



**TECNOLOGIA
SETÚBAL**

ESCOLA SUPERIOR
POLITÉCNICO SETÚBAL

TIAGO MIGUEL
MARTINS
FARINHA

**ESTUDO DE VIABILIDADE
TÉCNICA E ECONOMICA DE
IMPLEMENTAÇÃO DE UMA
UNIDADE DE PRODUÇÃO PARA
AUTOCONSUMO COLETIVO EM
PARQUE INDUSTRIAL**

VERSÃO DEFINITIVA

Projeto de Mestrado em Engenharia e Gestão de
Energia na Indústria e Edifícios

ORIENTADOR

Professor Doutor Alexandre Miguel Cordeiro
Magrinho

Dezembro 2025

Agradecimentos

Agradeço profundamente à minha família pelo apoio incondicional ao longo de todo este percurso acadêmico, pela motivação constante e pela compreensão nos momentos mais exigentes.

Expresso também a minha sincera gratidão ao Professor Doutor Alexandre Miguel Cordeiro Magrinho, meu orientador, pelo acompanhamento rigoroso, pela disponibilidade e, em especial, pelo empenho demonstrado na abordagem pessoal aos inquéritos junto das empresas, fator determinante para a concretização deste projeto e ainda um agradecimento adicional ao Engenheiro Victor Silva pela disponibilidade em algumas sessões de esclarecimentos online e uma até presencial na qual foi possível vivenciar diretamente uma palestra em que muitas das pessoas da plateia eram membros de uma UPAC-C em funcionamento.

Sem este suporte, seria impossível alcançar os objetivos propostos.

Francamente, Obrigado!

Resumo

Este projeto apresenta um estudo de viabilidade técnica e económica para a implementação de uma UPAC-C num parque industrial localizado no concelho de Setúbal, mais especificamente nas Pontes.

Esta iniciativa surge num contexto de transição energética e de crescente competitividade do mercado da energia solar fotovoltaica.

Este estudo de mestrado envolveu:

- A realização de levantamento de campo e inquérito presencial aos potenciais interessados/membros da UPAC;
- Levantamentos de áreas;
- Dimensionamentos e simulação;
- Modelos de partilha de energia e negócio;
- Análise económica.

O presente estudo, com base na simulação e avaliação de 9 cenários de produção e de consumidores, atesta a viabilidade de construção de uma UPAC-C no parque industrial em estudo.

Este trabalho fornece uma base sólida para decisões futuras sobre a implementação de sistemas de autoconsumo coletivo em parques industriais, contribuindo para a eficiência energética e para a descarbonização do setor industrial.

Palavras-chave: Autoconsumo coletivo, UPAC-C, Energia solar fotovoltaica, Viabilidade técnica, Viabilidade económica, Comunidade de Energia Renovável; CER, Parque industrial, Sustentabilidade, Modelo de negócio, Partilha de energia.

Abstract

This project presents a technical and economic viability study for the implementation of a UPAC-C in an industrial park located in the municipality of Setúbal, more specifically in Pontes.

This initiative arises in a context of energy transition and growing competitiveness in the photovoltaic solar energy market.

This master's study involved:

- Conducting a field survey and face-to-face questionnaire with potential participants/members of the UPAC;
- Area studies;
- Dimensioning and simulation;
- Energy and business sharing models;
- Economic analysis.

Based on the simulation and evaluation of nine production and consumer scenarios, this study confirms the feasibility of building a UPAC-C in the industrial park under study.

This work provides a solid basis for future decisions on the implementation of collective self-consumption systems in industrial parks, contributing to energy efficiency and the decarbonization of the industrial sector.

Keywords: Collective self-consumption, UPAC-C, Photovoltaic solar energy, technical feasibility, Economic feasibility, Renewable Energy Community; CER, Industrial park, Sustainability, Business model, Energy sharing.

Conteúdo

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract	iii
Lista de Figuras.....	vii
Lista de Siglas e Acrónimos	ix
1. Capítulo 1 - Enquadramento e Objetivos	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 -Objetivos.....	3
1.3 - Entidade Colaboradora.....	4
1.4 - Levantamento de campo	4
1.5 – Organização e Conteúdo do Projeto de Mestrado.....	5
2. Capítulo 2 - Evolução do sector energético Português.....	1
2.1 - Estrutura do setor energético nacional e evolução da energia solar fotovoltaica e energias renováveis em geral.....	1
2.2 - Autoconsumo coletivo – estado e potencial	3
3. Capítulo 3 - Evolução da Legislação aplicável ao Autoconsumo.....	6
4. Capítulo 4 - Modelos de Partilha de Energia	10
4.1- Modelo Fixo (Coeficientes) - Funcionamento Prático	10
4.2- Modelo Proporcional ao Consumo - Funcionamento Prático	11
4.3- Modelo Hierárquico - Funcionamento Prático	12
4.4- Modelo Dinâmico - Funcionamento Prático.....	12
5. Capítulo 5 - Modelos de Negócio passíveis de implementação numa UPAC-C	13
5.1 - Modelo de Investimento Próprio.....	14
5.2 Modelo com um Terceiro Investidor (ESCO)	14
5.3 Modelo de Leasing Operacional	14
5.4 Modelo de Comunidade Energética Renovável (CER)	15
5.5 Modelo Misto	15
6. Capítulo 6 – Metodologia para dimensionamento da UPAC-C	15
6.1 - Levantamento de Dados.....	16
6.2 - Potencial Solar	16
6.3 – Cálculo da Potência máxima a Instalar	16

6.4	- Escolha dos Equipamentos e Programa de Simulação utilizados	17
6.5	- Simulação de cenários	17
6.6	- Análise Económica e Verificação Final	18
7.	Capítulo 7 – Etapas de desenvolvimento do Caso de Estudo	19
7.1	Escolha do local do caso de estudo.....	19
7.2	Identificação/Abordagem a possíveis membros da comunidade de energia	20
7.3	Perfil de consumo de cada membro	20
7.4	Escolha do Modelo de Negócio	21
7.5	Dimensionamento do Sistema UPAC-C	21
7.6	Análise Económica.....	21
8.	Capítulo 8 - Caso de Estudo	22
8.1	- Localização e caracterização do Caso de Estudo.....	22
8.2	- Levantamento da área Disponível e Cálculo dos Painéis Possíveis de Instalar	23
8.3	- Escolha do Painel Fotovoltaico e Respetivo Inversor	23
8.3.1	<i>Escolha do painel fotovoltaico</i>	23
8.3.2	<i>Cálculo da área efetiva por painel e número de painéis a instalar</i>	24
8.3.3	<i>Escolha do Inversor</i>	26
8.4	- Abordagem e identificação de cada membro	27
8.5	- Inquérito resultante da abordagem aos membros da Sado Internacional.....	28
8.6	- Tratamento de Dados.....	30
8.6.1	<i>Cálculo dos consumos e respetivos custos por pavilhão e total.....</i>	31
8.6.2	<i>Definição de cenários para a simulação</i>	36
8.7	- Simulação SolTerm 5.3	36
8.8	- Escolha do Modelo de Negócios e do Modelo de Partilha Energética	40
8.8.1	<i>Modelo de Partilha Energética.....</i>	40
8.8.2	<i>Modelo de Negócios.....</i>	40
8.8.3	<i>Plano de Venda de Energia Excedente.....</i>	41
9.	Capítulo 9 - Plano de Negócios	41
9.1-	Cálculos energéticos necessários à elaboração do plano de negócios	41

9.2- Cálculo do plano de negócios e indicadores económicos	45
10. Conclusões	48
Referências.....	50
Anexos	55

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Geração de eletricidade em Portugal Continental por fonte (1970-2024) [7]	2
Figura 2.2 - Potência instalada em Portugal Continental por fonte de energia renovável (2012-2023). Fonte: adaptado de Renováveis Magazine [8]	2
Figura 2.3 - Potencial de Geração Fotovoltaica (1994-2018) em Portugal Continental. Fonte: Global Solar Atlas 2.0 / World Bank [11]	4
Figura 4.1 – Exemplo demonstrativo de Modelo Fixo	11
Figura 4.2 - Exemplo demonstrativo de Modelo Proporcional ao Consumo	12
Figura 4.3 - Exemplo demonstrativo de Modelo Hierárquico	12
Figura 4.4 - Exemplo demonstrativo de Modelo Dinâmico	13
Figura 8.1 - Vista aérea da zona de estudo, obtida através do Google Maps [26]	22
Figura 8.2 - Programa Simulação - Solterm 5.3	37

Lista de Tabelas

Tabela 8.1 – Areas úteis disponíveis	23
Tabela 8.2 – Características do painel selecionado	25
Tabela 8.3 – Número de painéis, área e potência totais do Setor A	25
Tabela 8.4 - Número de painéis, área e potência totais do Setor B	25
Tabela 8.5 - Número de painéis, área e potência totais do Setor C	25
Tabela 8.6 - Número de painéis, área e potência totais do Setor D	25
Tabela 8.7 - Número de painéis, área e potência totais do Setor E	26
Tabela 8.8 – Resultado do cálculo do número de inversores	27
Tabela 8.9 - Quadro representativo de adesão/ não adesão ao projeto	29
Tabela 8.10 - Consumo anual e mensal de energia por pavilhão	31
Tabela 8.11 - Total dos consumos de energia por mês e anual dos 7 pavilhões	34
Tabela 8.12 – Consumo médio mensal de um pavilhão e total anual	35
Tabela 8.13 – Energia Total produzida pela central dimensionada a 100%	38
Tabela 8.14 – Energia Total produzida pela central dimensionada a 50%	39
Tabela 8.15 – Energia Total produzida pela central dimensionada a 25%	39
Tabela 9.1 – Taxas e custos para cada cenário	42
Tabela 9.2 – Resultados de Venda de autoconsumo e venda de excedente	44
Tabela 9.3 – Custos unitários dos painéis e inversores escolhidos	44
Tabela 9.4- Plano de negócios com 100% de adesão com a central dimensionada com 25% da capacidade total	46
Tabela 9.5 - Plano de negócios com 100% de adesão com a central dimensionada com 100% da capacidade total	46
Tabela 9.6 – VAL, TIR, PRI e viabilidade para Central em cada Cenário	47

Lista de Siglas e Acrónimos

ACC	Autoconsumo Coletivo
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
CER	Comunidades de Energia Renovável
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
COSEM	Especificação Complementar para Medição de Energia
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DLMS	Especificação de Mensagens da Linguagem de Dispositivos
EDP	Energias de Portugal
EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESCO	Empresa de Serviços Energéticos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
PERC	Emissor Passivo e Célula Traseira
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
PRI	Prazo Retorno de Investimento
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
PVGIS	Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaico
PVOUT	Produção Fotovoltaica
RED	Diretiva das Energias Renováveis
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RJAIA	Regime Jurídico de Avaliação de Impacte Ambiental
TAR	Tarifa de Acesso às Redes
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TUR	Tarifa de Uso da Rede
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPAC-C	Unidade de Produção para Autoconsumo Coletivo
VAL	Valor Atual Líquido

1. Capítulo 1 - Enquadramento e Objetivos

Neste capítulo será introduzida a temática base do projeto bem como a razão da sua importância no paradigma energético à escala global, tendo em vista a sua importância no mercado energético e os seus custos ao longo dos anos.

1.1- Enquadramento

Nos últimos anos (especialmente nas últimas duas décadas), e muito devido a questões quer económicas, quer geopolíticas, a transição energética à escala global tem vindo a dar um passo largo face ao que se passava no século anterior. A recente urgência climática, acoplada à grande variabilidade dos mercados de combustíveis fósseis têm vindo a fomentar a reorganização estratégica dos sistemas energéticos a nível global, que tem vindo a acontecer. Cenário este que põe em destaque cada vez mais as formas de energia renovável a nível de segurança energética, quer e sustentabilidade ambiental.

Fazendo uma breve análise de mercado aos diversos tipos de energias renováveis existentes, podemos concluir que a energia solar fotovoltaica é rápida de implementar, é modular e oferecer custos de implementação que ao longo dos anos têm vindo a cair. Desde 2010, o custo médio global da eletricidade gerada por sistemas fotovoltaicos caiu mais de 80% [1], o que relativamente ao mercado energético torna esta tecnologia uma opção muito atrativa, isto relativamente a outros tipos de energias renováveis que ao longo do tempo não vêm a ter uma redução tão significativa nos custos dos seus sistemas. Como referido em [1] e é do conhecimento geral a razão para estas reduções de preço ao longo do tempo bastante significativas neste tipo de tecnologia provém do facto de que têm existido avanços tecnológicos significativos nas células solares, mais concretamente no silício de alto rendimento, em módulos bifaciais, os quais aumentam significativamente a eficiência e também a capacidade deste tipo de instalações.

De acordo com o SolarPower Europe, em 2023, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica ultrapassou os 1,6 TW (Tera-Watt), e, mantendo-se os atuais ritmos de crescimento, deverá triplicar até 2030, atingindo cerca de 5,1 TW em 2028 e ≥ 7 TW em 2030 [2]. Estas evoluções significativas são notórias e fazem sentir ao redor do globo, podendo-se destacar por exemplo, as regiões da Europa, América do Norte e Ásia, nas quais existem diversos mecanismos, políticas de incentivo as quais ao longo do tempo têm favorecido em grande escala este tipo de sistema, como a criação de parques solares de grande porte e/ou sistemas residenciais ou industriais.

No atual cenário de descentralização energética, o autoconsumo surge como uma forma de

compartilhar energia em muitos casos excedente em horários em que se esteja a utilizá-la e não haja capacidade ou meios de armazenamento, ou até em alguns casos se o armazenamento estiver a 100%. Basicamente permite que os consumidores produzam, utilizem e, em alguns casos, compartilhem a energia que geram nas suas próprias instalações. O conceito de autoconsumo coletivo, ou seja, a união de várias pessoas, como moradores de um mesmo bairro ou pequenos, médios e até grandes negócios (o segundo conceito sendo o aplicável ao projeto de mestrado aqui presente), para compartilhar a energia gerada por uma instalação solar comum, cria uma nova dinâmica. Isto é muito útil porque elimina a necessidade de cada um ter um sistema de armazenamento próprio podendo também eliminar, em grande parte a necessidade de utilização de energia proveniente da rede elétrica, sendo esta mais cara.

Este modelo por si só apresenta vantagens muito claras e evidentes. É um modelo que além de apresentar um aumento significativo na eficiência do uso de energia global de cada utilizador membro da comunidade, também diminui a perda de energia no transporte. Além destes benefícios já referidos, este modelo ajuda a que todos tenham acesso em alguns casos (determinados modelos de negócio que vão ser mais à frente falados) a energia renovável sem custos associados quer à sua aquisição, quer à sua instalação e mesmo assim apresentando uma redução acentuada em muitos casos na sua fatura. Pode ser assim muito útil para combater a tão chamada “pobreza energética”, que está muito presente em Portugal.

É possível constatar que, para o bom funcionamento de uma Autoconsumo Coletivo (ACC), é essencial o estabelecimento de sistemas para compartilhamento de energia, o que pode ser feito através de:

- Balanços virtuais;
- Microredes; (pequenas redes)
- Comunidades de Energia renovável (CER).

Sendo que:

“Balanços virtuais” respeitam a sistemas elétricos com UPAC (Unidades de Produção para Autoconsumo), onde os balanços virtuais referem-se à gestão e faturação da energia: mede-se a produção da UPAC e o consumo da Instalação de Utilização (IU), sendo a energia injetada na rede (excedente) e a energia consumida da rede (défice) compensadas, muitas vezes por balanços mensais ou em períodos mais curtos (15 min), com a ERSE e a ADENE a regularem estes processos, que envolvem tarifas de acesso às redes e a partilha de energia em Autoconsumo Individual (ACI) ou Coletivo (ACC).

“Microredes” são sistemas elétricos localizados que integram fontes de geração distribuída (solar, eólica), armazenamento de energia (baterias) e cargas, podendo operar conectadas à rede principal ou de forma autónoma, oferecendo maior resiliência, segurança e sustentabilidade energética, especialmente para comunidades isoladas ou em situações de falha da rede convencional, com controle inteligente e otimização do fornecimento.

Uma “Comunidade de Energia Renovável” (CER) é um grupo organizado de cidadãos, empresas

ou entidades públicas que se junta para produzir e usar energia renovável localmente, com o objetivo de beneficiar a comunidade, reduzir custos e promover a sustentabilidade, e não para gerar lucro como principal finalidade.

Contudo, devem ser ultrapassadas algumas adversidades ao nível regulamento de funcionamento, tal como, a divisão dos custos e benefícios, a forma de gestão do fluxo energético de cada participante e a definição de direitos de cada membro, tal como os seus deveres.

Uma ACC apresenta uma viabilidade técnica sujeita a alguns fatores, tais como, a localização dos utilizadores, o consumo energético, a capacidade específica da rede de distribuição, a sincronia entre a produção e ainda o facto de existirem ou não sistemas inteligentes de gestão energética. Em comunidades com padrões de consumo complementares entre si, residências e serviços, as taxas de autoconsumo podem aumentar drasticamente, isto faz com que a dependência da rede reduza significativamente, maximizando ao máximo a energia gerada localmente [3].

Portanto, estudar o autoconsumo coletivo é crucial não apenas como uma solução técnica para integrar a energia solar em áreas urbanas, mas também para áreas industriais, mas também como uma maneira de promover a participação dos cidadãos na governação energética. Compreender como funciona essa dinâmica, enfrentando os desafios técnicos e regulatórios, é essencial para desenvolver soluções energéticas sustentáveis, descentralizadas e inclusivas.

1.2-Objetivos

O Objetivo final do presente trabalho é a realização de um estudo de viabilidade técnica e financeira de implementação de uma unidade de produção para ACC num parque industrial.

O Objetivo final e o desenvolvimento do estudo exigiram a definição e concretização de objetivos parciais, nomeadamente:

- Fazer o levantamento de campo, em todas as instalações/pavilhões do parque industrial, onde foram obtidas/recolhidas informações indispensável à realização do estudo de viabilidade técnica e financeira de implementação da ACC, nomeadamente:
- Dados dos Utilizadores/Proprietários das instalações/pavilhões, potenciais interessados em usufruir da energia a ser produzida na ACC (nome, contacto, predisposição para integrar a ACC;
- Identificação de consumo e perfil energético (consumo característico) individual das diferentes instalações/pavilhões do parque industrial no ano de 2024
- Área disponível para instalação de painéis fotovoltaicos nos telhados dos pavilhões;
- Identificação de instalações/pavilhões que já possuem produção de energia fotovoltaica;
- Definir a Metodologia utilizada para a realização do dimensionamento da unidade de ACC;

- Fazer o dimensionamento da ACC em função da área disponível nos telhados dos pavilhões para instalação de fotovoltaico, considerando o consumo potencial existente no parque industrial e estimar o potencial de venda na vizinhança a energia que eventualmente possa ser excedente;
- Avaliação da viabilidade económica do caso de estudo;
- Apresentação e proposta de um modelo de negócios para o caso de estudo.

1.3- Entidade Colaboradora

Este projeto foi elaborado com o apoio e colaboração da empresa “LGS Consult – Engenharia e Consultoria, Lda” e mais concretamente do Engenheiro Victor Silva, Diretor Técnico da empresa.

Esta empresa colaborou no estudo como parte interessada no resultado final do estudo e deu imputes de *know-how* e da sua experiência que foram bastantes importantes desde o início ao final do projeto.

A LGS Consult – Engenharia e Consultoria, Lda. é uma empresa da área de engenharia sediada em Portugal que dentro dos seus ramos de atividade, contempla as áreas de energia, meio ambiente, mobilidade e gestão de infraestruturas. Esta empresa tem experiência e *know-how* em projeto e instalação de UPAC (Unidade de Produção para Autoconsumo) e UPAC-C (Unidade de Produção para Autoconsumo Coletivo) e tem interesse nos resultados do presente trabalho de mestrado.

A empresa tem um forte foco em sustentabilidade e eficiência energética. O que a LGS faz em concreto é acompanhar os projetos desde a sua ideia inicial, projeto, até a sua execução, assegurando que tudo esteja de acordo com as normas e regulamentos técnicos e ambientais.

No setor da energia, a empresa tende a envolver-se em várias áreas, incluindo:

- Consultoria energética;
- Sistemas fotovoltaicos;
- Sistemas de iluminação.

1.4- Levantamento de campo

Todos os dados utilizados neste projeto, referentes a potências contratadas, áreas de colocação de painéis, perfis de consumo, foram retirados, por meio de interação pessoal e posteriormente via mail com cada entidade, ou (no caso das áreas de colocação dos painéis) via google maps.

O parque industrial em causa localiza-se nas Pontes, sendo composto por 5 setores num

complexo com 60 pavilhões.

As atividades desenvolvidas pelas várias empresas que constituem o parque são bastante distintas, diversificando-se, desde a restauração até à mecânica, o que por si só traz uma dinâmica bastante interessante a este parque em termos de diversidade de negócios.

1.5– Organização e Conteúdo do Projeto de Mestrado

No capítulo 1 faz-se o enquadramento e define-se os objetivos do estudo. É feita ainda uma caracterização de uma entidade externa a qual colaborou no estudo e apresenta-se a organização e conteúdo do projeto de mestrado.

No capítulo 2 é apresentada a evolução do sector energético português, além de se apresentar o estado e potencial do autoconsumo coletivo.

No capítulo 3 é apresentada uma revisão da evolução da Legislação aplicável ao autoconsumo.

No capítulo 4 são apresentados os diferentes modelos de partilha de energia aplicáveis a este estudo.

No capítulo 5 são apresentados os modelos de Negócio passíveis de implementação numa UPAC-C.

No capítulo 6 é definida a metodologia a utilizar no presente estudo para dimensionamento da UPAC-C.

No capítulo 7 apresentam-se as etapas realizadas para o desenvolvimento do Caso de Estudo.

No capítulo 8 é apresentado e desenvolvido o Caso de Estudo, bem como os cálculos associados.

No capítulo 9 apresenta-se o Plano de Negócios resultado do caso de estudo bem como os cálculos necessários à sua elaboração, e ainda os indicadores económicos escolhidos. **Erro!**

Marcador não definido.

Por último no capítulo 10 são apresentadas as principais conclusões a retirar do estudo realizado.

A bibliografia a que o estudo recorreu encontra-se no final do estudo.

Este trabalho contém ainda 9 anexos, onde são apresentados detalhadamente todos os cálculos realizados, bem como informação técnica associada ao estudo.

2. Capítulo 2 - Evolução do sector energético Português

Portugal consolidou-se como um país de referência na transição energética europeia, com uma elevada penetração de energias renováveis, com o primeiro regime jurídico iniciado em 2019 (já revogado) e um quadro jurídico atualizado em 2023 e 2024 que consagra expressamente o que é o autoconsumo coletivo.

2.1- Estrutura do setor energético nacional e evolução da energia solar fotovoltaica e energias renováveis em geral

A Produção e transporte de energia são asseguradas pela Rede Energética Nacional (REN) e a distribuição de energia é assegurada pela empresa Energias de Portugal (EDP), existindo também distribuidores e concessionários locais que também integram o sector. Recentemente, ao abrigo da nova legislação, a descentralização da produção de energia aumentou e é bem visível pela entrada em operação de várias UPAC/UPAC-C, criadas ao abrigo do DL(Decreto-Lei) 15-A/2022 [4], alterado em 2023.

A figura 2.1 sintetiza cinco décadas de evolução da produção elétrica nacional. Por volta da década de 1990 a produção era dominada pela hidroeletricidade e pelo carvão, apresentando variações acentuadas devido à precipitação. Entretanto, em grande parte, a partir de 1995, a produção elétrica a partir do gás natural, veio colmatar então, num crescimento rápido da geração térmica e se manteve como principal fonte até 2012. A partir de 2005 observa-se o aumento da energia eólica que, em apenas sete anos, duplicou sucessivamente, superando o carvão em 2013. Com o fim das centrais de Sines em 2021 e da Pego em 2023 [5], a geração de energia por queima de carvão foi quase anulada em Portugal, antecipando-se assim as metas de neutralidade carbónica [6] em quase 9 anos antes, pois a meta era para 2030.

