua Luís piçarra 9
Prepared By	Miguel Dias fc48739@alunos.fc.ul.pt

System Metrics	
Design	Condominio 15.3 (copy 1)
Module DC Nameplate	52.5 kW
Inverter AC Nameplate	45.0 kW Load Ratio: 1.17
Annual Production	88.30 MWh
Performance Ratio	82.8%
kWh/kWp	1,683.3
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)
Simulator Version	54fdca6c88-3e336f7dcd-daa9dbfcd8-3bc3db9703



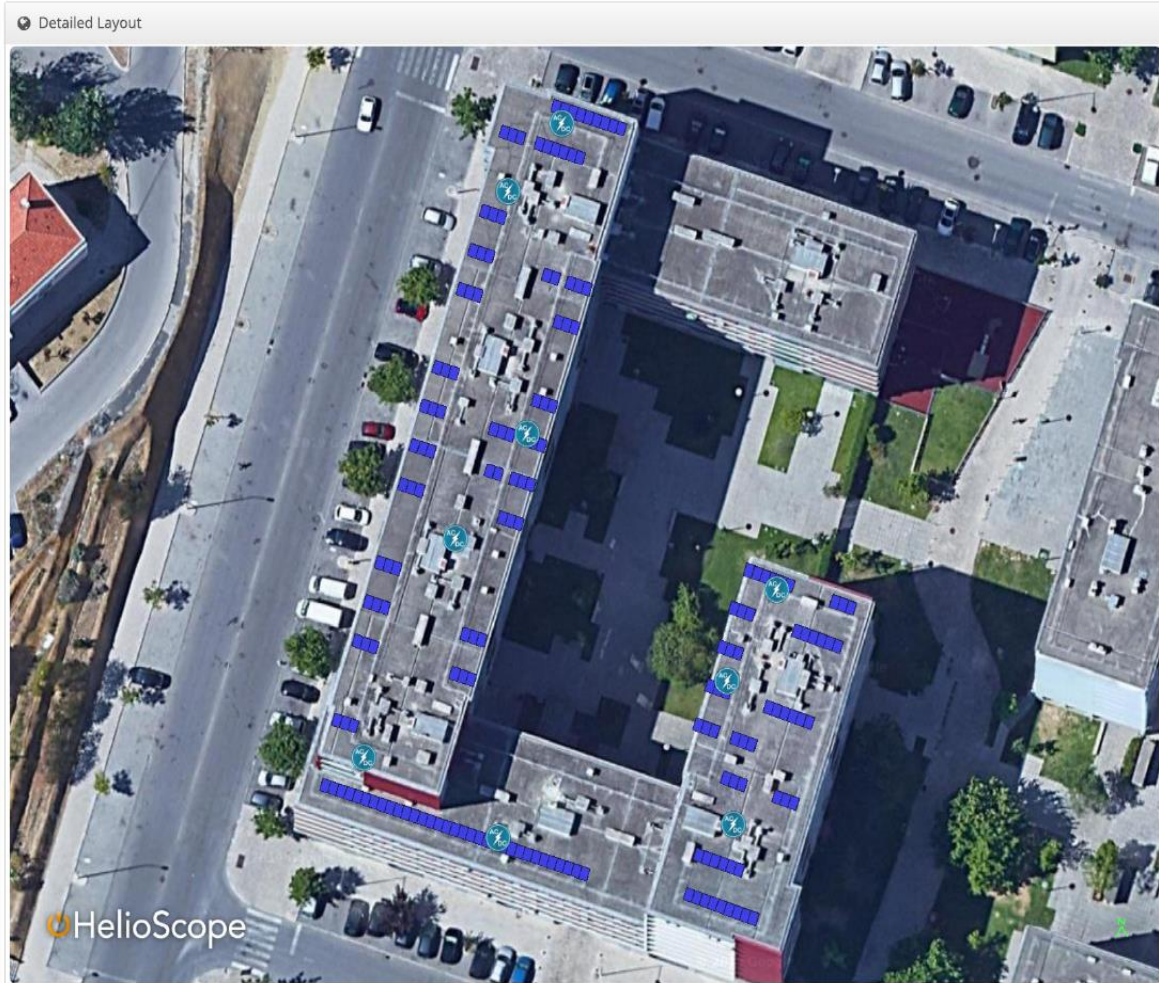
Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,772.1	
	POA Irradiance	2,033.2	14.7%
	Shaded Irradiance	1,978.5	-2.7%
	Irradiance after Reflection	1,925.5	-2.7%
	Irradiance after Soiling	1,887.0	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,886.8	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	99,000.7	
	Output at Irradiance Levels	98,709.3	-0.3%
	Output at Cell Temperature Derate	94,651.5	-4.1%
	Output After Mismatch	91,921.7	-2.9%
	Optimal DC Output	91,616.1	-0.3%
	Constrained DC Output	91,496.9	-0.1%
	Inverter Output	88,748.4	-3.0%
	Energy to Grid	88,304.7	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp	18.4 °C	
	Avg. Operating Cell Temp	28.0 °C	
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4608	
	Solved Hours	4608	

Condition Set												
Description	Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, 10km Grid, meteonorm (meteonorm)											
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng											
Transposition Model	Perez Model											
Temperature Model	Sandia Model											
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta								
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C								
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C								
Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Irradiation Variance	5%											
Cell Temperature Spread	4° C											
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%											
AC System Derate	0.50%											
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization									
	UL-305M-60 (Black) (Ulica Solar)	Folsom Labs	Spec Sheet Characterization, PAN									
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization									
	X1-5.0-T (SolaX Power)	Folsom Labs	Spec Sheet									

Components		
Component	Name	Count
Inverters	X1-5.0-T (SolaX Power)	9 (45.0 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	18 (981.4 ft)
Module	Ulica Solar, UL-305M-60 (Black) (305W)	172 (52.5 kW)

Wiring Zones			
Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	12	4-13	Along Racking

Field Segments									
Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Predio 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	34°	198.589°	10.0 ft	1x3	19	57	17.4 kW
Predio 2	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	34°	197.148°	10.0 ft	1x3	29	82	25.0 kW
Predio 3	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	34°	197.3704013915899°	8.0 ft	1x3	13	33	10.1 kW



A.6 Imagens da ferramenta ACC desenvolvida.

A.6.1 Campos a preencher inicialmente.

Resultados Gerais Autoconsumo

Input

Distrito	Lisboa			
Area util do telhado [m2]	0	ou	172	Nº de painéis
Número de IU descritas	0	ou	150	Total de CPE
Tipo de consumo	Doméstico Pequeno			
Usa Rede pública?	Não			
Se sim, Nível de Tensão?	BTN (<=20.4 kVA) Tri-Horário (Semanal)			

Instruções

A.6.2 Userform para identificar a IU diferenciada.

Novo Autoconsumidor

Identificação Autoconsumidor

Nome completo: Condomínio COMPILE

Morada: Luís Piçarra lote 9

NIPC: 500675876

NIF: 555382421

Número Telemóvel: 210456398

Endereço E-mail: condCOMPILE@coopernico.pt

Identificação Instalação de Utilização

Potência Contratada (kVA): 110.4

Código Ponto de Entrega (CPE): 1516968958

Coefficiente de Partilha: 0.35

Utiliza Rede Pública para receber energia da UPAC?

Sim Não

Se sim, qual o nível de tensão? BTN (<=20.4 kVA) Bi-Horário (Diário)

Cancelar Submeter