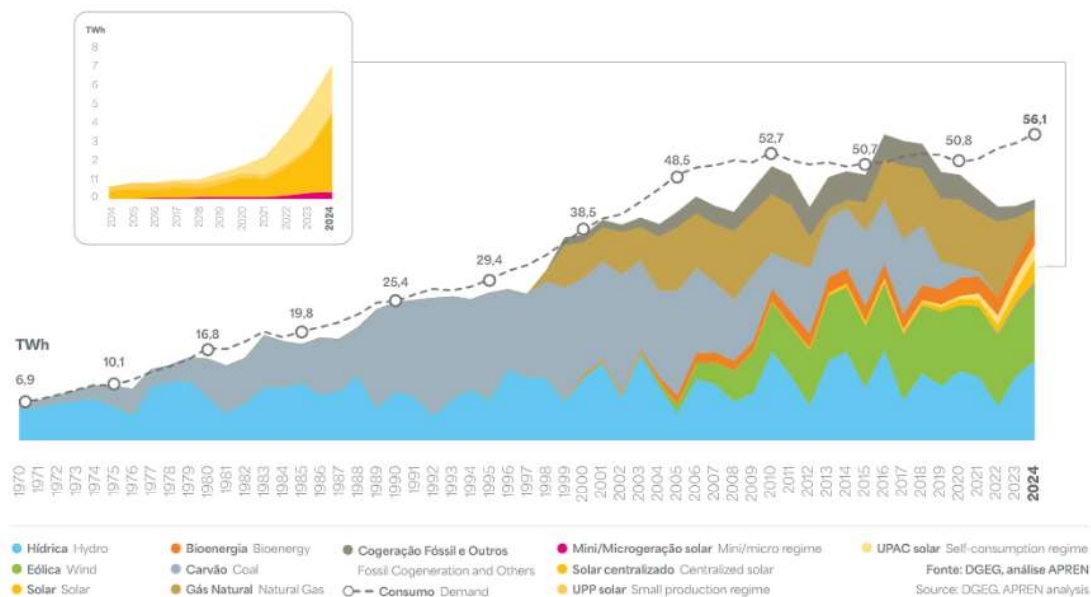


Figura 2.1 - Geração de eletricidade em Portugal Continental por fonte (1970-2024) [7]

Da figura acima é possível notar também o fraco peso do solar até 2017, sendo que, por volta de 2020, começa então a aumentar, provavelmente devido aos custos dos painéis que estão cada vez mais baixos a partir de 2010 e pelo enquadramento legal favorável criado com a implementação da DL 15-A/2022 [4]. Já em 2024 as renováveis todas juntas, contemplam algo como mais de 80% de toda a eletricidade gerada em Portugal.

A figura 2.2 mostra o desenvolvimento da potência das energias renováveis, em MW, ocorrido na última década. É possível constatar que, entre 2012 e 2017 a hidroeletricidade manteve-se praticamente estável.

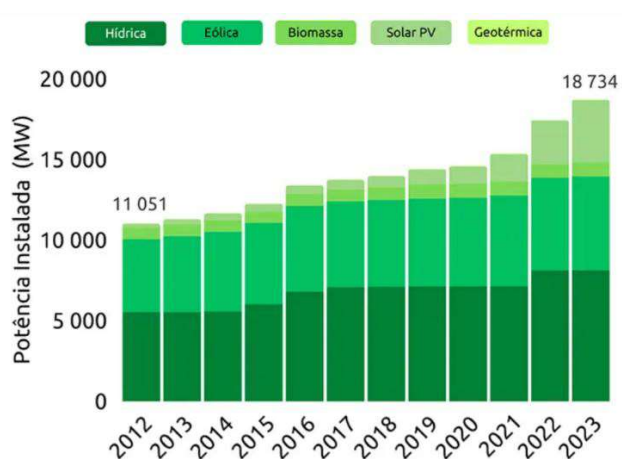


Figura 2.2 - Potência instalada em Portugal Continental por fonte de energia renovável (2012-2023). Fonte: adaptado de Renováveis Magazine [8]

Pode-se constatar que, relativamente à energia solar, esta é muito reduzida, até 2018, sendo que a partir de 2020, passa a duplicar de ano para ano, o que pode ser explicado por:

- Redução de custos superiores a 80 % desde 2010 [9];
- Enquadramento legal favorável (DL 15-A/2022 [4]) que permite a produção de energia em UPAC e UPAC-C sem limite de potência;

Globalmente é possível verificar que, num espaço de apenas onze anos, Portugal acrescentou ~7 GW (Giga-Watt) de capacidade renovável, dos quais quase 70 % são solares e eólicos instalados após 2019, ou seja, em apenas 4 anos. Este grande aumento de potência instalada de renováveis, nomeadamente a fotovoltaica aumenta e muito a sua importância, pois:

- Aproveitam aquela que é a energia gerada localmente;
- Ajudam a reduzir perdas na rede;

A trajetória visível na figura 2.2 explica a referida importância das energias renováveis e justifica o interesse e importância do trabalho realizado no presente trabalho de mestrado: otimizar tecnicamente a partilha de energia solar entre múltiplos consumidores, aproveitando o ritmo sem precedentes de expansão fotovoltaica observado em Portugal Continental.

2.2 - Autoconsumo coletivo – estado e potencial

O Autoconsumo Coletivo possui um potencial elevado pois pode ser instalado e funcionar em condóminos, parques industriais e cooperativas que desenvolvem UPAC-C beneficiando de:

- alta irradiância;
- da capacidade da rede instalada. [10]

O mapa da figura 2.3 apresenta o potencial técnico de geração fotovoltaica, em diferentes zonas de Portugal, em kWh/kWp por dia, baseado em dados recolhidos em 24 anos (de 1994-2018).



Figura 2.3 - Potencial de Geração Fotovoltaica (1994-2018) em Portugal Continental. Fonte: Global Solar Atlas 2.0 / World Bank [11]

Observa-se um gradiente crescente de potencial de produção, de norte para sul. Verifica-se:

- Potencial de 3,4 kWh/kWp/dia no litoral Norte e zonas serranas do interior (castanho-escuro);
- Potencial de 3,8—4,2 kWh/kWp/dia no planalto central e Alentejo litoral (amarelo);
- Potencial de maior que 4,6 kWh/kWp/dia no Baixo Alentejo e Sotavento Algarvio (laranja-claro), valores equiparáveis às regiões mais ensolaradas do Sul da Europa.

Pode-se constatar para um exemplo, 1 kWp (quilowatt-pico) instalado em Faro/Beja produz, em média, entre 1650 e 1680 kWh/ano, mas em contraste esse mesmo kWp em Bragança ou até em Viana do Castelo gera menos, cerca de uma média de 1200 a 1300 kWh/ano.

Em termos de implicações para uma UPAC-C, as escolhas dos locais com maior kWh/kWp/dia obviamente significa que vão atingir um pay-back mais curto.

Em termos de dimensionamento, a irradiância permite escolher fatores de capacidade $\geq 20\%$ (sendo

o fator de capacidade a eficiência com que uma instalação solar utiliza o seu potencial de geração ao longo do tempo) para estes projetos.

A fim de efetuar uma boa gestão de intermitência, com picos de produção diária mais elevados, realça-se a importância de haver membros das comunidades UPAC-C com perfis de consumo distintos.

Além disso é possível verificar que a maioria do território continental de Portugal (mais de 60%) apresenta um $PVOUT \geq 3,8 \text{ kWh/kWp/dia}$ o que supera a média europeia que anda à volta dos $3,3 \text{ kWh/kWp/dia}$ e reforça assim a elevada atratividade técnica para instalações de autoconsumo coletivo em todo o Alentejo, Algarve e planalto central – região onde se concentrarão os casos de estudo do Capítulo 4.

O quadro legal atual (DL 15-A/2022 + alterações 2023) [4][12] e os incentivos PRR (Plano de Recuperação e Resiliência) posicionam Portugal como território privilegiado para a investigação e implementação de soluções de partilha energética – objeto central deste projeto de mestrado.

3. Capítulo 3 - Evolução da Legislação aplicável ao Autoconsumo

Apresenta-se seguidamente uma identificação suficientemente detalhada da evolução da legislação aplicável às unidades de produção de energia (UPAC e UPAC-C)

Verificando-se que a legislação mais recente, atualmente em vigor aplicável ao autoconsumo coletivo em Portugal, é o Decreto-Lei n.º 99/2024 [13],

Em cada uma da legislação identificada seguidamente é referido:

- Âmbito a que se refere;
- As principais alterações introduzidas;
- Se se encontra vigente ou revogado;
- Qual o seu impacto direto na vida útil de uma UPAC-C.

i. Decreto-Lei n.º 162/2019[14] – 1.º regime jurídico (REVOGADO)

Este foi o primeiro regime jurídico do autoconsumo coletivo em Portugal, publicado com o objetivo de transpor a Diretiva (EU (União Europeia)) 2018/2001 (RED (Diretiva das Energias Renováveis II) [15], que introduziu os conceitos de:

- Autoconsumidor de energia renovável;
- Autoconsumo coletivo;
- CER (Comunidades de energia renovável).

Note-se que estes conceitos eram inexistentes até à criação desta diretiva na legislação da UE.

Principais disposições:

- Criação de UPAC individual e coletiva;
- Imposição de perímetro de partilha: 500 metros;
- Coeficiente de partilha: mensal;
- Isenção de licenciamento para < 1 MW em zona urbana.

Este diploma já foi revogado, mas mantém-se relevante como ponto de partida legislativo do autoconsumo coletivo em Portugal.

ii. Portaria n.º 16/2020 [16] – Procedimentos técnicos e comerciais (VIGENTE)

Surgiu da necessidade urgente de operacionalizar o conteúdo do Decreto-Lei n.º 162/2019 [14], dada a escassez de regras práticas para medição, contratos e trocas de dados entre a Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC), operadores e consumidores.

Assim, foi também recomendada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) o alinhamento do processo nacional com práticas europeias (Alemanha e Países Baixos).

Principais disposições:

- Modelo de contrato-tipo entre a EGAC e o operador da rede;
- Medição horária obrigatória;
- Formulários de adesão e saída de participantes;
- Definição de “coeficiente de partilha provisório” até certificação definitiva.

Impacto direto: Base para a redação dos contratos das comunidades.

iii. Despacho n.º 4/2020 [17] – Fixação da TUR para autoconsumo (VIGENTE)

Criado para fixar o valor da tarifa de uso da rede (TUR), com proposta da ERSE de valor simbólico para não desincentivar o autoconsumo.

Principais disposições:

- Primeiro valor monetário da TUR sobre energia partilhada;
- Atualização anual por portaria da ERSE.

Impacto direto: Reflete-se no modelo de negócio, que deve adaptar-se a esta tarifa.

iv. Regulamento n.º 8/2021 [18]– Regras de medição (VIGENTE)

Criado para garantir a interoperabilidade entre contadores inteligentes, transpondo recomendações da Comissão Europeia sobre DLMS (Especificação de Mensagens da Linguagem de Dispositivos)/COSEM (Especificação Complementar para Medição de Energia) e cibersegurança.

Principais disposições:

- Especificações técnicas para contadores;
- Responsabilidades da EGAC na leitura e comunicação de dados;
- Obrigatoriedade de telecontagem em todos os pontos de interligação;
- Medições incluídas no projeto de infraestruturas de medição.

Impacto direto: Acresce medições passíveis de serem incluídas no projeto de infraestruturas de medição.

v. Regulamento n.º 373/2021 [19] - REVOGADO

Criado para operacionalizar o novo regime jurídico do autoconsumo e das comunidades de energia renovável, conforme o Decreto-Lei n.º 162/2019 [14], introduz de forma formal o ACC e a figura da EGAC.

Principais disposições:

- Enquadramento Legal das CER;
- Definição das modalidades de autoconsumo coletivo e individual;
- Estabelecimento da EGAC como entidade central no relacionamento com os operadores da rede e os comercializadores;
- Regras de partilha de energia entre instalações de consumo e armazenamento;
- Integração de projetos-piloto para partilha;

Impacto direto: Facilita a partilha de energia entre os vários participantes, cria um modelo simplificado e centralizado a partir da EGAC, promove a produção descentralizada com base em fontes renováveis.

vi. Decreto-Lei n.º 15-A/2022 [20] – Regime vigente (BASE LEGAL)

Transpõe integralmente a RED II [15], cria a figura jurídica da Comunidade Energética Renovável (CER) e elimina barreiras administrativas e limites de potência.

Principais disposições:

- Remoção de limites de potência para UPAC-C;
- Alargamento do perímetro para 1 km (quilómetro) da subestação;
- Introdução de “net-balance” horário para micro-UPAC ≤ 200 W;
- Criação da figura da CER.

Impacto direto: Diploma-base, todos os diplomas subsequentes devem estar em conformidade com este.

vii. Decreto-Lei n.º 72/2022 [21] – RJAIA simplificado (VIGENTE)

Criado para cumprir metas do PNEC (Plano Nacional de Energia e Clima) 2030 [6] e transpor recomendações da Comissão Europeia sobre “one-stop shop” ambiental.

Principais disposições:

- Prazo máximo de 90 dias para licenciamento ambiental de UPAC-C < 1 MW em zona urbana;
- Dispensa de AIA (Avaliação de Impacte Ambiental) em caso de não impacte significativo;
- Isenção para < 250 kW em telhados.

Impacto direto: Redução significativa da burocracia e antecipação da entrada em exploração dos sistemas.

viii. Regulamento n.º 815/2023 [22] – Código técnico-operativo (VIGENTE)

Transforma as regras do Decreto-Lei n.º 15-A/2022 [20] em prática diária, articulando procedimentos

entre E-REDES, comercializadores e EGAC.

Principais disposições:

- Partilha horária mínima de 15 min;
- Custos de contador inteligente a cargo do operador de rede;
- Quatro modos de partilha: fixo, proporcional ao consumo, hierárquico e dinâmico;
- CUR compra excedentes quando a EGAC não o faz;
- Comunicação remota obrigatória de diagramas de carga.

Impacto direto: Manual técnico para dimensionamento, contratação e operação de qualquer UPAC-C.

ix. Decreto-Lei n.º 99/2024 [23] – Última alteração (VIGENTE)

Transpõe parcialmente a RED III (Diretiva 2023/2413) [24], promove investimentos em armazenamento e reduz prazos de licenciamento.

Principais disposições:

- Redução do prazo de licenciamento de 3 para 2 anos;
- Presunção de interesse público para renováveis + armazenamento;
- Obrigatoriedade de Proposta de Definição de Âmbito mesmo para UPAC-C < 50 kW;
- Alargamento do perímetro para 2 km da subestação.

Impacto direto: Favorece o armazenamento, mas exige mais documentação ambiental.

Define o que é uma Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC) como *“Entidade gestora do autoconsumo coletivo» ou «EGAC» a pessoa, singular ou coletiva, que pode ou não ser autoconsumidor, designada pelos autoconsumidores coletivos, para a prática de atos em sua representação;”*

A EGAC é uma figura central na forma como funcionam as ACC's em Portugal. É a entidade responsável por assumir diversas formas jurídicas, como:

- Gestora do condomínio;
- Comercializadora de energia;
- Uma empresa terceira especializada;
- Até um dos membros da própria comunidade.

Esta tem um conjunto de enorme magnitude de responsabilidades, desde responsabilidades administrativas, técnicas, até comerciais, as quais são necessárias para o funcionamento eficiente e legal da comunidade. É possível destacar:

- Gerenciamento dos contratos de uso de Rede Elétrica de Serviço Público;

- Monitorização da produção e consumo de energia, garantindo a distribuição eficiente e plenamente justa (baseada nos coeficientes de partilha) entre os participantes;
- Articulação com o CUR (Comercializador de Último Recurso) para a venda de excedentes de energia produzida;
- Responsabilidade de recolha, leitura e comunicação, quer de dados de produção, quer de consumo segundo o Regulamento do Autoconsumo;
- Gerenciamento dos contratos da comunidade, contas correntes, faturas e possíveis compensações a atribuir a membros.

Existe também uma área reservada nas plataformas do operador da rede, esta reservada á EGAC, onde é possível:

- Gerir os contratos de cada coletividade;
- Consultar todas as faturas existentes e contas correntes;
- Acompanhar como está o desempenho energético da comunidade;
- Proceder à submissão de documentação técnica e até ambiental.

A atuação da EGAC pode afetar a vida útil da UPAC-C, sendo assim, esta necessita de ser eficaz pois esta é determinante para:

- A comunidade ser viável economicamente;
- A harmonização do funcionamento da comunidade;
- A melhor otimização do consumo e também da produção;
- A manutenção da conformidade legal e regulatória da UPAC-C.

4. Capítulo 4 - Modelos de Partilha de Energia

Estes são modelos que definem a forma como a energia produzida por uma instalação fotovoltaica do tipo UPAC-C distribui entre os seus diferentes participantes a energia ao qual a mesma produz. A partilha pode ser feita com base em critérios bastante diversos como:

- Proporção do consumo individual;
- Proporção da potência contratada;
- Regras previamente acordadas.

O objetivo principal sendo sempre a distribuição justa e transparente da energia produzida pela UPAC-C por cada um dos membros/participantes.

Nos subtópicos seguintes serão apresentados os modelos de partilha de energia possíveis de implementar para o Autoconsumo coletivo em Portugal.

4.1- Modelo Fixo (Coeficientes) - Funcionamento Prático

Em termos de funcionamento prático este funciona da seguinte maneira, se exemplificarmos um condomínio, o qual dispões de 3 frações distintas, sendo:

- Uma fração nomeada A que compõe 60% da área útil do condomínio;
- Uma fração nomeada B que compõe 20% da área útil do condomínio;
- Uma fração nomeada C que compõe 20% da área útil do condomínio;

Com base nestes dados hipotéticos se uma UPAC produzisse 1000kWh (quilowatt-Watt-hora) num dia, a distribuição por via do modelo fixo seria 600kWh para a fração A, 200kWh para a fração B e 200kWh para a fração C.

No caso de uma das frações não estar a consumir, essa energia será então injetada na rede, o que gerará por consequência, excedentes.

Na figura 4.1 demonstra-se o funcionamento típico de um modelo do tipo fixo.

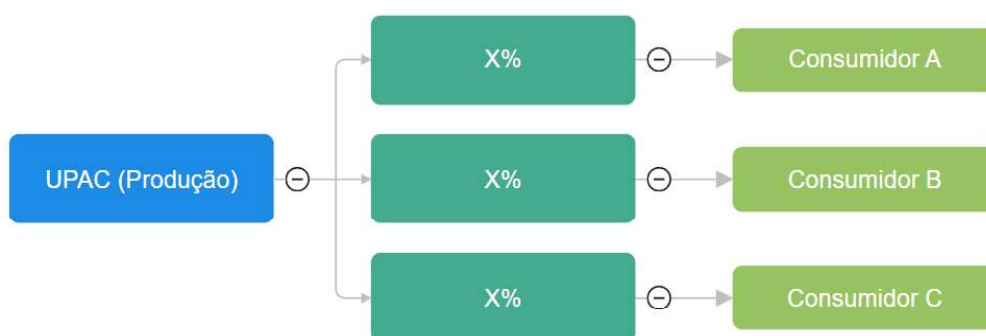


Figura 4.1 – Exemplo demonstrativo de Modelo Fixo

4.2- Modelo Proporcional ao Consumo - Funcionamento Prático

Em termos de funcionamento prático este funciona da seguinte maneira, se exemplificarmos novamente com base no mesmo exemplo do modelo anterior, mas desta vez baseado no consumo real num determinado espaço de tempo, vamos assumir uma hora por exemplo:

- Supondo que a fração A está a consumir 5 kWh, a fração B está a consumir 12 kWh e a fração C está a consumir 6 kWh. Se a UPAC produzir durante esse período o mesmo que as três frações juntas estão a consumir (23 kWh), então a partilha será proporcionalmente direta ao consumo de cada fração.

Na figura 4.2 demonstra-se o funcionamento típico de um modelo do tipo proporcional.

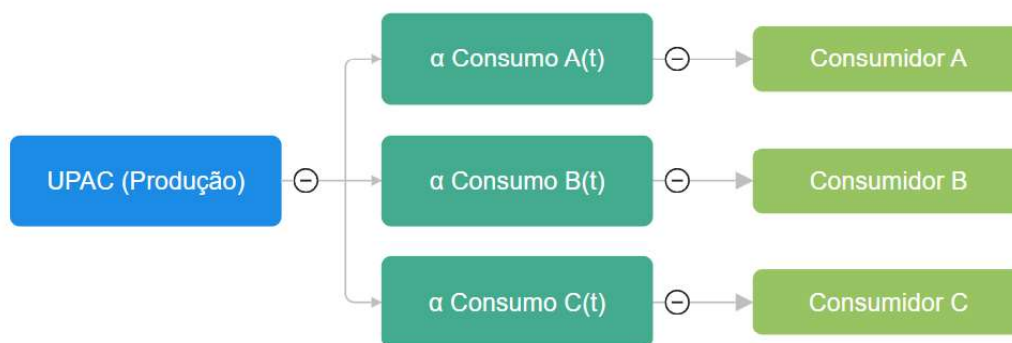


Figura 4.2 - Exemplo demonstrativo de Modelo Proporcional ao Consumo

4.3- Modelo Hierárquico - Funcionamento Prático

Em termos de funcionamento prático este funciona da seguinte maneira, se exemplificarmos com base no modelo seguinte, imagine-se 3 empresas, A, B e C com ordem de prioridade crescente 1,2 e 3.

Se a UPAC produzir 100kWh, mas as necessidades de cada uma das empresas forem:

- 60kWh para a empresa A;
- 35kWh para a empresa B;
- 12kWh para a empresa C.

Neste exemplo a empresa A recebe 60 kWh de energia, a empresa B recebe 35kWh de energia e empresa C como é a menos prioritária apenas recebe o excedente, 5kWh de energia, não conseguindo colmatar todo o seu consumo de energia com a energia fornecida pela UPAC.

Na figura 4.3 demonstra-se o funcionamento típico de um modelo do tipo hierárquico.

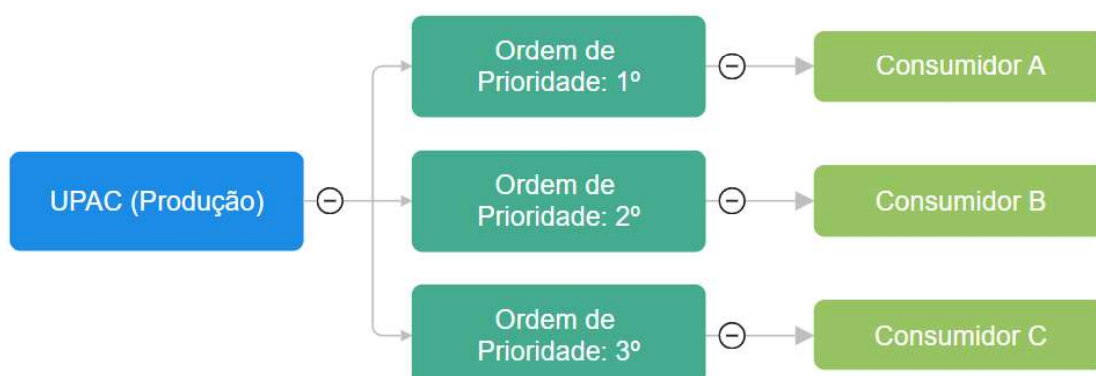


Figura 4.3 - Exemplo demonstrativo de Modelo Hierárquico

4.4- Modelo Dinâmico - Funcionamento Prático

Este é um modelo baseado em algoritmos e previsões, podemos usar como exemplo algumas hipóteses utilizadas neste tipo de modelo:

- Baterias e sistema inteligente, com previsão de horas de sol forte/fraco (irradiação);
- Capacidade de sistema inteligente de reduzir quotas quando ditos membros têm baterias carregadas em detrimento de outros que não têm e precisam de as carregar;
- Na essência, ajuste de todo um sistema inteligente de gestão automática personalizada.

Na figura 4.4 demonstra-se o funcionamento típico de um modelo do tipo dinâmico.



Figura 4.4 - Exemplo demonstrativo de Modelo Dinâmico

5. Capítulo 5 - Modelos de Negócio passíveis de implementação numa UPAC-C

De forma a implementar sistemas UPAC-C, não serve apenas deter uma estrutura técnica adequada, é necessário também dispor de um modelo de negócios sério, o qual em bom tom assegure, a viabilidade do projeto a nível económico, a nível de sustentabilidade e que mantenha um nível relativo de equidade entre os membros.

Para isso, a escolha do modelo de negócios deve depender de fatores como:

- O perfil dos membros;
- A capacidade de investimento;
- Quais os objetivos da comunidade em questão;
- Qual o enquadramento legal.
- De referir que os modelos de negócio aqui apresentados são apenas alguns modelos existentes e que existem mais modelos de negócio passíveis de implementação.

5.1 - Modelo de Investimento Próprio

Trata-se de um modelo no qual todos os membros financiam proporcionalmente a instalação da UPAC-C. Cada membro começa por investir um capital inicial proporcional à sua quota de energia, e os custos operacionais são partilhados entre estes.

Vantagens:

- Confere uma autonomia de maior porte e um maior controlo da UPAC-C entre os membros da comunidade;
- Retira por completo qualquer dependência de terceiros.

Desvantagens:

- Requer um grau de investimento inicial qualitativamente superior;
- Não necessita de um acordo sólido entre cada membro da comunidade.

5.2 Modelo com um Terceiro Investidor (ESCO)

Neste modelo uma empresa exterior, neste caso uma ESCO (Empresa de Serviços de Energia) financia e instala a UPAC-C. A comunidade então passa a pagar uma tarifa que é previamente acordada, esta sendo inferior ao preço da rede, o investidor passa então a acumular os riscos de manutenção da UPAC-C.

Vantagens:

- Não requer qualquer investimento inicial pelos membros;
- O risco passa a ficar todo do lado do investidor.

Desvantagens:

- Existe obviamente uma menor poupança relativa a longo termo;
- Os membros passam a ficar “presos” contratualmente por um prazo entre os 5-15 anos geralmente.

5.3 Modelo de Leasing Operacional

Neste modelo é possível a comunidade alugar uma instalação por um certo período de tempo, pagando prestações à empresa fornecedora. Podendo haver ou não no final de contrato uma opção de compra.

Vantagens:

- Apresenta custos fixos e previsíveis ao longo do tempo;
- Não tem a necessidade de um capital inicial tão elevado.

Desvantagens:

- O custo total superior, quer tenha ou não opção de compra incluída, passa sempre a ser superior a uma opção de investimento próprio;
- Menos flexibilidades de contrato.

5.4 Modelo de Comunidade Energética Renovável (CER)

Neste caso refere-se a uma CER, uma estrutura jurídica própria que gere a UPAC-C, podendo esta ser uma associação ou uma cooperativa, esta pode quer, captar fundos públicos, vender excedentes de produção e até aplicar governança democrática.

Vantagens:

- Acesso a incentivos de apoio e financiamento do tipo público;
- Governança democrática.

Desvantagens:

- Tem uma mais complexa e detalhada organização administrativa;
- Necessidade de mais robustez regulamentar (regulamento interno), necessidade de estatutos.

5.5 Modelo Misto

Este é um modelo que combina o investimento próprio com o financiamento externo. Parte do capital de investimento é suportado pelos membros ou por alguns dos membros, o restante é suportado por via de uma ESCO ou leasing.

Vantagens:

- Permite uma redução do esforço financeiro inicial em relação ao investimento próprio por si só, mantendo na mesma algum controlo por parte dos membros que decidirem investir.

Desvantagens:

- Apresenta uma estrutura contratual um tanto quanto complexa.

6. Capítulo 6 – Metodologia para dimensionamento da UPAC-C

Para dimensionar um sistema do tipo UPAC, no caso do projeto (caso de estudo em concreto) uma UPAC-C, é necessário seguir um processo técnico e também económico, que visa garantir a correspondência entre os valores de energia produzida e os perfis de consumo distintos de cada

utilizador, para isso é necessário proceder-se a um dimensionamento adequado, o qual maximize o autoconsumo, consiga minimizar os excedentes a vender aos comercializadores do mercado e assegure definitivamente a viabilidade financeira do investimento. Caso haja excedentes estes devem ser vendidos a consumidores locais, que se encontre a 2 km da central e que adiram à CER.

Este é um processo que envolve uma análise detalhada dos consumos agregados de toda a comunidade, a estimativa da produção fotovoltaica com base na área disponível para implementação dos painéis e nas condições solares do local em questão, isto sem contar com a potência instalada resultante da escolha do modelo de painéis.

Assim, a metodologia seguida no presente trabalho inclui:

6.1 - Levantamento de Dados

Passa pela obtenção e recolha dos dados de consumo elétrico de todos os utilizadores da comunidade. Idealmente, opta-se pela recolha de dados horários ou, pelo menos, diários ao longo de um ano, pois este nível de detalhe permite uma análise mais precisa dos padrões de utilização e da coincidência com a produção solar. Estes dados são fundamentais para dimensionar corretamente o sistema e garantir que a partilha de energia seja feita de forma justa e eficiente.

No caso específico do presente estudo, não foi possível obter dados com essa especificidade. Apenas se conseguiu reunir os consumos mensais ao longo de um ano, o que limita a capacidade de identificar variações diárias ou horários de pico. Ainda assim, estes dados permitem analisar tendências gerais, sazonalidade e estimar a média do consumo energético por pavilhão/instalação, fornecendo uma base suficiente para o desenvolvimento do nosso caso de estudo, através da simulação de diferentes cenários.

É também necessário fazer o levantamento da área máxima disponível para instalação de painéis solares fotovoltaicos

6.2 - Potencial Solar

Relativamente ao potencial solar é necessário avaliar a irradiância solar do local a escolher, podendo utilizar aplicações como PVGIS (Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica) ou o Global Solar Atlas, ou outras formas possíveis para cálculo do potencial de produção de energia.

Outros dados importantes de considerar são a orientação, a inclinação e possíveis sombreamentos (os quais propuseram-se como um grande desafio no método de cálculo pelo simulador escolhido, e por isso foram apenas considerados posteriormente na folha de cálculo, retirando uma percentagem de energia total).

6.3 – Cálculo da Potência máxima a Instalar

Este cálculo considera a área máxima disponível para instalação de painéis solares, a potência solar e as características dos painéis.

Com base nos consumos anuais da comunidade, define-se um valor de potência instalada que pode ser ajustado consoante os objetivos no projeto, o qual no contexto deste projeto vai ser estudado em 3 cenários de potência distintos dando forma a metodologia de instalação de instalação da maior, média e pequena quantidades.

Este estudo visa descobrir se o sobredimensionamento pode levar a elevados excedentes e menor retorno económico, ou se o subdimensionamento pode limitar os benefícios do autoconsumo.

6.4 - Escolha dos Equipamentos e Programa de Simulação utilizados

Para proceder à escolha de um equipamento específico é necessário ter em conta a eficiência, durabilidade, compatibilidade com o sistema proposto, componentes que o compõem.

Geralmente inclui-se:

- Painéis fotovoltaicos;
- Inversores;
- Estruturas de fixação;
- Proteções Elétricas;
- Sistemas de Monitorização;
- Armazenamento.

Utilizando os painéis e inversores pretendidos e para modelar o desempenho deste tipo de sistemas ao longo do ano é necessário recorrer a softwares de simulação. Geralmente testam-se diferentes configurações até encontrar aquela que maximiza o rendimento máximo dos painéis.

6.5 - Simulação de cenários

Para se poder avaliar diferentes soluções de potência a instalar é necessário traçar e avaliar diferentes cenários de potência a instalar e de consumidores a aderir à UPAC-C.

No presente estudo são simulados 9 cenários, que são desenvolvidos e analisados abaixo e que consideram, relativamente ao máximo de produção, a instalação da potência de produção de energia elétrica de 25%; 50% e 100%, conjugados com a adesão de 25%; 50% e 100% de utilizadores (pavilhões/instalações) que poderão aderir à UPAC-C.

6.6 - Análise Económica e Verificação Final

Depois de realizados todos os cálculos de dimensionamento é então realizada uma análise económica a cada um dos cenários, a qual deverá complementar todos os indicadores necessários e habituais a este tipo de análises, tais como:

- Período de retorno de Investimento (Pay-back);
- Valor Atual Líquido (VAL);
- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR);

7. Capítulo 7 – Etapas de desenvolvimento do Caso de Estudo

No presente subcapítulo é feita uma contextualização do método/processo utilizado para a elaboração, quer do dimensionamento do sistema UPAC-C para o caso estudo quer para a análise de viabilidade económica posteriormente executada.

7.1 Escolha do local do caso de estudo

Em primeiro lugar, é necessário escolher o local onde será instalado o sistema UPAC-C. Esta etapa é importante porque a localização pode influenciar vários fatores, como a eficiência do sistema, os custos de instalação e a facilidade de integração com a infraestrutura existente. Normalmente, esta escolha deve considerar aspetos como a orientação solar, a disponibilidade de espaço e a proximidade dos pontos de consumo, garantindo que o projeto seja viável e funcional.

No caso do presente projeto de mestrado, esta escolha não foi feita pelo autor com base numa análise prévia. A escolha do local objeto de estudo, Parque industrial, deve-se a várias razões, nomeadamente:

- Por ser um Parque Industrial e não um terreno agrícola fértil para destruir, como se está a generalizar em Portugal nos últimos anos, pratica sem controlo, que é um crime ambiental.
- Por haver diversidade de tipologia de instalações, como serviços, indústria e outros, o que perfaz um exemplo para qualquer parque industrial que contenha qualquer tipologia de instalações
- Por último, por o Parque Industrial se encontrar perto do Instituto Politécnico de Setúbal (IPS) e permitir uma interação entre o IPS e a comunidade empresarial local, que em última análise, certamente poderá beneficiar do presente estudo.

7.2 Identificação/Abordagem a possíveis membros da comunidade de energia

Em seguida foi feito trabalho de campo com uma abordagem pessoal e presencial a todos os potenciais membros da ACC, nas suas instalações industriais, a que se seguiu os contactos por e-mail aos mesmos, sendo que todos os contactados foram registados num “inquérito” tipo que será mostrado e analisado abaixo.

Entre outros, durante o trabalho de campo, confirmou-se em termos de requisitos que as instalações (pavilhões do parque industrial), se caracterizam por:

- estar localizados na proximidade da UPAC (até 2 km da subestação, conforme DL 99/2024 [23];
- estar ligadas à mesma rede;
- a propriedade dos pavilhões/instalações ser variável, isto é: em alguns casos a propriedade é dos próprios residentes e noutros casos as instalações são alugadas.

Note-se que esta última situação pode dificultar as autorizações para instalação dos painéis, quando o utilizador da instalação não é o proprietário do mesmo.

7.3 Perfil de consumo de cada membro

Verificou-se que nem todos os potenciais membros da ACC, que afirmaram o seu interesse na mesma durante a conversa presencial, facultaram depois os dados do seu consumo. Em termos de perfil de consumo, o ideal seria poder analisar a partir dos diagramas de carga de cada utilizador/interessado, mas, dos interessados que facultaram os seus dados, só foi possível obter as faturas dos últimos 12 meses. Assim, os dados foram tratados somando-se todos os consumos (dos 7 pavilhões) em cada período horário (vazio; cheia; super-vazio; ponta) de acordo com os registos nas faturas.

É possível verificar, através da equação (7.1), o cálculo da percentagem de energia efetivamente destinada ao autoconsumo pelos membros (Fator de Simultaneidade), aplicada no contexto deste projeto de mestrado. Este cálculo resultou numa percentagem de 74,2%. A equação (7.1) foi definida como uma simplificação metodológica baseada na sobreposição temporal. O rácio assume que toda a produção solar que ocorre dentro do horário de funcionamento dos membros da UPAC-C (2080 horas anuais provenientes de 8 horas por dia de produção solar) é autoconsumida, e que a produção fora desse horário (fins de semana e feriados) é injetada na rede. O valor 74,2% representa, portanto, a percentagem de horas de sol anuais que coincidem com o horário laboral estimado a partir do total de horas anuais (2800 horas [25]).

$$\text{Fator de simultaneidade} = \left[\frac{\text{Horas de Funcionamento anuais}}{\text{Horas solares anuais}} \right] \quad (7.1)$$

Em que:

- *Horas de Funcionamento anuais :*
52 semanas x 5 dias uteis x 8 horas por dia –
2080 horas por ano
- *Horas solares anuais : 2800 horas*

7.4 Escolha do Modelo de Negócio

Em seguida, esta etapa foi realizada como explicado em 8.8.2, foi escolhido um dos modelos (referidos no capítulo 5) e testada a sua implementação.

Esta escolha tem por base, diversos moldes como a quantidade de empresas abrangidas, o tipo de empresas, perfis de consumos e complementação dos mesmos, entre outros.

7.5 Dimensionamento do Sistema UPAC-C

Neste ponto, utilizando o programa de simulação Solterm5.3 que apesar de não ser próprio para sistemas UPAC, funciona de forma adequada para simulação de sistemas fotovoltaicos de pequena/média dimensão sendo que os cálculos finais foram depois compilados em Microsoft Excel, tal como os cálculos referentes aos modelos de partilha de energia foram posteriormente efetuados em Microsoft Excel.

7.6 Análise Económica

Nesta fase, procede-se à análise quantitativa de custos quer operacionais, quer de investimento, quer de retorno financeiros de diferentes opções possíveis estimadas e escolhidas.

Com base nestas hipóteses, concluiu-se quanto à viabilidade ou não do projeto/caso de estudo.

Considerando que alguns potenciais membros poderão não aderir à ACC, a análise económica considerou vários cenários diferentes (os quais vão ser explicados mais à frente no subcapítulo 8.6.2 e 8.7), em que aderem, à ACC, percentagens diferentes de membros do parque empresarial e também cenários complementares a estes que se conjugam mutuamente com percentagem de dimensionamento diferentes para a central fotovoltaica.

8.2- Levantamento da área Disponível e Cálculo dos Painéis Possíveis de Instalar

Em geral uma área bastante vasta do parque empresarial é capaz de permitir a intervenção/instalação de painéis solares fotovoltaicos, mas existem condicionantes, como, painéis existentes, obstáculos, entre outros. Para cálculo de áreas disponíveis para instalação de painéis fotovoltaicos fez-se uma análise via Google Maps a qual está representada nos Anexos de 1 a 5, cujas áreas se apresentam na tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Áreas úteis disponíveis

Áreas Úteis disponíveis (m2)	
Setor A	964.55
Setor B	1925.77
Setor C	10885.66
Setor D	19051.28
Setor E	1043.17
Total dos Setores	33870.43

Da tabela observa-se que existe uma área total disponível para a colocação de painéis igual a 33.870 m2, isto é, uma área acima de 3 hectares.

8.3- Escolha do Pannel Fotovoltaico e Respetivo Inversor

Com as áreas úteis disponíveis para a instalação levantadas, optou-se por escolher um painel fotovoltaico e um inversor como referência na realização dos processos de simulação e cálculo. Esta escolha fixa parâmetros técnicos a serem definidos, incluindo potência e eficiência, além da compatibilidade entre equipamentos, assegurando que o sistema a ser projetado é, de facto, viável e adequado às condições em que será instalado. A escolha destes componentes também permite determinar uma estimativa base para a produção e os seus respetivos custos.

Estes elementos foram utilizados de forma contínua ao longo do desenvolvimento do projeto, integrando não só as simulações e os cálculos, mas também a elaboração do plano de negócios incluído neste projeto de mestrado. A escolha de equipamentos específicos possibilita assim, uma análise mais realista, aproximada ao estudo das condições práticas de implementação e permitindo assim a avaliação da viabilidade económica do sistema proposto em condições mais próximas das reais.

8.3.1 Escolha do painel fotovoltaico

Optou-se pela escolha do painel JA Solar JAM72S30 545/MR /1500V, painel cuja ficha técnica se encontra no Anexo 6.

Esta escolha baseia-se numa extensa análise de mercado e análise circunstancial aferida e que pode ser fundamentada pelos seguintes pontos:

- Tendo em conta que o local é uma grande área industrial e que o painel apresenta uma potência de 545 Wp, um valor bastante elevado dentro da métrica do mercado, este constitui um ponto válido;
- O painel utiliza células PERC (Célula com Emissor Passivado e Face Posterior Refletora) e configuração mono-cristalina, oferecendo maior saída de potência, melhor desempenho em altas temperaturas e resistência a PID (Degradação potencial induzida);
- Preço baixo para o tipo de painel (Tier 1 na classificação da BloombergNEF);
- Garantia de 12 anos para o produto e de 25 anos para o desempenho linear.

Em base, a escolha refletiu-se num extenso estudo de mercado e em fatores como, preço, qualidade e desempenho, mas sobretudo adequabilidade à situação em causa.

8.3.2 Cálculo da área efetiva por painel e número de painéis a instalar

Para o cálculo da área efetiva de implantação por módulo (tabela 8.2), foi considerada a instalação dos painéis com orientação a Sul (0°) e inclinação de 35° [27], optando-se pela disposição na horizontal (configuração Paisagem/Landscape).

Nesta configuração, a área necessária por unidade inclui não apenas a dimensão física do módulo, mas também a sua quota-parte do corredor de sombra. O cálculo foi realizado somando a largura do painel (1,13 metros) com o espaçamento longitudinal necessário (1,20 m), determinado pela fórmula trigonométrica de sombreamento (equação 8.1) com base no ângulo solar mínimo de inverno também chamado de ângulo elevação de inverno (28,5°) [28][29]:

$$Espaceamento\ longitudinal\ recomendado = \frac{altura\ painel}{\tan(angulo\ elevação\ inverno)} \quad (8.1)$$

Obtendo-se a área efetiva pela fórmula seguinte:

$$Área\ efetiva = Comprimento \cdot (Largura + Espaceamento\ longitudinal\ recomendado) \quad (8.2)$$

Os resultados destes cálculos falados nos parágrafos anteriores encontram-se na tabela 8.2.

Nesta tabela apresentam-se as dimensões dos painéis, bem como o espaçamento recomendado calculado necessário ao cálculo da área efetiva também aqui calculada.

Tabela 8.2 – Características do painel selecionado

Características do painel JA Solar JAM72S30 545/MR		
Comprimento	2.28	m
Largura	1.13	m
Área	2.58	m ²
ângulo de elevação solar no	28.5	°
Altura do painel	0.65	m
Espaçamento Longitudinal	1.20	m
Área efetiva por painel	5.31	m ²
Potência por painel	545	W

A partir da área útil de cada setor e das características de cada painel apresentadas na tabela 8.2 calculou-se o número de painéis e a potência total de painéis respectivos para cada um dos setores, como se pode observar nas tabelas de 8.3 a 8.7.

Tabela 8.3 – Número de painéis, área e potência totais do Setor A

Setor A		
Número painéis	181	-
Potência total	99	kW
Área Total	964.5	m ²

Tabela 8.4 - Número de painéis, área e potência totais do Setor B

Setor B		
Número painéis a instalar	362	-
Potência total dos painéis	197	kW
Área Total	1925.8	m ²

Tabela 8.5 - Número de painéis, área e potência totais do Setor C

Setor C		
Número painéis	2048	-
Potência total	1116	kW
Área Total	10885.7	m ²

Tabela 8.6 - Número de painéis, área e potência totais do Setor D

Setor D		
Área Total	21168.1	m ²
Área útil(considerado 90%)	19051.3	m ²
Número painéis a instalar	3585	N
Potência total dos painéis	1954	kW

Tabela 8.7 - Número de painéis, área e potência totais do Setor E

Setor E		
Área Total	1550.31	m2
Área	1255.75	m2
Área útil	1043.17	m2
Número painéis	196	-
Potência total	106.98	kW

Do total deste cálculo resultou projeção de instalação de 6373 painéis para 100% da área útil disponível do parque industrial em estudo.

8.3.3 Escolha do Inversor

Optou-se pela escolha do Inversor Huawei SUN2000-175KTL-H0, inversor cuja ficha técnica se encontra no Anexo 7.

De referir que para a simulação, devido a limitações do programa foi necessário considerar inversores de menor capacidade e consequentemente, em maior quantidade, neste caso o modelo Huawei SUN2000-12KTL-M2 de 12 kW, no que se prevê, que pela diferença de eficiências entre estes diferentes inversores que não passe de 1%.

De qualquer forma para verificar se o erro de simulação é de facto inferior a 1%, é necessário considerar os rendimentos de cada inversor, sendo que podemos ignorar as perdas fixas (perdas por standby, dado que estas são muito reduzidas [30]), com isto aplicamos (8.1). Considerando que o rendimento do inversor 2 (inversor utilizado na simulação) é de 98,3% e que o rendimento do inversor 1 é de 98,6%, obtêm-se um erro de simulação de 0,31%, ou seja, confirmando-se inferior a 1%.

$$\text{Erro de Simulação (\%)} = |(\eta_1 - \eta_2) / \eta_2| \times 100$$

Onde: (8.3)

η_1 = Rendimento Inversor 1

η_2 = Rendimento Inversor 2

Dito isto assume-se SUN2000-12KTL-M2 para a simulação, mas depois, as unidades suficientes do Inversor Huawei SUN2000-175KTL-H0 para o plano de negócios final.

O dimensionamento do gerador fotovoltaico baseou-se na utilização de módulos com potência unitária de 545 Wp. A Potência DC Total (P_{DC}) apresentada para cada cenário foi obtida através do produto direto entre o número de painéis (calculado no subcapítulo anterior) e a potência unitária do módulo, representada pela equação seguinte:

$$P_{DC} = \text{Número}_{\text{painéis}} \cdot 0,545 \text{ kW} \quad (8.4)$$

Para a conversão de energia, selecionou-se o equipamento Huawei SUN2000-175KTL-H0, com Potência Nominal de Saída AC (P_{nom}) de 175 kW. O número final de inversores (N_{inv}) foi calculado assumindo um rácio de sobredimensionamento de 1,24 [28] sobre esta capacidade nominal, conforme a equação:

$$N_{inv} = \frac{P_{DC}}{P_{nom} \cdot 1,24} \quad (8.5)$$

Sendo que a potência AC total instalada é o produto do número de inversores pela potência nominal de saída AC.

Os valores calculados com o referido acima apresentam-se na tabela abaixo.

Tabela 8.8 – Resultado do cálculo do número de inversores

Cenário	Nº de Painéis	Potência DC Total (N x 0,545 kW) [kWp]	Potência Nominal de Saída AC [kW]	Nº de Inversores	Potência AC Total Instalada [kW]	Rácio DC/AC
25%	1593	868.19	175	4	700	1.24
50%	3187	1736.92	175	8	1400	1.24
100%	6373	3473.29	175	16	2800	1.24

O resultado obtido foi arredondado para o número inteiro superior, visto tratar-se de equipamentos indivisíveis.

8.4- Abordagem e identificação de cada membro

Uma vez feita a análise de área disponível, foi abordado cada integrante do parque industrial, para perceber a interesse/intenção ou não de participação no projeto. Desta abordagem obtiveram-se da parte dos interessados as faturas de energia contratualizadas dos últimos 12 meses.

Seria necessário também verificar a distância dos membros à UPAC-C. No entanto, o cumprimento do requisito legal de um raio máximo de 2 km fica assegurado, uma vez que a central de produção será instalada nas coberturas dos próprios edifícios do parque industrial.

Importa ressaltar que a área total destas coberturas define apenas o potencial máximo de instalação (Cenário 100%). O dimensionamento final, apresentado nos capítulos seguintes, considera não só a totalidade da área, mas também cenários de capacidade parcial (25% e 50% da capacidade da central)

cruzados com diferentes taxas de adesão dos membros (25%, 50% e 100%), de forma a encontrar o equilíbrio ótimo face aos consumos reais analisados nas faturas analisadas.

8.5- Inquérito resultante da abordagem aos membros da Sado Internacional

Com base no inquérito realizado durante o trabalho de campo (abordagens de campo) às empresas do Parque Industrial “Sado International” obteve-se um quadro representativo da intenção de adesão/ não adesão, dos potenciais membros, a uma futura UPAC-C a instalar neste parque. Os resultados do inquérito apresentam-se na tabela 8.9. Entre outros pode-se verificar nesta tabela que já há empresas que possuem painéis fotovoltaicos, mas mesmo assim têm interesse na UPAC-C, pois a potencia já instalada é insuficiente para o seu consumo.

Tabela 8.9 - Quadro representativo de adesão/ não adesão ao projeto

Espaço	Ocupante do Espaço	Interesse (S/N)	Mail inicial enviado	Mail de resposta dos interessados	Faturas recebidas	Painéis da EDP/PROPRIOS	Observações
Pavilhão	Empresa	-	-	-	0/1	-	-
E1	WINE SPIRITUS	1	1	1	0	1	
E2	SADoflex	1	1	1	1	1	ja tem paineis
E3	Dynasys, SA	1	1	1	1		
E4	Dynasys, SA	1	1	1	1		
B5	IRONJAW		0	0	0		
B4	TechDinamycs	1	1	1	1		
B3	SOFRAPA		1	0	0	1	Sem Interesse
B1	SETMaquinas		1	0	0		Sem Resposta ao mail
A2	Cambifrio	0	1	0	0		Sem Interesse
A1	PETER/ LACKE		1	0	0		Sem Resposta ao mail
C2	Garrafeira Nieto	1	1	0	0		Sem Resposta ao mail
C3	MasterAUTO		1	0	0		Sem Resposta ao mail
C4	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		Sem Resposta ao mail
C5	Dynasys, SA	1	1	1	1		
C6	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		
C7	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		
C8	Miguel Martins		1	0	0		Sem Resposta ao mail
C9	VALEDEAL		1	0	0		Sem Resposta ao mail
C10	Silveira Aluminios	1	1	0	0	1	ja tem paineis
C11	SCTPA Residuos		0	0	0		
C12	Logistica		1	0	0		Sem Resposta ao mail
C13	Ostraribeiro,lda		0	0	0		
C14	Ophiussa		0	0	0		
C15 e C16	Tecnilab AV	1	1	0	0		Sem Resposta ao mail
C17	STU logistica	1	1	0	0		Sem Resposta ao mail
C18	Fechado		0	0	0		Sem Resposta ao mail
C19	Arcamo group	1	1	0	0		
C20	Pedro tavares	1	1	0	0		
D1	Marfao27		1	0	0		Sem Resposta ao mail
D2	Fechado		0	0	0		
D3	Weekvitamin, Lda		1	0	0		Sem Resposta ao mail
D4	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		
D5	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		
D6	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		Sem Resposta ao mail
D7	Alfa Romeo	0	1	0	0		
D8	Não Identificado/ Fechado		0	0	0		
D9	Isolar Blass		0	0	0		FECHADO
D10	Lemeluz		1	1	1		Sem Resposta ao mail
D11	FirstDivision		1	0	0		
D12	Visabeira		1	1	0		Sem Resposta ao mail
D13	Santa Monica ambulancias		1	0	0		
D14	Marco Marcelo		1	0	0	1	Sem Resposta ao mail
D15	Duarrir Transportes, LDA		0	0	0		
D16	Vancarteq		1	0	0		Sem Resposta ao mail
D17	Admin- Dr. Pedro de Deus	?	1	0	0		Sem Resposta ao mail
D18	Siderinox Metalomecânica	1	1	0	0		Sem Resposta ao mail
D19	Sk Boxes			0	0		
D20	Equipoint		1	0	0		Sem Resposta ao mail
D21	TP International Removals		1	0	0		Sem Resposta ao mail
D22	Aquanostra		1	0	0		Sem Resposta ao mail
D23	BMGE		0	0	0		
D24	Medivolt		1	1	0	1	Sem Resposta
D25	HipogesIberia		0	0	0		
D26	Worktel	0	0	0	0	1	
D27	Onblasting	1	1	1	1	1	
D28 e D29	ICM Metalomecanica	?	1	0	0		
TOTAL		14	37	10	7	8	

Podemos então constatar que, aderiram ao projeto em fase final, isto é, enviaram as faturas requeridas para o caso de estudo, cerca de 5 empresas, as quais constituem cerca de 7 pavilhões.

Fazendo uma análise estatística podemos aferir que se obtiveram dados de um total de 12% dos pavilhões existentes no parque (total de 60 pavilhões) e de um total de 13% das empresas inquiridas, sendo que das empresas que mostraram interesse no início, apenas 50% acabou por enviar os dados necessários para a realização do projeto.

O número de interessados, e que em fase final enviou os dados necessários à elaboração do projeto foi bastante reduzido e não representa uma amostra verdadeiramente interessante na elaboração deste projeto, sendo que seria bastante mais interessante a recolha de uma quantidade mais significativa de dados de membros do parque industrial, o que uma forma realista afeta claramente os resultados do estudo aqui disposto.

É de referir que durante o primeiro contacto com os empresários do parque, muitos reagiram com alguma desconfiança e até indiferença quando os contactamos, pois já estão saturados de contactos da EDP e de outros comercializadores de energia a vender soluções. Esta reação de muitos empresários, mesmo entre os que já tem painéis da EDP, explica os resultados obtidos no inquérito durante os contactos pessoais e no fornecimento dos dados de consumo das suas instalações.

Certamente o interesse em ser membro de uma UPAC-C real futura será certamente diferente do interesse agora manifestado para um simples caso de estudo de uma coisa nova e estranha/desconhecida para os empresários. Pois, um primeiro contacto, para um estudo, que apanhou de surpresa os potenciais interessados, não permitiu que estes percebessem profundamente os benefícios que poderão obter em ser membros de uma UPAC-C. Com a instalação real da desta UPAC-C, certamente a adesão real das empresas residentes no parque será seguramente elevado, comparativamente ao interesse manifestado agora neste primeiro contacto durante este estudo.

8.6 - Tratamento de Dados

O tratamento dos dados iniciou-se com a análise das faturas de eletricidade referentes aos últimos 12 meses, disponibilizadas pelos membros do parque industrial.

Metodologicamente, procedeu-se à normalização e agregação mensal dos consumos. Independentemente da discriminação horária presente nas faturas (ponta, cheia, vazio ou super vazio), os valores foram somados de forma a obter um consumo total mensal de energia ativa (kWh) único para cada instalação.

Importa salientar a especificidade de um dos membros participantes, que detém três pavilhões. Neste caso, dado que dois dos pavilhões partilham o mesmo quadro elétrico, os seus consumos foram contabilizados e processados de forma conjunta.

Por fim, efetuou-se a soma dos perfis de consumo dos cinco membros aderentes ao projeto. Este procedimento permitiu determinar o diagrama de carga mensal agregado da instalação, bem como o consumo total anual de referência, dados fundamentais para o dimensionamento da solução proposta.

Para a valorização económica dos consumos e cálculo da poupança, foi considerado o custo unitário médio de 0,1603 €/kWh.

Este valor foi adotado com base nos dados estatísticos do Boletim de Preços de Eletricidade da ERSE e Eurostat (1.º Semestre de 2024) [31], correspondendo ao preço médio de referência da componente de energia e fornecimento (excluindo impostos e taxas audiovisuais).

A utilização deste valor, sustentado em dados oficiais do regulador nacional, permite uma estimativa fidedigna da redução de custos operacionais associada à diminuição do consumo energético previstos com a UPAC-C.

8.6.1 Cálculo dos consumos e respetivos custos por pavilhão e total

Na tabela 8.10, para cada um dos 7 pavilhões, pode-se observar o valor do consumo anual e mensal de energia e ainda o seu custo.

Tabela 8.10 - Consumo anual e mensal de energia por pavilhão

Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais do Pavilhão C5				
Mês do Período de Faturação	Número dias do mês	Consumo (kWh)	Custo Total por Mês	Custo Energia Ativa (€/kWh)
janeiro	31	344.13	55.16 €	0.1603 €
fevereiro	29	326.39	52.32 €	0.1603 €
março	31	284.19	45.56 €	0.1603 €
abril	30	273.42	43.83 €	0.1603 €
maio	31	319.58	51.23 €	0.1603 €
junho	30	302.76	48.53 €	0.1603 €
julho	31	368.37	59.05 €	0.1603 €
agosto	31	209.48	33.58 €	0.1603 €
setembro	30	277.18	44.43 €	0.1603 €
outubro	31	294.15	47.15 €	0.1603 €
novembro	30	282.85	45.34 €	0.1603 €
dezembro	31	277.5	44.48 €	0.1603 €
		3560	570.67 €	0.1603 €

Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais dos Pavilhões E4+E3				
Mês do Período de Faturação	Número dias do mês	Consumo (kWh)	Custo Total por Mês	Custo Energia Ativa (€/kWh)
janeiro	31	2736.68	438.69 €	0.1603 €
fevereiro	29	2313.56	370.86 €	0.1603 €
março	31	2080.11	333.44 €	0.1603 €
abril	30	1836.71	294.42 €	0.1603 €
maio	31	1445.89	231.78 €	0.1603 €
junho	30	515.00	82.55 €	0.1603 €
julho	31	2491.96	399.46 €	0.1603 €
agosto	31	1851.10	296.73 €	0.1603 €
setembro	30	1806.01	289.50 €	0.1603 €
outubro	31	1802.24	288.90 €	0.1603 €
novembro	30	2010.99	322.36 €	0.1603 €
dezembro	31	2166.90	347.35 €	0.1603 €
		23057.2	3696.06	0.1603 €

Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais do Pavilhão D27			
Mês do Período de Faturação	Consumo (kWh)	Custo Energia Ativa (€/kWh)	Valor Total(€)
janeiro	1717	0.1603 €	275.24 €
fevereiro	1660	0.1603 €	266.10 €
março	2034	0.1603 €	326.05 €
abril	2026	0.1603 €	324.77 €
maio	1808	0.1603 €	289.82 €
junho	1765	0.1603 €	282.93 €
julho	2230	0.1603 €	357.47 €
agosto	1870	0.1603 €	299.76 €
setembro	1811	0.1603 €	290.30 €
outubro	2194	0.1603 €	351.70 €
novembro	1787	0.1603 €	286.46 €
dezembro	1888	0.1603 €	302.65 €

Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais do Pavilhão E2			
Mês do Período de Faturação	Consumo (kWh)	Custo Energia Ativa (€/kWh)	Valor Total(€)
janeiro	1169	0.1603 €	187.39 €
fevereiro	818	0.1603 €	131.13 €
março	634	0.1603 €	101.63 €
abril	604	0.1603 €	96.82 €
maio	530	0.1603 €	84.96 €
junho	549	0.1603 €	88.00 €
julho	527	0.1603 €	84.48 €
agosto	472	0.1603 €	75.66 €
setembro	542	0.1603 €	86.88 €
outubro	715	0.1603 €	114.61 €
novembro	710	0.1603 €	113.81 €
dezembro	903	0.1603 €	144.75 €

Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais do Pavilhão B4			
Mês do Período de Faturação	Consumo (kWh)	Custo Energia Ativa (€/kWh)	Valor Total(€)
janeiro	937	0.1603 €	150.20 €
fevereiro	1227	0.1603 €	196.69 €
março	983	0.1603 €	157.57 €
abril	1102	0.1603 €	176.65 €
maio	1015	0.1603 €	162.70 €
junho	989	0.1603 €	158.54 €
julho	1033	0.1603 €	165.59 €
agosto	625	0.1603 €	100.19 €
setembro	811	0.1603 €	130.00 €
outubro	1051	0.1603 €	168.48 €
novembro	875	0.1603 €	140.26 €
dezembro	884	0.1603 €	141.71 €

Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais do Pavilhão D10			
Mês do Período de Faturação	Consumo (kWh)	Custo Energia Ativa (€/kWh)	Valor Total(€)
janeiro	439	0.1603 €	70.40 €
fevereiro	391	0.1603 €	62.68 €
março	387	0.1603 €	62.04 €
abril	201	0.1603 €	32.22 €
maio	376	0.1603 €	60.27 €
junho	358	0.1603 €	57.39 €
julho	455	0.1603 €	72.94 €
agosto	457	0.1603 €	73.26 €
setembro	450	0.1603 €	72.14 €
outubro	399	0.1603 €	63.96 €
novembro	394	0.1603 €	63.16 €
dezembro	316	0.1603 €	50.65 €

Na tabela 8.11, apresenta o total dos consumos de energia por mês e anual, e dos respetivos custos do conjunto dos utilizadores (pavilhões) aderentes ao estudo.

Tabela 8.11 - Total dos consumos de energia por mês e anual dos 7 pavilhões

Total do Consumo de Energia e Respetivos Custos mensais do Conjunto dos 7 pavilhões			
Mês do Período de Faturação	Consumo (kWh)	Custo Energia Ativa (€/kWh)	Custo Total por Mês
janeiro	7342.97	0.1603 €	1 177.08 €
fevereiro	6735.95	0.1603 €	1 079.77 €
março	6402.31	0.1603 €	1 026.29 €
abril	6043.14	0.1603 €	968.71 €
maio	5494.47	0.1603 €	880.76 €
junho	4478.76	0.1603 €	717.94 €
julho	7105.33	0.1603 €	1 138.98 €
agosto	5484.58	0.1603 €	879.18 €
setembro	5697.19	0.1603 €	913.26 €
outubro	6455.39	0.1603 €	1 034.80 €
novembro	6059.85	0.1603 €	971.39 €
dezembro	6435.40	0.1603 €	1 031.59 €
Total	73735.32	-	11819.77

Como referido o parque industrial é constituído por 60 pavilhões com diferentes tipos de atividades económicas com de diferentes áreas. Pelo que, para poder traçar cenários de adesão futura dos potenciais utilizadores, é importante, com base na amostra dos dados obtidos relativos aos 7 pavilhões, definir um valor de consumo anual do pavilhão tipo, que será usado nas simulações de cenários de

adesão.

Assim, da tabela acima verifica-se que o consumo total anual dos 7 pavilhões é de 73.735.32 kWh/ano. Considerando e dividindo este valor por 7 pavilhões, obtém-se 10.533,62 kWh/ano que corresponde ao consumo médio por pavilhão. Este valor, para efeito dos cálculos e simulações seguintes, é tomado como um valor específico por cada pavilhão, que passaremos a designar por “valor de consumo anual do pavilhão tipo”.

É ainda necessário definir o "Perfil de Consumo mensal do pavilhão tipo" para permitir a modelação dos cenários de adesão mais alargados.

Este perfil mensal foi calculado através do consumo médio anual do pavilhão tipo com base nos dados mensais da amostra dos 7 pavilhões.

Os valores resultantes (apresentados na tabela 8.12) representam o consumo mensais e o total anual do "pavilhão tipo".

Tabela 8.12 – Consumo médio mensal de um pavilhão e total anual

Energia em kWh	
Consumo médio mensal (de um pavilhão)	
janeiro	1049.00
fevereiro	962.28
março	914.62
abril	863.31
maio	784.92
junho	639.82
julho	1015.05
agosto	783.51
setembro	813.88
outubro	922.20
novembro	865.69
dezembro	919.34
Total	10533.62

8.6.2 Definição de cenários para a simulação

Posteriormente a estes consumos foram simulados vários cenários, quer de dimensionamento total da central em relação área, quer de adesão de novos membros, isto por diversas razões:

- Ponto um, porque os membros sondados que forneceram os seus dados de consumo representaram um percentagem e área útil muita pequena na extensão do parque;
- Ponto dois, porque uma UPAC-C apenas com estes membros não irá representar muito provavelmente qualquer rentabilidade;
- Ponto três, porque até certo ponto só foi feita uma abordagem inicial presencial aos membros do parque e uma nova abordagem por e-mail, logo poderão existir novas adesões a um futuro projeto que seja implementado daqui a algum tempo/ alguns anos.
- Delinearam-se então três cenários possíveis para cada cenário de dimensionamento da Central, para averiguar a viabilidade da UPAC-C:
 - Um cenário 1 menos positivo, em que 25% dos membros do parque integra a comunidade;
 - Um cenário 2 mais positivo, em que 50% dos membros do parque integra a comunidade;
 - Um cenário 3 que se considera ser o melhor caso, em que 100% dos membros do parque integra a comunidade.

Na síntese o dimensionamento da central é estimado para 25%, 50% e 100% e para cada hipótese de dimensionamento da central é feito o cálculo de autoconsumo e excedente e respetivo plano de negócios para as perspetivas de adesão de membros do parque industrial em cada caso, 25%, 50% e 100% de adesão.

De ressaltar que o valor de produção dos cenários de capacidade da central a 50% e 25% obtêm-se por proporcionalidade direta, a partir do cenário a 100% da central (ou seja o cenário a 50% é metade do cenário a 100% e o cenário a 25% é um quarto do cenário a 100%) e que para os cenários de adesão estes são definidos considerando que o parque tem 60 pavilhões, logo:

- Cenário a 100% de adesão, correspondente a 60 pavilhões;
- Cenário a 50% de adesão, correspondente a 30 pavilhões;
- Cenário a 25% de adesão, correspondente a 15 pavilhões.

8.7 - Simulação SolTerm 5.3

Obtidos todos os dados possíveis e escolhidos os equipamentos a utilizar, pode-se então iniciar a simulação a qual foi realizada no SolTerm 5.3, uma breve imagem do aspeto do programa de simulação encontra-se na figura 8.2.

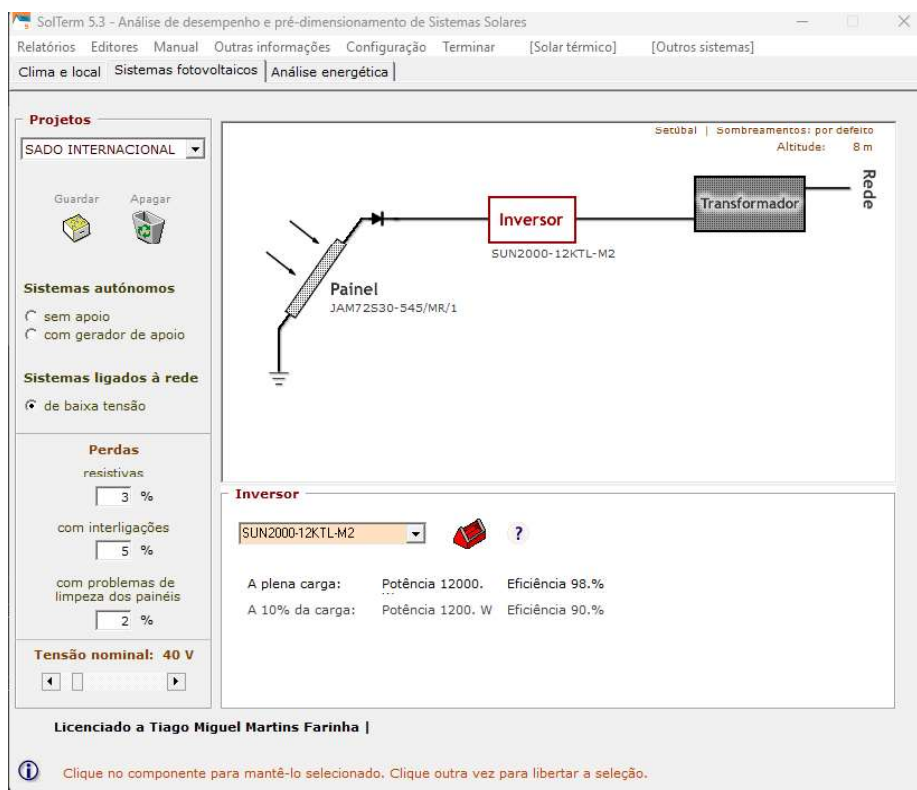


Figura 8.2 - Programa Simulação - Solterm 5.3

Depois de simular por conjuntos de painéis, devido às limitações de número de painéis do programa por strings, compilou-se os dados em Excel, juntando-se os dados por strings de painéis, o que resultou no indicado no Anexo 8, no qual pode ser verificado o total dos setores nas tabelas 8.13, 8.14 e 8.15.

A obtenção dos dados energéticos seguiu uma metodologia distinta para o cenário base e para os cenários de redução de potência:

- Cenário 100% de capacidade da central (Base de Simulação):
Devido às limitações do software SolTerm 5.3 no processamento de elevados volumes de módulos, o parque foi dividido em subconjuntos representativos (strings). Foi realizada a simulação individual de cada subconjunto, procedendo-se posteriormente à agregação (somatório) de todos os dados parciais em folha de cálculo para obter a produção total do parque.
- Cenários de 50% e de 25% da energia total considerada no cenário a 100%:
Dado que as variáveis de instalação (azimute 0°, inclinação 35°) e tecnologia dos módulos) se mantêm constantes, a produtividade específica do sistema (kWh/kWp) é invariável. Assim, os resultados para estes cenários foram obtidos por proporcionalidade linear face ao cenário de 100%, ajustando-se os valores diretamente.

Assim os valores são ajustados da seguinte forma conforme o cenário:

- No cenário a 50% o valor de produção é metade do cenário a 100%;
- No cenário a 25% o valor de produção é um quarto do cenário a 100%;

Esta abordagem assume que a eficiência de conversão se mantém estável, permitindo uma estimativa fidedigna sem necessidade de repetição redundante das simulações.

Apresentam-se na Tabelas 8.13, 8.14 e 8.15 os resultados energéticos discriminados mensalmente para os três cenários de dimensionamento da central (100%, 50% e 25%).

Os dados expostos refletem a agregação das simulações realizadas no software Solterm 5.3 para a totalidade dos setores do parque (no caso do cenário a 100%) e o respectivo ajuste proporcional para os cenários de potência reduzida.

A análise dos resultados da simulação no Solterm 5.3 permite quantificar não só a irradiação disponível no local, mas também a energia convertida pelos módulos e a energia final injetada na rede, contabilizando as perdas inerentes ao sistema.

Na tabela 8.13 apresentam-se os resultados obtidos do Solterm 5.3 (Outputs), nomeadamente:

- E(rad) [kWh]: Energia da radiação solar incidente no plano dos coletores (com inclinação a 35° e orientação Sul);
- E(PV) [kWh]: Energia elétrica produzida pelo campo fotovoltaico em Corrente Contínua (DC output), antes da inversão;
- E(sist) [kWh]: Energia elétrica final disponível para injeção na rede (AC output), após contabilização das perdas por conversão, cablagem e temperatura.

Tabela 8.13 – Energia Total produzida pela central dimensionada a 100%

TOTAL DOS SETORES (Central a 100%)			
Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh
Janeiro	1769382	291039	285228
Fevereiro	2007744	318889	312513
Março	2927039	431950	423314
Abril	2965256	436885	428148
Maio	3239277	467330	457972
Junho	3311519	458944	449759
Julho	3601198	481838	472201
Agosto	3505143	470595	461192
Setembro	3114041	425122	416611
Outubro	2532777	377337	369798
Novembro	1829719	289760	283964
Dezembro	1552420	252628	247576
Anual	32355515	4702317	4608276

Verifica-se que para o cenário de 100% de produção obtém-se o valor de 4.608.276 kWh/ano.

Tabela 8.14 – Energia Total produzida pela central dimensionada a 50%

TOTAL DOS SETORES (Central a 50%)			
Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh
Janeiro	884691	145520	142614
Fevereiro	1003872	159445	156257
Março	1463520	215975	211657
Abril	1482628	218443	214074
Maio	1619639	233665	228986
Junho	1655760	229472	224880
Julho	1800599	240919	236101
Agosto	1752572	235298	230596
Setembro	1557021	212561	208306
Outubro	1266389	188669	184899
Novembro	914860	144880	141982
Dezembro	776210	126314	123788
Anual	16177758	2351159	2304138

Verifica-se que para o cenário de 50% de produção obtém-se o valor de 2.304.138 kWh/ano.

Tabela 8.15 – Energia Total produzida pela central dimensionada a 25%

TOTAL DOS SETORES (Central a 25%)			
Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh
Janeiro	442346	72760	71307
Fevereiro	501936	79722	78128
Março	731760	107988	105829
Abril	741314	109221	107037
Maio	809819	116833	114493
Junho	827880	114736	112440
Julho	900300	120460	118050
Agosto	876286	117649	115298
Setembro	778510	106281	104153
Outubro	633194	94334	92450
Novembro	457430	72440	70991
Dezembro	388105	63157	61894
Anual	8088879	1175579	1152069

Verifica-se que para o cenário de 25 % de produção obtém-se o valor de 1.152.069 kWh/ano.

8.8- Escolha do Modelo de Negócios e do Modelo de Partilha Energética

Depois de calculadas todas as componentes energéticas, chega à altura de consomar isto à vertente económica, isto é, verificar a viabilidade do projeto.

Para isto é necessário escolher, um modelo de negócios, um modelo de partilha energética dentro dos referidos anteriormente neste documento.

8.8.1 Modelo de Partilha Energética

Relativamente ao modelo de partilha energética, sugere-se optar pelo modelo proporcional ao consumo, dado que, se considera que deve ser descartado por completo o modelo fixo devido à falta de informação relativa aos diversos outros membros do parque, e também à sua injustiça metodológica baseada em coeficientes.

O modelo hierárquico por exemplo nunca seria uma solução porque na essência baseia-se geralmente no modelo de investimento realizado e somente se pode aplicar quando se utiliza um modelo de investimento misto ou próprio, isto é, com investimento também ou só por parte dos participantes, restando só o dinâmico, o qual se considera interessante, mas que requer outras ferramentas de cálculo as quais não estavam disponíveis, portanto daí a opção passou pelo modelo proporcional ao consumo.

8.8.2 Modelo de Negócios

Em termos de modelo de negócios, optou-se por uma opção primária de modelo com um terceiro investidor (ESCO), pois é o modelo que parece mais versátil e adequado:

- Os participantes não precisam de investir diretamente;
- Todos os custos de aquisição, instalação, operação e manutenção são suportados pela ESCO;
- O facto de não ter custos elimina quaisquer barreiras de entrada;
- Reduz substancialmente o valor da fatura de energia (metade do preço ou mais em casos específicos);
- Modelo que pode ser expandido para novos participantes, desde que se encontrem dentro da área para UPAC-C legislada.

8.8.3 Plano de Venda de Energia Excedente

De forma a vender-se a energia excedente resultante da produção de energia UPAC-C, optou-se pela venda à rede, pois este é claramente o pior caso, e caso seja funcional em termos de retorno financeiro será funcional no caso de venda a particulares dentro do raio permitido por lei que poderá ser estudado numa abordagem futura.

Deixando a nota que o valor de referência (o qual foi o valor utilizado) para venda à rede de excedente é de 0,0464 €/kWh mais as taxas de 25% consideradas [32].

9. Capítulo 9 - Plano de Negócios

9.1-Cálculos energéticos necessários à elaboração do plano de negócios

A análise económica contempla os encargos operacionais e regulatórios aplicáveis ao funcionamento da UPAC-C, em conformidade com o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico [12].

Importa esclarecer que, sobre a energia excedente injetada na rede (venda a mercado), não incidem Tarifas de Acesso às Redes (TAR) a suportar pelo produtor. Desta forma, este custo é nulo para a componente de exportação de energia.

Relativamente à energia que é partilhada e consumida pelos membros da comunidade, aplicam-se os encargos de utilização da rede pública. De acordo com o quadro regulamentar em vigor [12], o Autoconsumo Coletivo beneficia de isenção dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), pagando apenas as Tarifas de Uso das Redes (Transporte e Distribuição).

Impostos e Custos Operacionais:

- IVA: Foi considerado o impacto do IVA (23%) nos fluxos de tesouraria decorrentes da venda de energia e dos serviços de gestão.
- Manutenção: Estimou-se um valor anual correspondente a 2% do investimento inicial do sistema fotovoltaico, conforme referenciado na literatura técnica [33].
- Gestão e Seguros: Foram orçamentados custos fixos de 1.000 €/ano para a gestão administrativa da EGAC e 300 €/ano para o seguro de responsabilidade civil.

Dado que a potência de ligação da central supera o limiar de 1 MW, o enquadramento legal do projeto transita do regime de mera comunicação prévia para o regime de Licenciamento de Produção e Exploração, conforme estipulado no Decreto-Lei n.º 15/2022 [20].

Este enquadramento implica encargos administrativos superiores e a obrigatoriedade de uma Vistoria Técnica realizada por uma entidade acreditada antes da entrada em exploração.

Assim, estimou-se um custo global de 4500,00 € (para o cenário de 100% de capacidade da central). Este montante engloba:

- As taxas devidas à DGEG pela emissão das Licenças de Produção e Exploração.
- Os honorários da entidade inspetora para a realização da vistoria de conformidade das instalações elétricas de serviço particular.

Este montante foi calculado por proporcionalidade para os outros cenários (sendo 2250,00 € para o cenário a 50% de capacidade da central e 1225,00€ para o cenário a 25% de capacidade da central).

A tabela 9.1 reflete esta estrutura, identificando como "TAR sobre Energia Partilhada" o encargo de acesso à rede aplicável exclusivamente ao volume de energia consumido pelos aderentes.

A análise das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT (ERSE 2024) [33] revela valores de energia variáveis.

Para o cálculo da TAR sobre a energia partilhada, utilizou-se um valor de referência fixo de 0,026 €/kWh, justificado pela seguinte decomposição:

- Termo de Energia: Dado que a produção fotovoltaica ocorre durante o período diurno (coincidente maioritariamente com horas de Ponta e Cheias), o custo médio da componente de energia situa-se próximo dos 0,0045 €/kWh.
- Termo de Potência (Convertido): A parcela mais significativa da tarifa refere-se aos custos fixos de potência (€/kW/dia). A diluição destes encargos pelo volume de energia transacionado representa um custo estimado de 0,0215 €/kWh.

A soma destas parcelas resulta no valor final de 0,026 €/kWh. Esta abordagem simplificada de 'custo médio' permite internalizar a complexidade dos horários tarifários num valor único prudente para a análise financeira.

Na tabela 9.1, apresenta-se as taxas e custos para cada cenário a contabilizar no plano de negócios, mencionados anteriormente.

Tabela 9.1 – Taxas e custos para cada cenário

Taxas e custos (Dimensionamento da Central a 25%)					
Cenário	Iva sobre	Registo (1 vez)	TAR sobre autoconsumo(anual)	Iva sobre Autoconsumo(anual)	Custos
100%	5 468 €	1 125 €	12 193 €	8 629 €	5 844 €
50%	7 344 €	1 125 €	6 096 €	4 314 €	5 844 €
25%	8 283 €	1 125 €	3 048 €	2 157 €	5 927 €
Taxas e custos (Dimensionamento da Central a 50%)					
Cenário	Iva sobre	Registo (1 vez)	TAR sobre autoconsumo(anual)	Iva sobre Autoconsumo(anual)	Custos
100%	14 689 €	2 250 €	12 193 €	8 629 €	10 466 €
50%	16 566 €	2 250 €	6 096 €	4 314 €	10 466 €
25%	17 504 €	2 250 €	3 048 €	2 157 €	10 466 €
Taxas e custos (Dimensionamento da Central a 100%)					
Cenário (adesão)	Iva sobre excedente(anual)	Registo (1 vez)	TAR sobre autoconsumo(anual)	Iva sobre Autoconsumo(anual)	Custos operacionais(anual)
100%	33 131 €	4 500 €	12 193 €	8 629 €	19 539 €
50%	35 008 €	4 500 €	6 096 €	4 314 €	19 539 €
25%	35 946 €	4 500 €	3 048 €	2 157 €	19 539 €

Contabilizados estes custos, falta apenas fazer uma projeção da venda de autoconsumo e da venda

de energia excedente para cada um dos cenários projetados anteriormente.

A tabela 9.2, apresentada de seguida, detalha o balanço entre a produção da central e o consumo dos pavilhões para cada cenário. A construção desta tabela apresenta o cálculo sequencial de cada cenário em cada coluna como descrito abaixo:

Coluna A - Energia Atribuída para Autoconsumo [kWh]:

Corresponde à energia atribuída para autoconsumo ao número total dos pavilhões em cada cenário, de acordo com a equação seguinte.

$$\text{Coluna A} = \text{Número de pavilhões} \times \text{Consumo de um pavilhão tipo} \quad (9.1)$$

Coluna B - Energia Real Atribuída para Autoconsumo [kWh]:

Representa a energia solar que foi efetivamente autoconsumida pelos pavilhões.

Para obter este valor, aplicou-se à coluna anterior um Fator de Simultaneidade de 0,742 (74,2%). Este coeficiente foi anteriormente calculado no subcapítulo 2.2. É representada pela equação seguinte:

$$\text{Coluna B} = \text{Coluna A} \times 0,742 \quad (9.2)$$

Coluna C - Energia em Excesso [kWh]:

Corresponde ao excedente de produção, ou seja, a diferença entre a energia solar que foi produzida pela UPAC-C e a energia que os pavilhões conseguiram efetivamente consumir. Este volume de energia é injetado na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). É representada pela equação seguinte:

$$\text{Coluna C} = \text{Energia Produzida no Cenário de produção} - \text{Coluna B} \quad (9.3)$$

Coluna D - Venda de Autoconsumo [€]:

Representa a receita financeira obtida pela ESCO através da venda da energia partilhada aos membros da comunidade.

O cálculo resulta da multiplicação da energia real autoconsumida pelo Tarifário Interno de 0,08 €/kWh. Este preço foi definido estrategicamente para garantir uma poupança significativa face à tarifa de rede (cerca de 50%), assegurando simultaneamente o retorno do investimento da UPAC-C num período aceitável. É representada pela equação seguinte:

$$\text{Coluna D} = \text{Coluna B} \times 0,08 \text{ €} \quad (9.4)$$

Coluna E - Venda de Excedente [€]:

Representa a receita proveniente da venda da energia injetada na rede.

Para este cálculo, como explicado anteriormente, considerou-se um preço de referência de mercado de 0,0464 €/kWh, acrescido das taxas de 25% a considerar, valores os quais foram previamente referidos no subcapítulo 8.8.3.

$$\text{Coluna E} = \text{Coluna B} \times (0,0464 \times 0,75) \text{ €} \quad (9.5)$$

Tabela 9.2 – Resultados de Venda de autoconsumo e venda de excedente

Cenário de Produção			Cenário de Adesão		A	B	C	D	E
Cenários	Percentagem	Energia Produzida [kWh]	Percentagem	Número de Pavilhões	Energia Atribuída para Autoconsumo [kWh]	Energia Real Atribuída para Autoconsumo [kWh]	Energia em Excesso[kWh]	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente
Cenário 1	100%	4 608 276	25%	15	158 004	117 239	4 491 037	9 379	156 288
Cenário 2	100%	4 608 276	50%	30	316 009	234 478	4 373 798	18 758	152 208
Cenário 3	100%	4 608 276	100%	60	632 017	468 957	4 139 319	37 517	144 048
Cenário 4	50%	2 304 138	25%	15	158 004	117 239	2 186 899	9 379	76 104
Cenário 5	50%	2 304 138	50%	30	316 009	234 478	2 069 660	18 758	72 024
Cenário 6	50%	2 304 138	100%	60	632 017	468 957	1 835 181	37 517	63 864
Cenário 7	25%	1 152 069	25%	15	158 004	117 239	1 034 830	9 379	36 012
Cenário 8	25%	1 152 069	50%	30	316 009	234 478	917 591	18 758	31 932
Cenário 9	25%	1 152 069	100%	60	632 017	468 957	683 112	37 517	23 772

Dos resultados apresentados, analisando o cenário de 25% de produção com 100% de adesão é possível concluir que neste cenário mínimo de produção a energia produzida é mais que suficiente para abastecer todo o parque industrial. Verificando-se ainda um excesso de 683 112 kWh. Portanto em qualquer um dos outros cenários de produção obtém-se sempre energia em excesso.

Assim, se o objetivo for abastecer só o parque bastará instalar só 25% da capacidade de produção dos espaços livres de instalação do parque. Se o objetivo for maximizar a produção nos espaços livres no parque então será de aplicar o cenário de 100% de produção de energia.

Neste caso será importante vender a energia em consumidores que se encontrem na vizinhança num raio de 2 km de acordo com a legislação em vigor, pois neste raio existem ainda várias instalações fabris que não integram o parque em estudo, bem como outros consumidores comerciais e habitações. Por forma a rentabilizar a instalação, pois os preços de venda a rede são muito baixos.

Com isto falta apenas verificar os valores unitários das unidades (painel fotovoltaico e inversor) escolhidas, os quais tiveram os seus valores obtidos através dos sites, pt.made-inchina.com [35] no caso do inversor e vncasainteligente.pt [36] no caso do painel fotovoltaico, e se encontram na tabela 9.3.

Tabela 9.3 – Custos unitários dos painéis e inversores escolhidos

		Inversores e Painel	
€	2 924.00	\$	3 400.00
€	135.05		

É importante referir que como o valor do site [35] se encontrava em dólares foi necessário converter utilizando o valor à data corrente do dia em que foi feito o cálculo, para a conversão para euros de 0,86 dólares por euro.

9.2- Cálculo do plano de negócios e indicadores económicos

Agora com todos os dados ao dispor, pode-se então concluir o Plano de Negócios e verificar a viabilidade final do projeto, pode-se então definir nove planos de negócios diferentes, dos quais se apresentam os resultados dos cálculos nas tabelas de 9.4 e 9.5 para os 2 cenários mais interessantes. As tabelas para os restantes 7 cenários encontram-se no anexo 9.

De referir que tendo em conta o horizonte temporal do projeto (15 anos), foi considerada a atualização monetária de alguns encargos para refletir a evolução natural dos preços de mercado.

Nesse sentido, aplicou-se uma taxa de inflação anual de 2,0% sobre a seguinte rubrica de despesa:

- Custos Operacionais: Atualização dos custos de mão-de-obra e materiais de manutenção;

Esta metodologia assegura que o Plano de Negócios mantém o realismo financeiro a longo prazo, evitando a erosão das estimativas de custos face à desvalorização da moeda. Por uma questão de prudência, as receitas de venda de energia foram mantidas a preços constantes, testando a viabilidade do projeto num cenário conservador.

É importante mencionar relativamente aos títulos das colunas da tabela que se segue, que:

- O investimento tem em conta o número de inversores e painéis a adquirir dependendo do cenário, bem como o custo de registo;
- As taxas anuais consideram o IVA sobre o excedente, o IVA sobre o autoconsumo e a TAR sobre autoconsumo anteriormente mencionada;
- Os custos operacionais consideram os custos de manutenção, os custos de gestão da EGAC e os custos de seguro de responsabilidade civil;
- A venda de Autoconsumo tem em conta o valor de venda de energia de autoconsumo aos membros aderentes do cenário do plano de negócios em questão o qual foi anteriormente calculado.
- A venda de Excedente tem em conta o valor de venda de energia excedente à rede.

De seguida são apresentadas as tabelas de 9.4 e 9.5.

Tabela 9.4 - Plano de negócios com 100% de adesão com a central dimensionada com 25% da capacidade total

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 25%) 100% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	227 190.65 €	0	0	0	0	-€ 227 190.65	-€ 227 190.65
1	0	26 289.31 €	5 843.81 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 29 155.72	-€ 198 034.93
2	0	26 289.31 €	5 960.69 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 29 038.85	-€ 168 996.08
3	0	26 289.31 €	6 079.90 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 919.63	-€ 140 076.45
4	0	26 289.31 €	6 201.50 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 798.03	-€ 111 278.42
5	0	26 289.31 €	6 325.53 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 674.00	-€ 82 604.41
6	0	26 289.31 €	6 452.04 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 547.49	-€ 54 056.92
7	0	26 289.31 €	6 581.08 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 418.45	-€ 25 638.47
8	0	26 289.31 €	6 712.70 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 286.83	€ 2 648.36
9	0	26 289.31 €	6 846.96 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 152.58	€ 30 800.94
10	0	26 289.31 €	6 983.90 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 28 015.64	€ 58 816.58
11	0	26 289.31 €	7 123.58 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 27 875.96	€ 86 692.54
12	0	26 289.31 €	7 266.05 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 27 733.49	€ 114 426.03
13	0	26 289.31 €	7 411.37 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 27 588.17	€ 142 014.19
14	0	26 289.31 €	7 559.60 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 27 439.94	€ 169 454.13
15	0	26 289.31 €	7 710.79 €	37 516.53 €	23 772.31 €	€ 27 288.75	€ 196 742.88

Tabela 9.5 - Plano de negócios com 100% de adesão com a central dimensionada com 100% da capacidade total

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 100%) 100% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	911 957.65 €	0	0	0	0	-€ 911 957.65	-€ 911 957.65
1	0	53 952.79 €	19 539.15 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 108 072.90	-€ 803 884.75
2	0	53 952.79 €	19 929.94 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 107 682.12	-€ 696 202.62
3	0	53 952.79 €	20 328.53 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 107 283.52	-€ 588 919.10
4	0	53 952.79 €	20 735.11 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 106 876.95	-€ 482 042.15
5	0	53 952.79 €	21 149.81 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 106 462.25	-€ 375 579.90
6	0	53 952.79 €	21 572.80 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 106 039.25	-€ 269 540.64
7	0	53 952.79 €	22 004.26 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 105 607.80	-€ 163 932.85
8	0	53 952.79 €	22 444.35 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 105 167.71	-€ 58 765.13
9	0	53 952.79 €	22 893.23 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 104 718.83	€ 45 953.69
10	0	53 952.79 €	23 351.10 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 104 260.96	€ 150 214.65
11	0	53 952.79 €	23 818.12 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 103 793.94	€ 254 008.59
12	0	53 952.79 €	24 294.48 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 103 317.58	€ 357 326.17
13	0	53 952.79 €	24 780.37 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 102 831.69	€ 460 157.86
14	0	53 952.79 €	25 275.98 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 102 336.08	€ 562 493.94
15	0	53 952.79 €	25 781.50 €	37 516.53 €	144 048.31 €	€ 101 830.56	€ 664 324.50

A análise de viabilidade económica baseou-se no cálculo dos indicadores Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Prazo Retorno de Investimento (PRI).

O cálculo destes indicadores foi realizado com recurso às funções financeiras VAL e TIR do software Microsoft Excel, aplicadas aos fluxos de caixa projetados para o horizonte de 15 anos. Sendo que o VAL representa o valor atual dos fluxos de caixa futuros descontados à taxa de 6%. Se positivo, o projeto cria valor.

Sendo que a TIR representa a taxa de rentabilidade intrínseca do projeto. Se superior à taxa de atualização (6%), o projeto é considerado viável.

Pode-se ainda obter o Prazo retorno de investimento o qual neste caso se obtém de uma maneira fora do habitual.

Devido à variação anual dos custos operacionais (indexados à inflação), os fluxos de caixa do projeto não são constantes. Por esse motivo, o cálculo do PRI não foi realizado através de médias, mas sim pelo método dos Cash-Flows Acumulados.

A metodologia consistiu em acompanhar o saldo acumulado do projeto ano após ano. O ano de

recuperação corresponde ao momento em que este saldo transita de negativo para positivo.

Para determinar o valor exato com precisão decimal, calculou-se a fração de tempo necessária dentro do próprio ano de recuperação, dividindo-se o montante que ainda faltava recuperar no final do ano anterior pelo fluxo de caixa gerado nesse ano.

Assim, de seguida na tabela 9.6 são apresentados o VAL, TIR e prazo retorno de investimento para cada cenário, bem como a viabilidade ou não de cada um.

Tabela 9.6 – VAL, TIR, PRI e viabilidade para Central em cada Cenário

Cenário		VAL	TIR	Se TIR superior a 6% e VAL maior que 0 é viável	Prazo Retorno de Investimento (anos)
Cenário 1	Central a 100%, 25% adesão	83 195.90 €	7.4%	Viável	8.61
Cenário 2	Central a 100%, 50% adesão	93 235.96 €	7.5%	Viável	8.48
Cenário 3	Central a 100%, 100% adesão	113 285.42 €	7.9%	Viável	8.30
Cenário 4	Central a 50%, 25% adesão	36 659.96 €	7.2%	Viável	8.77
Cenário 5	Central a 50%, 50% adesão	50 832.90 €	7.7%	Viável	8.38
Cenário 6	Central a 50%, 100% adesão	70 882.35 €	8.3%	Viável	8.47
Cenário 7	Central a 25%, 25% adesão	13 556.64 €	6.9%	Viável	9.09
Cenário 8	Central a 25%, 50% adesão	28 633.54 €	7.9%	Viável	8.28
Cenário 9	Central a 25%, 100% adesão	48 683.00 €	9.2%	Viável	7.77

A análise dos indicadores financeiros (VAL, TIR e prazo retorno de investimento) para os nove cenários estudados, presentes na tabela 9.6 permite retirar conclusões determinantes sobre a sustentabilidade do modelo de negócio proposto.

Considerando uma Taxa de Atualização de 6%, verifica-se que o projeto apresenta viabilidade económica em todas as configurações. De todos os cenários simulados, pode-se destacar o cenário 9, pelo menor prazo de retorno de investimento apresentado (7,7 anos) e maior TIR (9,2) e o cenário 3 pelo maior valor de VAL (112.825,42€) apresentado.

Contudo, considerando que a diferença do prazo retorno de investimento entre o cenário 3 e o cenário 9 é menor que um ano e que o VAL do cenário 3 é 2,33 vezes superior ao VAL do cenário 9 sugere-se que o melhor cenário a adotar é o cenário 3.

10. Conclusões

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica e económica da implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo Coletivo (UPAC-C) no parque empresarial "Sado Internacional", em Setúbal. O estudo abrangeu o levantamento das áreas de cobertura, a caracterização dos perfis de consumo e a modelação financeira de uma central fotovoltaica com capacidade de instalação de até 4,6 MWp.

Do ponto de vista técnico, é possível retirar as seguintes ilações:

- O parque dispõe de uma área útil superior a 3 hectares, permitindo a instalação de sistemas fotovoltaicos capazes de gerar energia excedentária face ao consumo atual, mesmo nos cenários de menor capacidade instalada.
- Verificou-se que a central tem capacidade para suprir as necessidades da comunidade, gerando volumes significativos de excedente para injeção na rede, o que obriga a uma estratégia comercial mista (autoconsumo + venda de excedente).

A análise financeira, sustentada pelos indicadores VAL (Valor Atual Líquido) e TIR (Taxa Interna de Rentabilidade) apresentados na Tabela 9.6, demonstra a robustez do projeto. As principais conclusões são:

- Viabilidade Global do Projeto:
Considerando uma taxa de atualização de 6% para o VAL, todos os nove cenários simulados revelaram-se economicamente viáveis, apresentando VAL positivo e uma TIR superior ao custo de oportunidade do capital. Isto valida o modelo de negócio da UPAC-C sob as premissas estabelecidas.
- Impacto Positivo da Adesão (Maximização da Rentabilidade).

Verificou-se uma correlação direta e positiva entre a taxa de adesão e a rentabilidade.

À medida que a adesão aumenta de 25% para 100%, tanto o VAL como a TIR melhoram em todos os cenários de dimensionamento.

- Isto demonstra que a margem obtida na venda de energia aos membros (0,08 €/kWh), mesmo após o pagamento da TAR e custos de gestão, é superior à rentabilidade da venda de excedente à rede. Portanto, a prioridade estratégica deve ser angariar o máximo número de membros possível e vender o mínimo possível à rede. Neste sentido será de angariar outros consumidores, que existem, na proximidade de 2 km do parque.
- Seleção do Melhor Cenário (TIR vs. VAL):

Da análise económica conclui-se que há duas abordagens (2 cenários) que garantem maior sucesso, nomeadamente:

- Eficiência do Capital: O Cenário 9 (Central a 25% / Adesão 100%) apresenta a maior TIR (9,2%) e o menor Payback (7,77 anos), sendo o investimento mais eficiente percentualmente.
- Maximização de Valor: O Cenário 3 (Central a 100% / Adesão 100%) gera o maior VAL absoluto (113.285,42 €), criando mais riqueza total.

Assim, dada a pequena diferença no prazo de recuperação (menos de 1 ano de diferença entre os cenários), conclui-se que o Cenário 3 é a opção preferencial, pois maximiza o aproveitamento da área disponível e o retorno financeiro absoluto acumulado.

Referências

- [1] Ritchie, H., 2024. *Os preços dos painéis solares caíram cerca de 20% sempre que a capacidade global duplicou*. Our World in Data. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/data-insights/solar-panel-prices-have-fallen-by-around-20-every-time-global-capacity-doubled>> [Consultado em 28 set. 2025].
- [2] SolarPower Europe, 2024. *Global Market Outlook for Solar Power 2024–2028*. Disponível em: <<https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2024-2028/detail>> [Consultado em 28 set. 2025].
- [3] SolarPower Europe, 2023. *Framework for Energy Sharing*. Disponível em: <<https://www.solarpowereurope.org/advocacy/position-papers/framework-for-collective-self-consumption>> [Consultado em 28 set. 2025].
- [4] Portugal. Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001. *Diário da República*, n.º 10/2022, Série I, pp. 3–185. Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>> [Consultado em 29 set. 2025].
- [5] COSTA, A., 2019. Primeiro-ministro anuncia fecho da central do Pego no fim de 2021 e da de Sines em 2023. *24 Notícias*. Disponível em: <https://24noticias.sapo.pt/noticias/nacional/artigo/primeiro-ministro-anuncia-fecho-da-central-do-pegno-no-fim-de-2021-e-da-de-sines-em-2023_27347224.html> [Consultado em 29 set. 2025].
- [6] Portugal. Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, de 30 de outubro. Aprova a atualização do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), alinhado com o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), estabelecendo metas reforçadas de descarbonização, energias renováveis e eficiência energética para a década 2021–2030. *Diário da República*, n.º 210/2024, Série I, pp. 2–158. Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/149-2024-836222486>> [Consultado em 29 set. 2025].
- [7] APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2024. *Anuário APREN 2024 – Resumo de Ano*. Lisboa: APREN. [em linha] Disponível em: <https://anuario.apren.pt/contents/APREN-ANUARIO_RESUMO_DE_ANO.pdf> [Consultado em 29 set. 2025].
- [8] Renováveis Magazine, 2024. Figura 3 – Potência Instalada Renovável. In: *Energia em Números 2024*. Lisboa: Renováveis Magazine. Disponível em: <<https://www.renovaveismagazine.pt/energia-em-numeros-2024/>> [Consultado em 29 set. 2025].
- [9] IRENA – Agência Internacional de Energias Renováveis, 2023. *Renewable Power Generation Costs in 2022*. Abu Dhabi: IRENA. O relatório mostra que os custos da energia solar fotovoltaica caíram mais de 80% desde 2010, tornando-se uma das fontes mais competitivas globalmente. Disponível em:

<<https://www.irena.org/News/pressreleases/2023/Aug/Renewables-Competitiveness-Accelerates-Despite-Cost-Inflation-PT>> [Consultado em 29 set. 2025].

[10] ADENE – Agência para a Energia, 2025. *Guia Explicativo do Autoconsumo em Condomínios*. Lisboa: ADENE. O documento apresenta os modelos de autoconsumo coletivo aplicáveis a condomínios, parques industriais e cooperativas, destacando os benefícios da elevada irradiância solar (1 600–1 900 kWh/m².ano), da tarifa de compensação horária e dos incentivos do PRR (>200 M€ até 2026), bem como as principais barreiras à implementação, como a literacia energética, burocracia condominial e limitações da rede elétrica. Disponível em: <https://poupaenergia.pt/wp-content/uploads/2025/07/Guia_Autoconsumo-em-Condominios.pdf> [Consultado em 29 set. 2025].

[11] Solargis, 2024. *Photovoltaic Power Potential – Portugal*. Global Solar Atlas, desenvolvido para o Grupo Banco Mundial. A imagem apresenta o potencial médio anual de produção de energia fotovoltaica em Portugal, com base em dados geoespaciais de irradiância solar. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/download/portugal>> [Consultado em 29 set. 2025].

[12] Portugal. Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho. Aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico e revoga o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio. *Diário da República*, n.º 145/2023, Série II, pp. 96–120. Emissor: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/regulamento/815-2023-216251911>> [Consultado em 29 set. 2025].

[13] Portugal. Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro. Altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, procedendo à transposição parcial da Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III), com medidas de simplificação de licenciamento, reforço da ligação à rede e garantia de origem. *Diário da República*, n.º 234/2024, Série I, pp. 2–158. Emissor: Presidência do Conselho de Ministros. Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/99-2024-898705893>> [Consultado em 30 set. 2025].

[14] Portugal. Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001, e consagra os conceitos de autoconsumidores individuais e coletivos, bem como comunidades de energia renovável. *Diário da República*, n.º 206/2019, Série I, pp. 45–62. Emissor: Presidência do Conselho de Ministros. Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>> [Consultado em 30 set. 2025].

[15] União Europeia. Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018. Relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis (reformulação). *Jornal Oficial da União Europeia*, L 328, pp. 82–209. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>> [Consultado em 30 set. 2025].

[16] Portugal. Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro. Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER), dando execução ao regime aprovado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019. *Diário da República*, n.º 16/2020, Série I, pp. 6–7. Emissor: Ambiente e Ação Climática. Disponível em:

<<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/16-2020-128415687>> [Consultado em 30 set. 2025]

[17] Portugal. Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro. Aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação (RIC) e o Regulamento Técnico e de Qualidade (RTQ), dando execução ao disposto no artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, relativo ao regime jurídico do autoconsumo de energia renovável e das comunidades de energia renovável (CER). Emissor: Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Disponível em: <<https://www.apren.pt/contents/legislation/despacho-4-2020-da-dgeg--ric-e-rtq.pdf>> [Consultado em 30 set. 2025].

[18] Portugal. Regulamento n.º 8/2021, de 28 de abril. Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, abrangendo todas as modalidades previstas na lei, incluindo o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável, e revoga o Regulamento n.º 266/2020. Emissor: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Disponível em: <https://www.erse.pt/media/b5rmusyr/regulamento-erse-n-%C2%BA-8_2021.pdf> [Consultado em 30 set. 2025].

[19] Portugal. Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio. Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, abrangendo todas as modalidades previstas na lei, incluindo o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável, e revoga o Regulamento n.º 266/2020. Emissor: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Disponível em: <https://www.erse.pt/media/zthbik1e/regulamento-n-o-373_2021.pdf> [Consultado em 30 set. 2025].

[20] Portugal. Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis. Emissor: Presidência do Conselho de Ministros. Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>> [Consultado em 30 set. 2025].

[21] Portugal. Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro. Altera as medidas excecionais para a implementação de projetos e iniciativas de produção e armazenamento de energia de fontes renováveis, no âmbito do Plano RepowerEU, simplificando procedimentos administrativos e urbanísticos. Emissor: Presidência do Conselho de Ministros. Disponível em: <<https://files.dre.pt/1s/2022/10/20200/0001500020.pdf>> [Consultado em 30 set. 2025].

[22] Portugal. Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho. Aprova o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico, revogando o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, e introduz novas modalidades de partilha de energia, como a hierárquica e a dinâmica. Emissor: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Disponível em: <<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/regulamento/815-2023-216251911>> [Consultado em 30 set. 2025].

[23] Portugal. Decreto-Lei n.º 99/2024, de 3 de dezembro. Altera o quadro regulatório aplicável às energias renováveis, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III), e introduz medidas para acelerar o licenciamento e reforçar os mecanismos de garantia de origem da eletricidade renovável. Emissor: Presidência do Conselho de Ministros. Disponível em:

<<https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/99-2024-898705893>> [Consultado em 30 set. 2025].

[24] União Europeia. Diretiva (UE) 2023/2413, de 18 de outubro. Altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis, e revoga a Diretiva (UE) 2015/652 do Conselho. Emissor: Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413> [Consultado em 30 set. 2025].

[25] Estatefy. Quantos dias de sol tem Portugal por ano? Disponível em: <<https://www.estatefy.com/how-many-days-of-sunshine-does-portugal-have-per-year>> [Consultado em 31 out. 2025].

[26] Google Maps. Localização da área de estudo, em Pontes, Setúbal, Portugal. Disponível em: <<https://maps.app.goo.gl/voA3PFu4QrvXrqmc7>> [Consultado em 30 set. 2025].

[27] Goldenergy, 2025. Melhor inclinação para painéis solares em Portugal. Disponível em: <https://goldenergy.pt/blog/autoconsumo/melhor-inclinacao-para-paineis-solares-portugal/> [Consultado em 12 out. 2025].

[28] Pinho, J. T., & Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB. [Consultado em 13 out. 2025].

[29] OAL – Observatório Astronómico de Lisboa, 2025. Dados Astronómicos: Efemérides do Sol e Altura na Passagem Meridiana. Disponível em: <https://oal.ul.pt/> [Consultado em 13 out. 2025].

[30] Valentin Software. PVSOL Help – Inverter Losses: Standby Losses can be neglected in error analysis. Disponível em: <<https://www.valentin-software.com/en/support/pvsol-help>> [Consultado em 21 out. 2025].

[31] Boletim de Preços de Eletricidade da ERSE e Eurostat (1.º Semestre de 2024). Disponível em: <https://www.erse.pt/media/qjkdc24l/boletim-eletricidade-eurostat_2024s1.pdf> [Consultado em 21 out. 2025].

[32] EDP. Energia Solar - Venda de excedentes. Disponível em: <<https://www.edp.pt/particulares/servicos/energia-solar/venda-excedentes/>> [Consultado em 30 out. 2025].

[33] OpenRead. *Custo de Operação e Manutenção de Centrais Solares*. Disponível em: <<https://openread.net/operation-and-maintenance-cost-of-solar-power-plant/>> [Consultado em 11 out. 2025].

[34] ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2024. Diretiva n.º 10/2024 - Tarifas e preços para a energia elétrica em 2024. Disponível em: https://www.erse.pt/media/aikfuv4t/diretiva-10_2024-tarifas-e-precos-para-2024.pdf [Consultado em 12 out. 2025]

[35] Made-in-China, 2025. Huawei Sun2000-175KTL-H0 Smart String Inverter 800V 175kW Solar System Inverter. Disponível em: https://pt.made-in-china.com/co_pngsolar/product_Best-Sale-Huawei-Inverter-Sun2000-175ktl-H0-Huawei-Agent-175kw-Three-Phase-on-Grid-Huawei_uoeornhriy.html

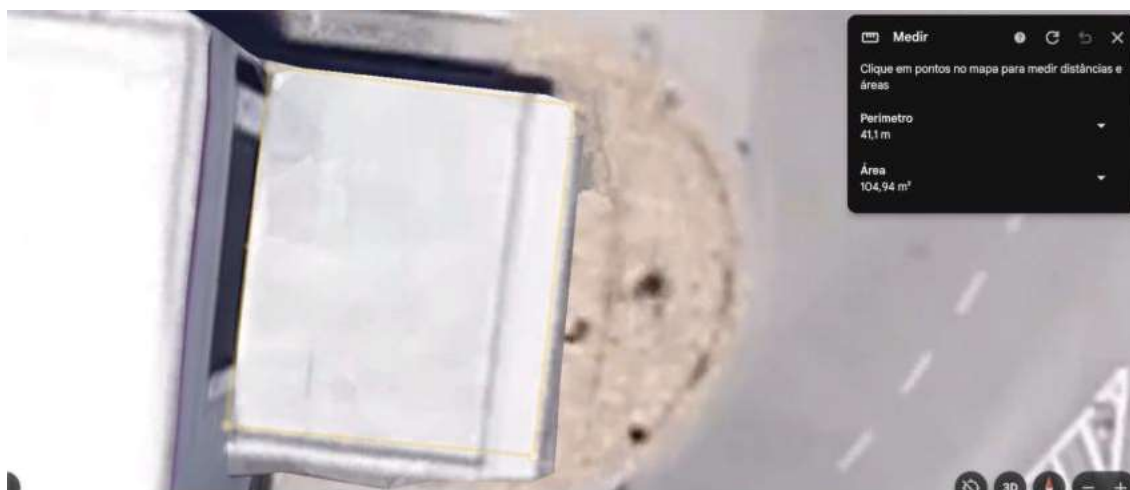
[Consultado em 12 out. 2025].

[36] VNCasa Inteligente, 2025. Módulo fotovoltaico monocristalino 545W JA Solar. Disponível em: <https://www.vncasainteligente.pt/energias-renovaveis-/solar-fotovoltaica-/paineis-fotovoltaicos/modulo-fotovoltaico-monocristalino-545w-ja-solar-modulo-fotovoltaico-ja-solar-monocristalino-545w-composto-com-celulas-perc-de-ba> [Consultado em 12 out. 2025].

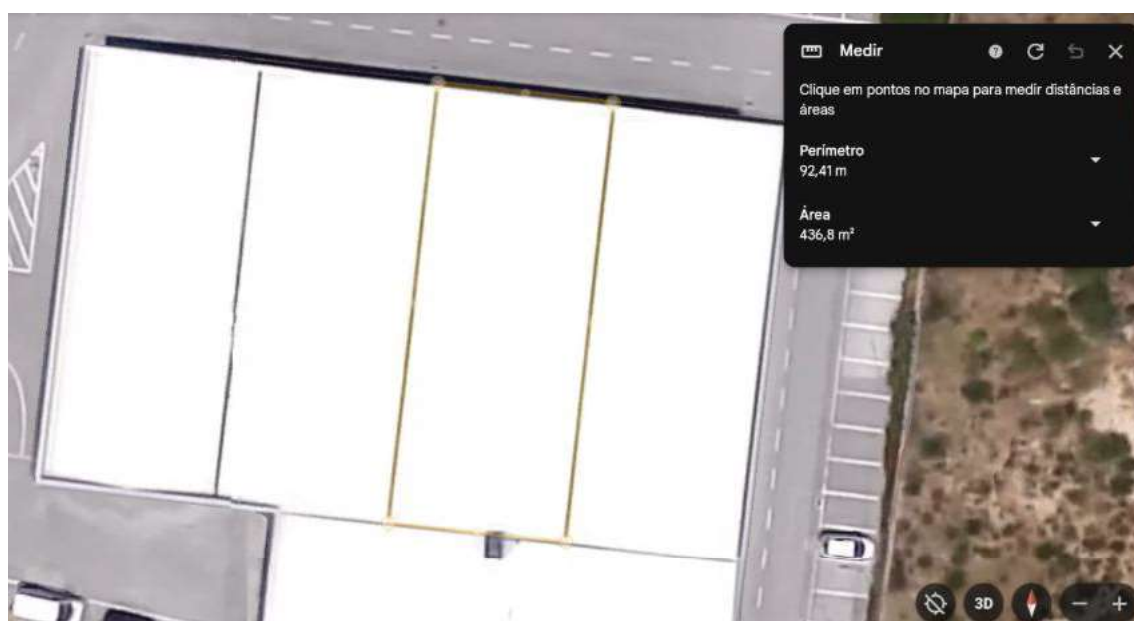
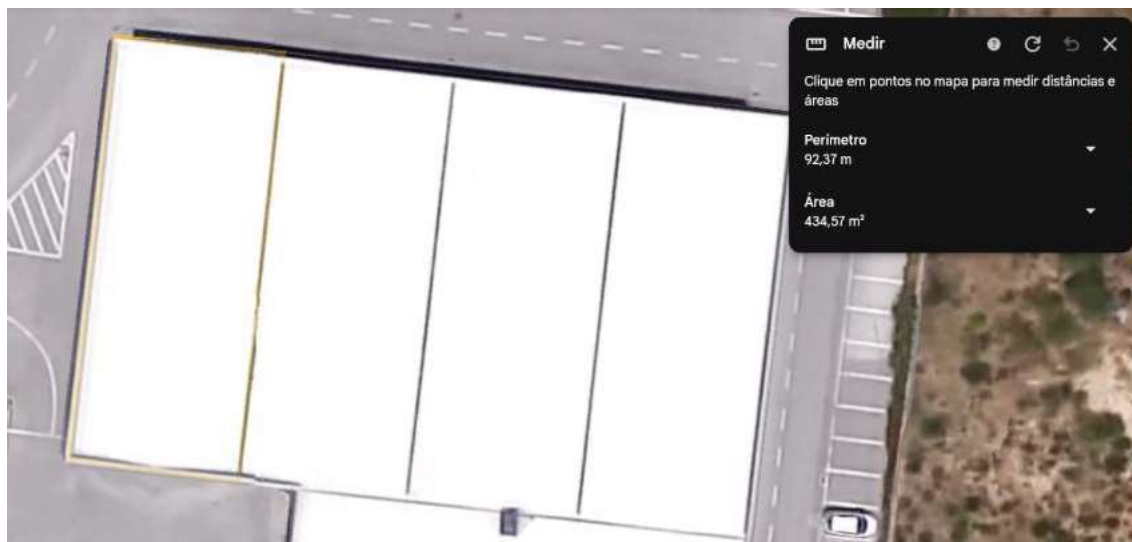
Anexos

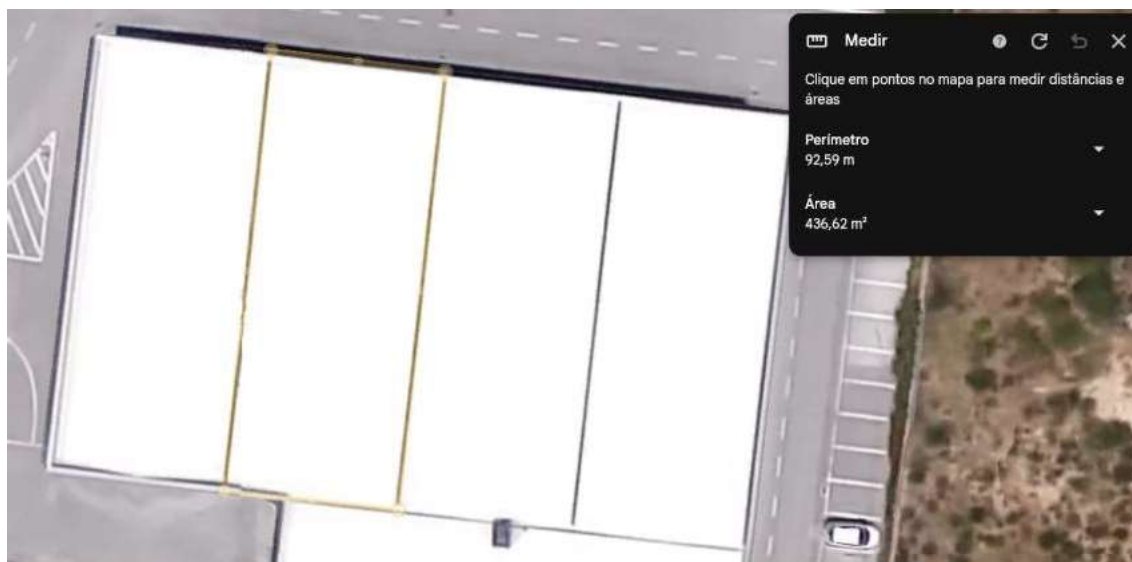
- Anexo 1 – Levantamento áreas disponíveis, Setor A
- Anexo 2 – Levantamento áreas disponíveis ou não contabilizadas, Setor B
- Anexo 3 – Levantamento áreas disponíveis ou não contabilizadas, Setor C
- Anexo 4 – Levantamento áreas disponíveis, Setor D
- Anexo 5 – Levantamento áreas disponíveis ou não contabilizadas, Setor E
- Anexo 6 – Ficha Técnica Painel Solar Fotovoltáico
- Anexo 7 – Ficha Técnica Inversor
- Anexo 8 – Resultados detalhados da simulação energética por setor (Discriminação mensal)
- Anexo 9 – Planos de Negócios dos outros 7 Cenários

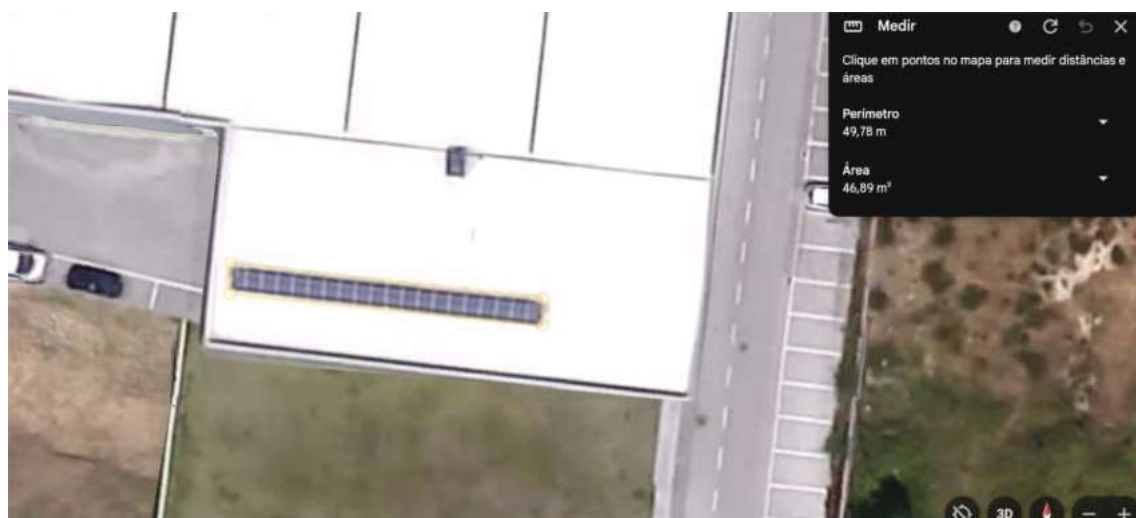
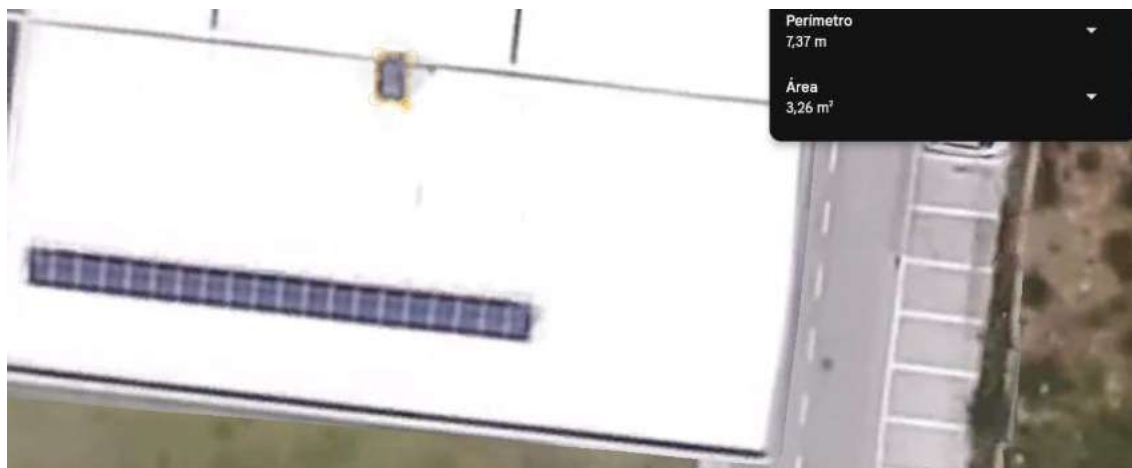
Anexo 1 – Levantamento áreas disponíveis, Setor A



Anexo 2 – Levantamento áreas disponíveis ou não contabilizadas, Setor B

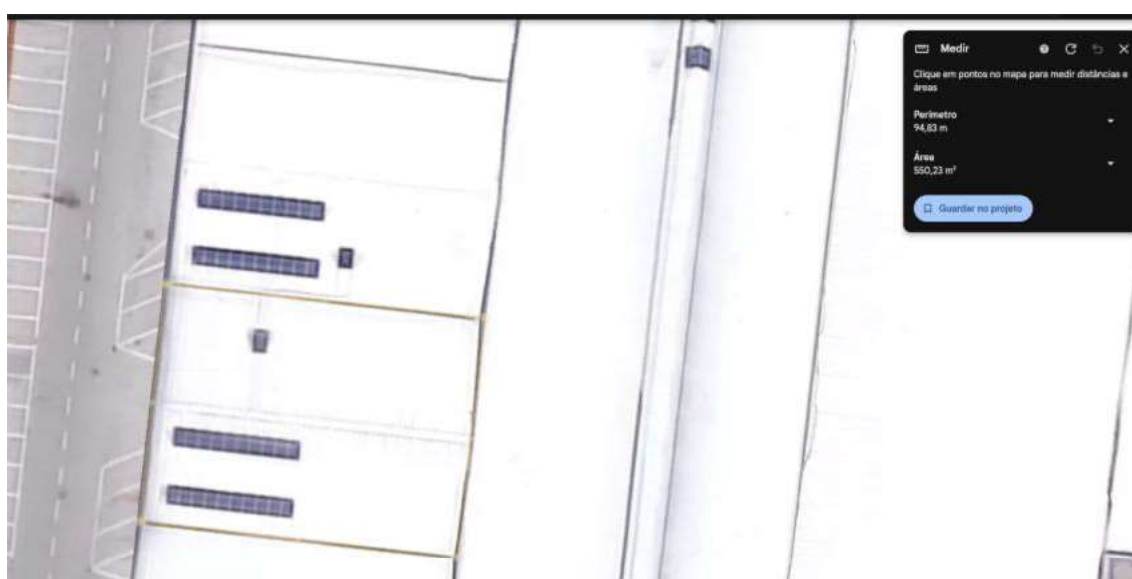
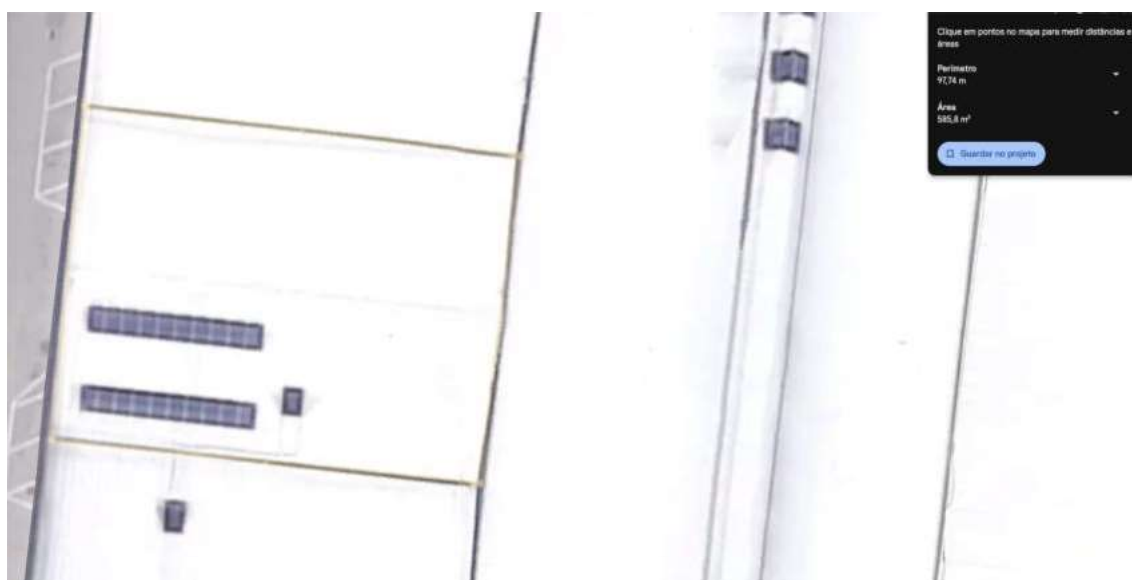


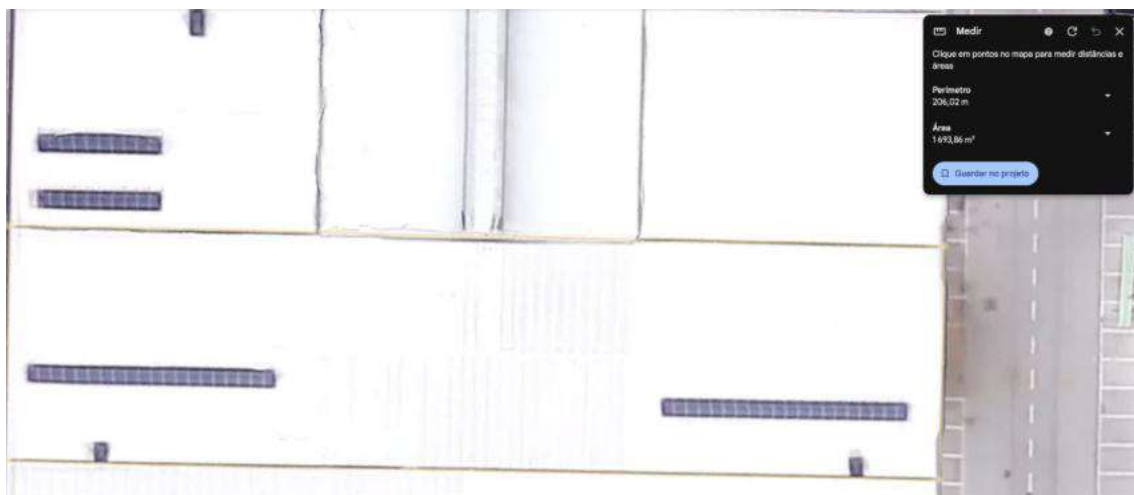
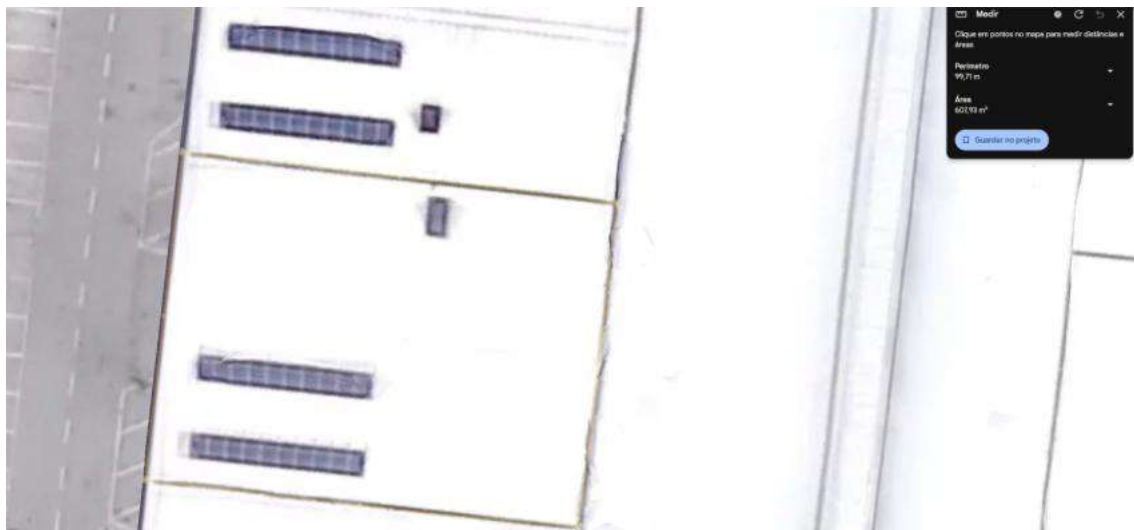




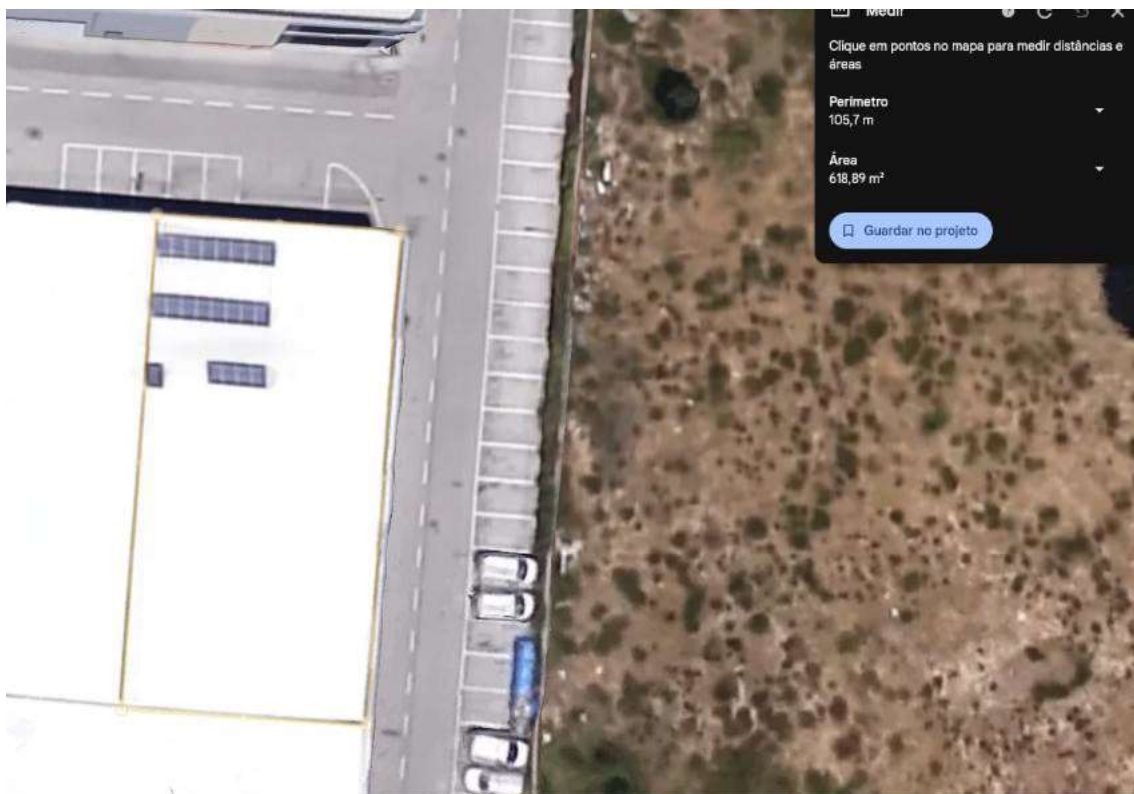
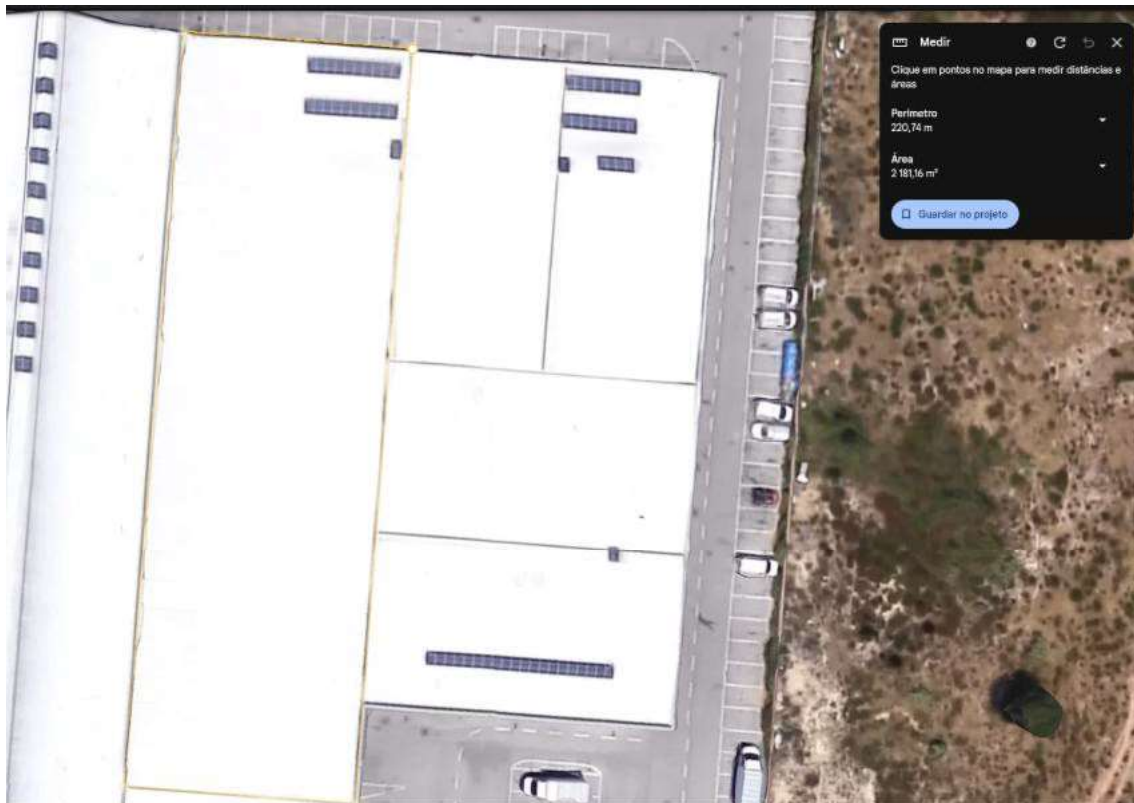
Anexo 3 – Levantamento áreas disponíveis ou não contabilizadas, Setor C

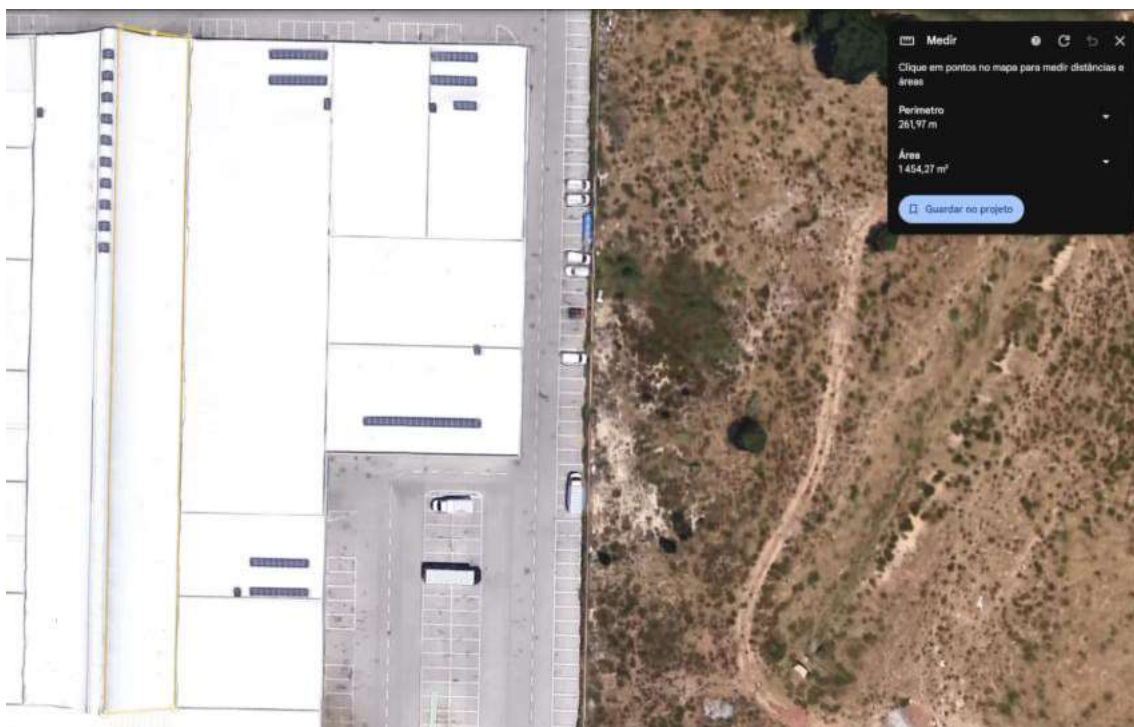
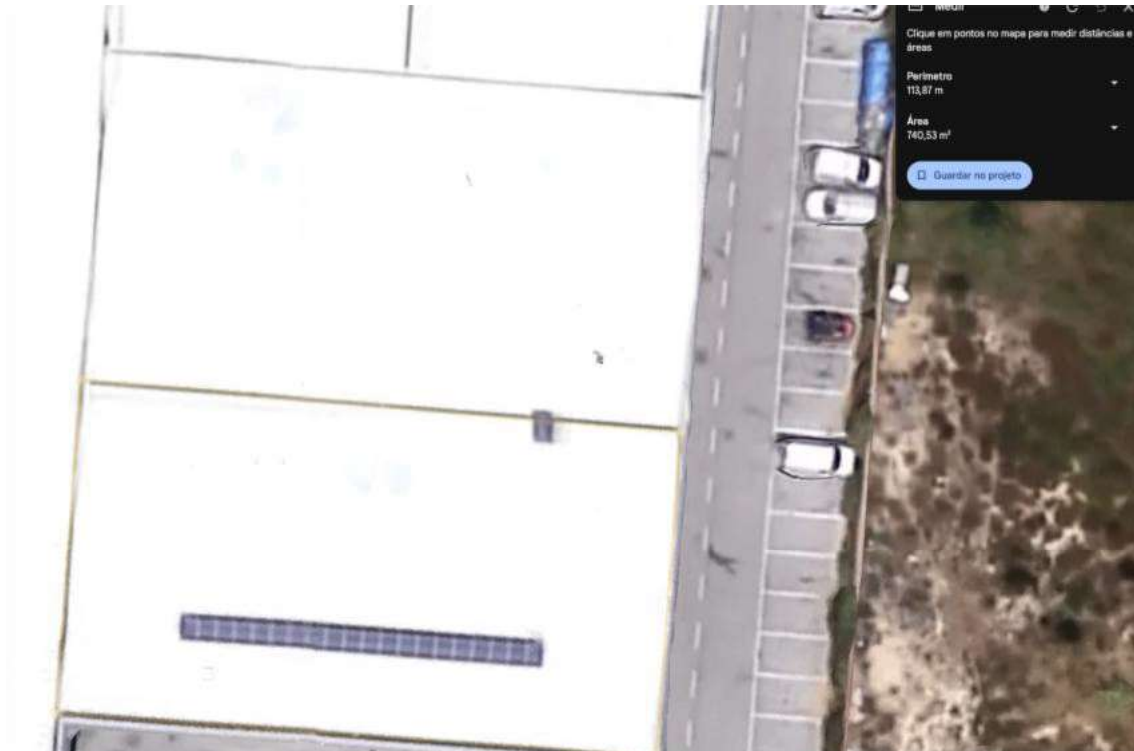


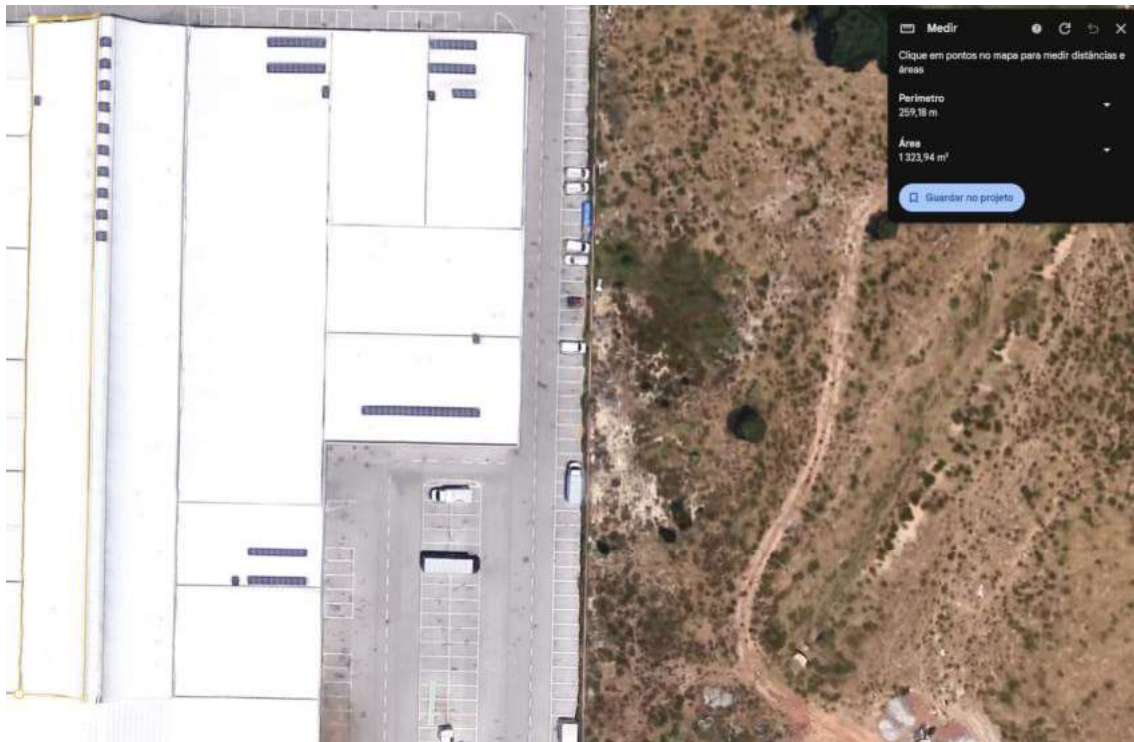


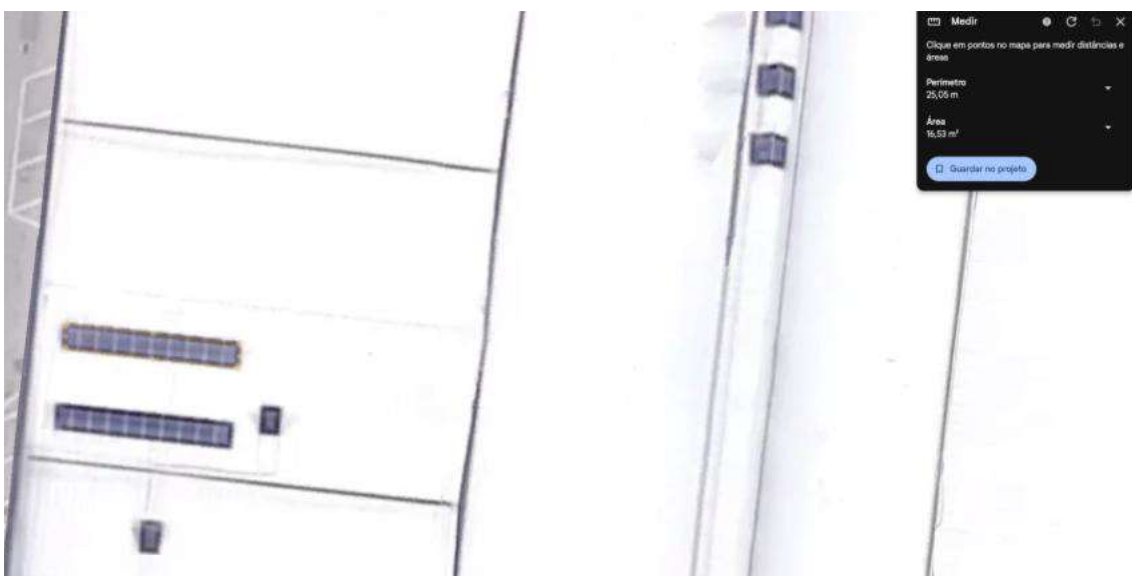
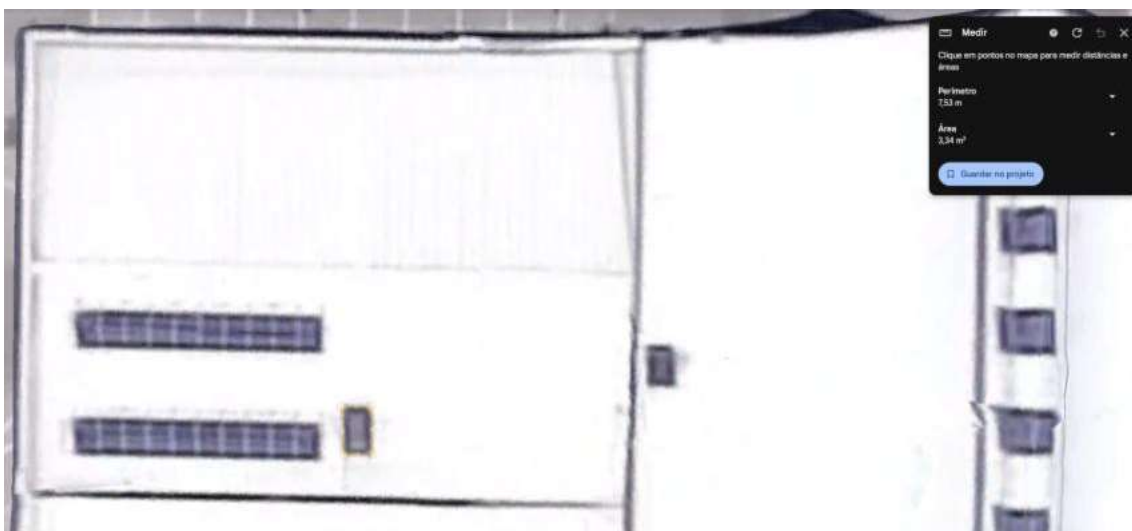


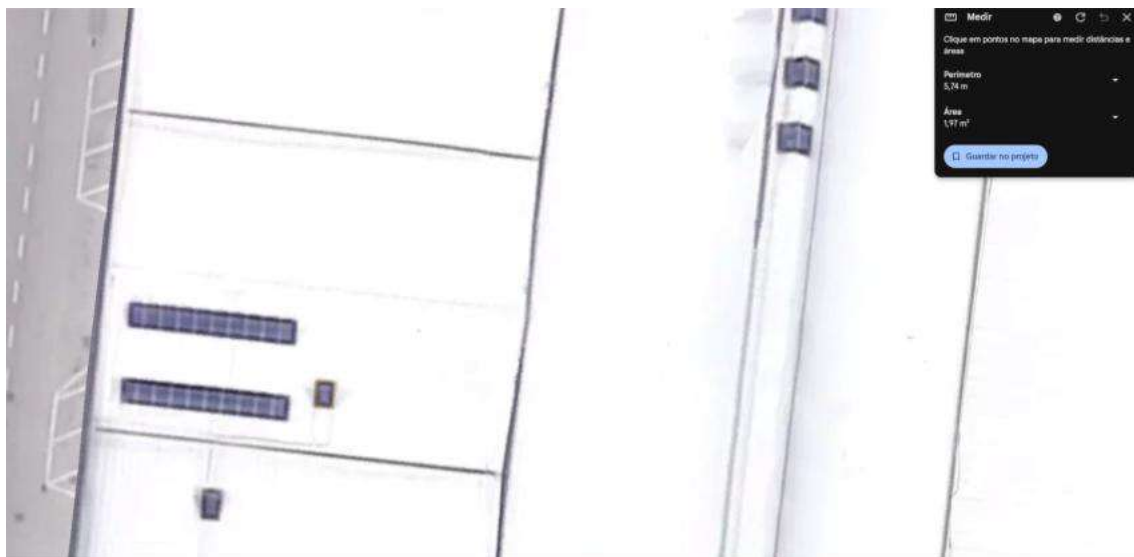
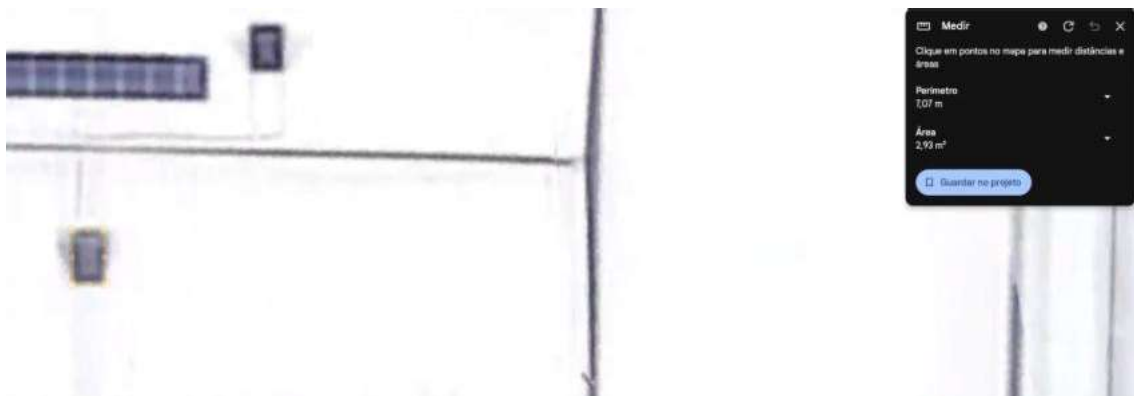
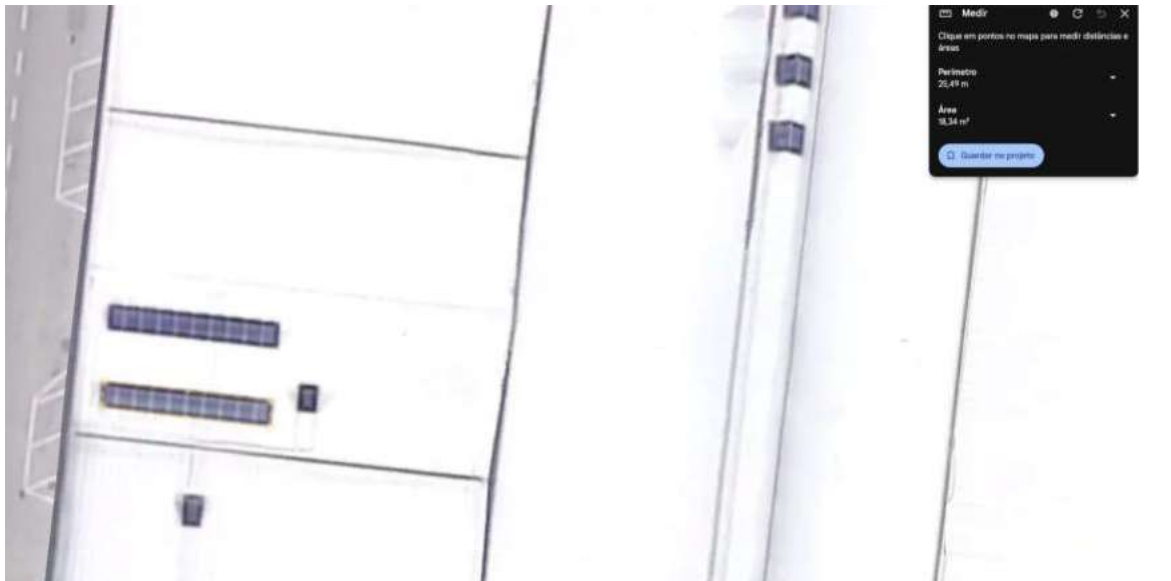


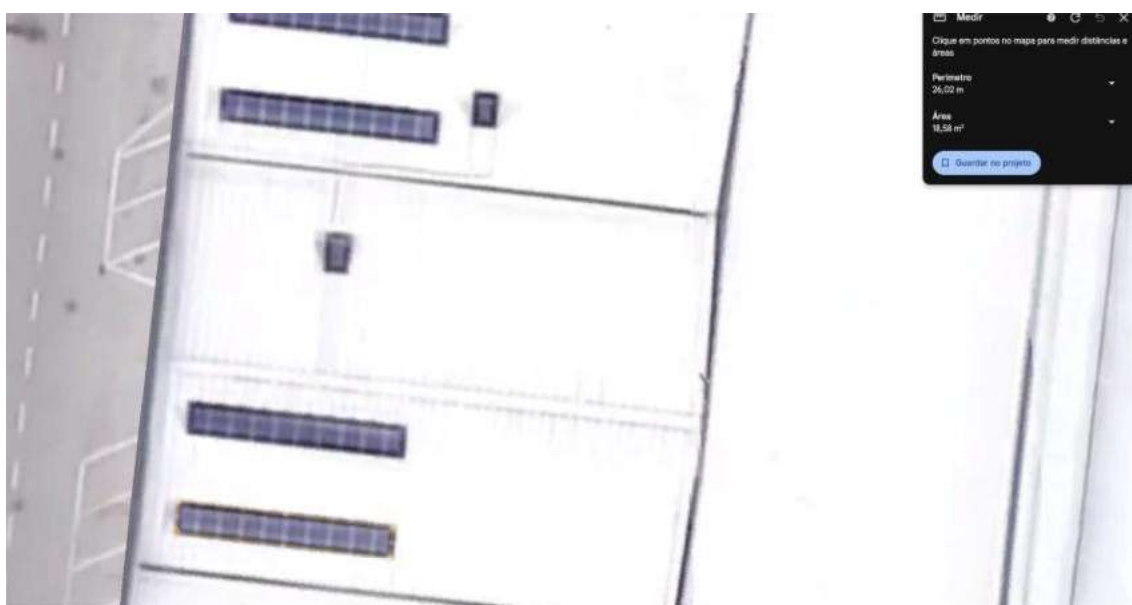
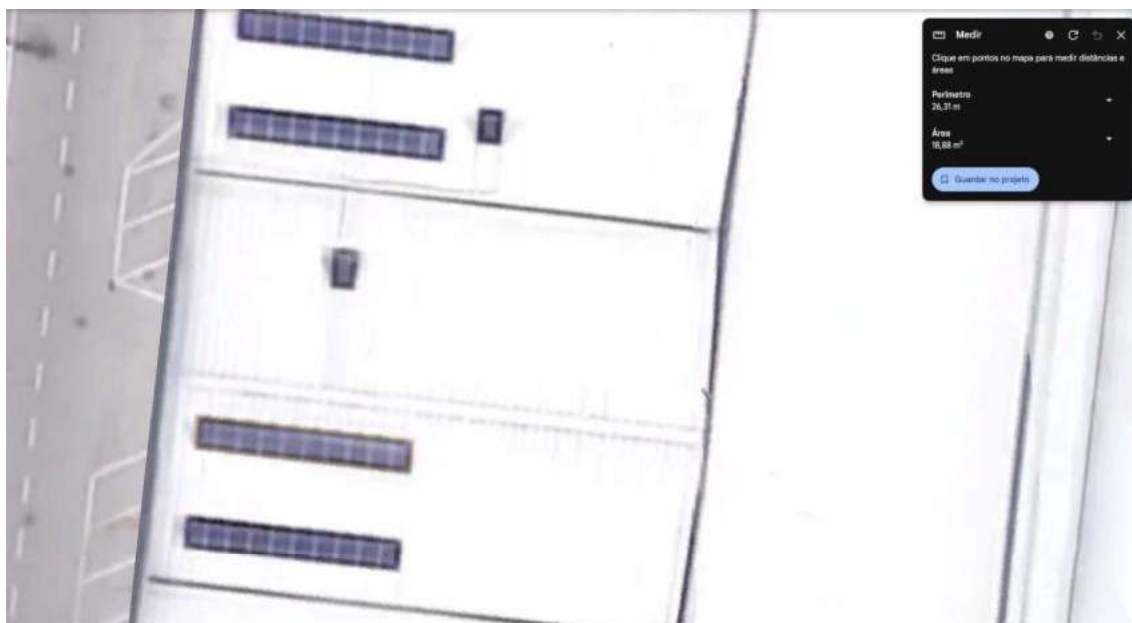


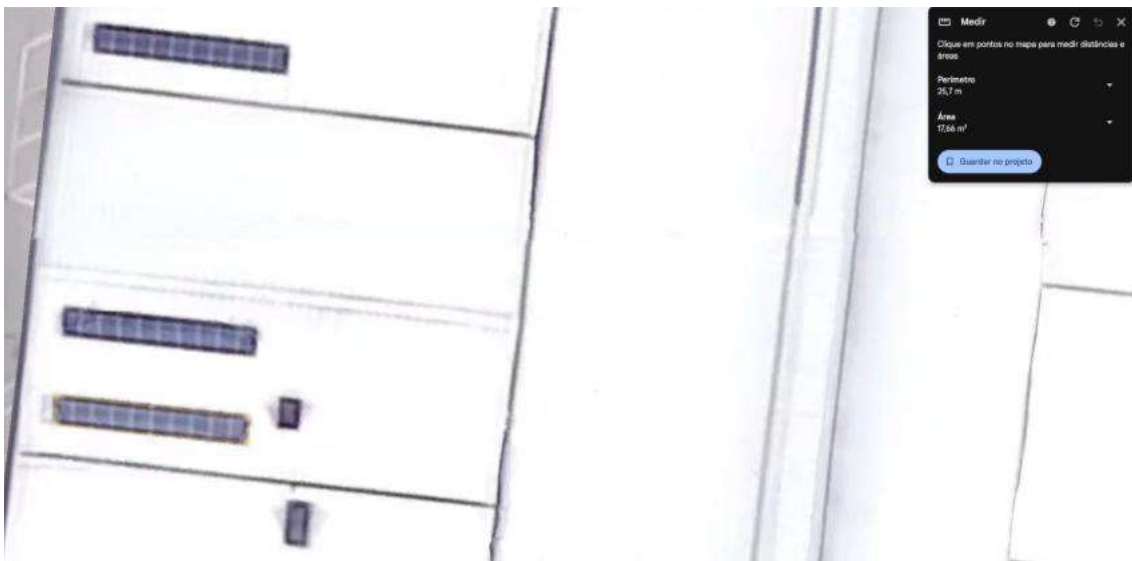
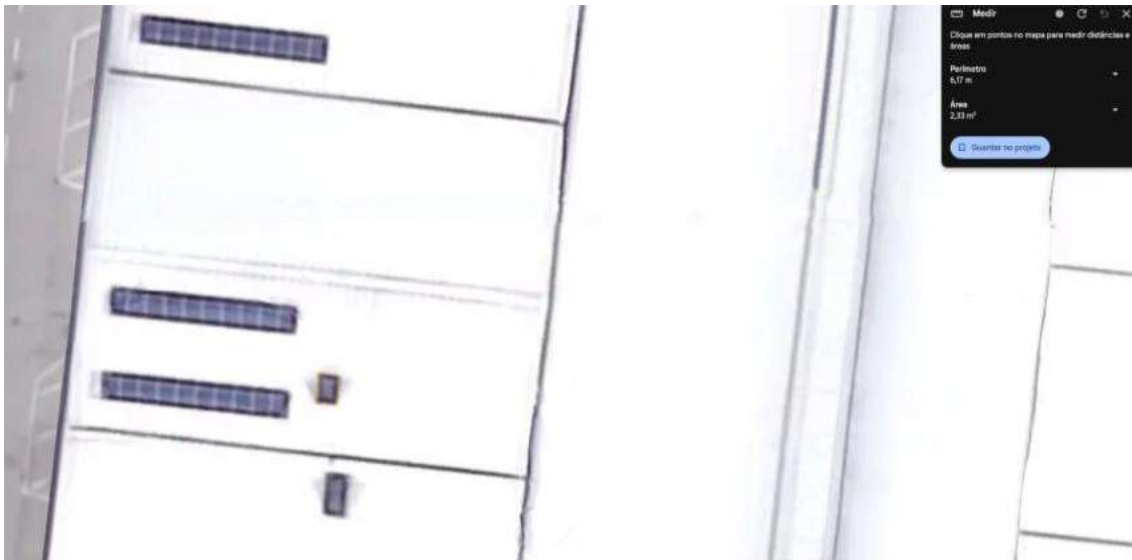


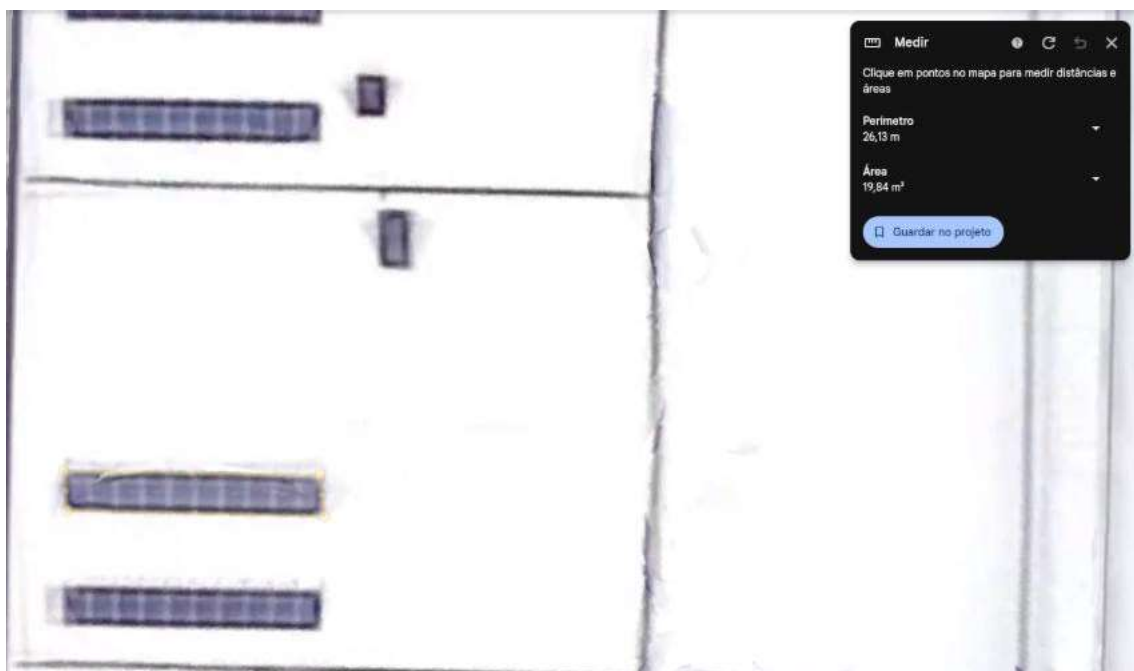
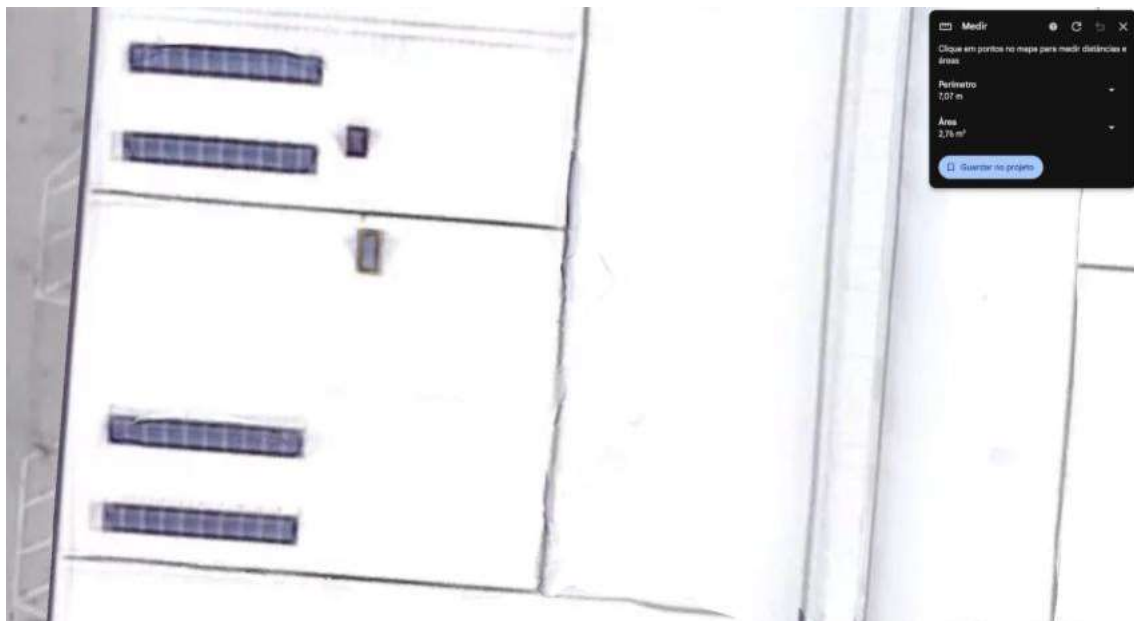


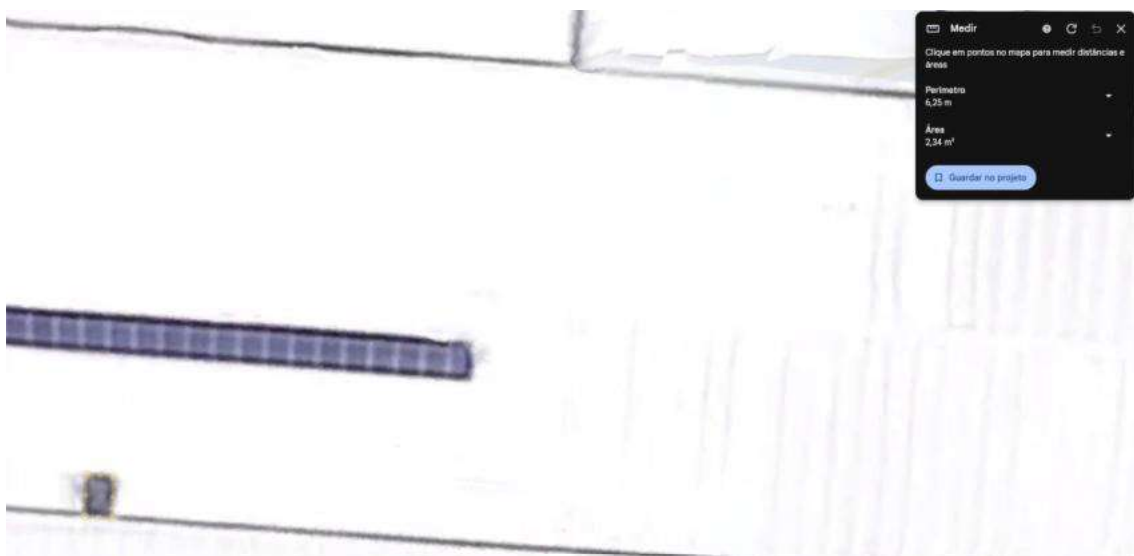
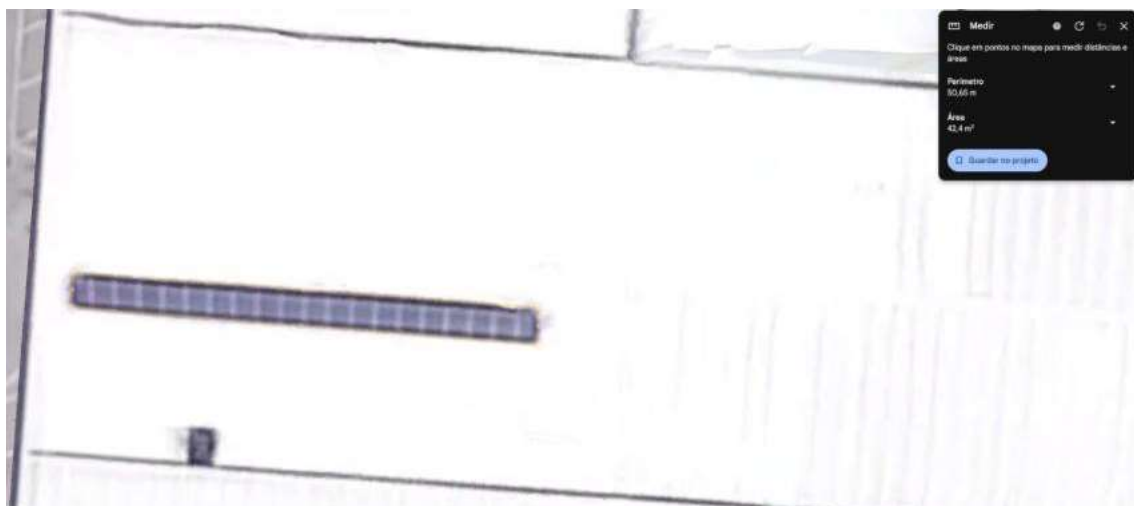
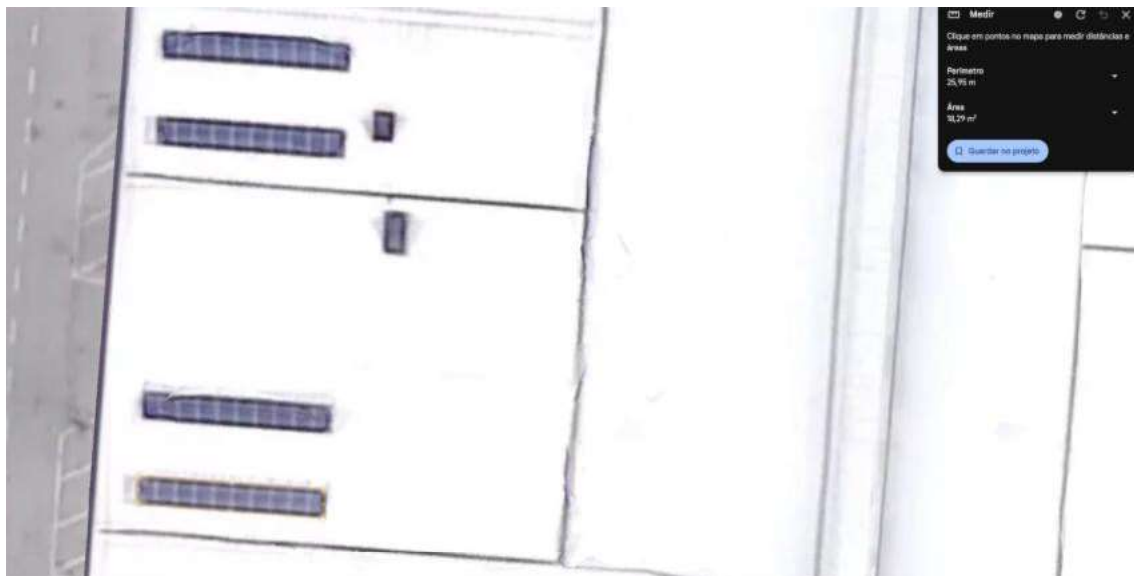


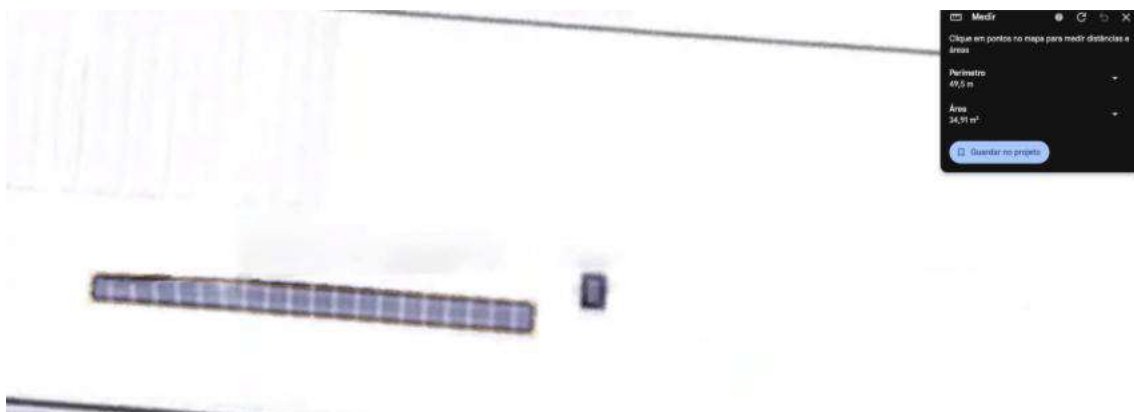
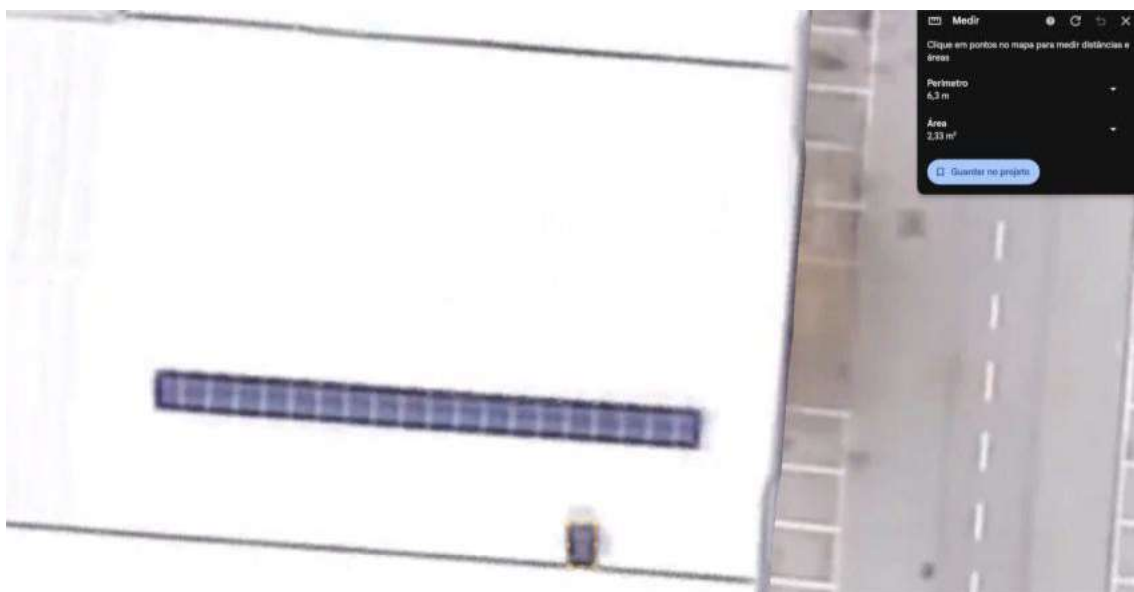
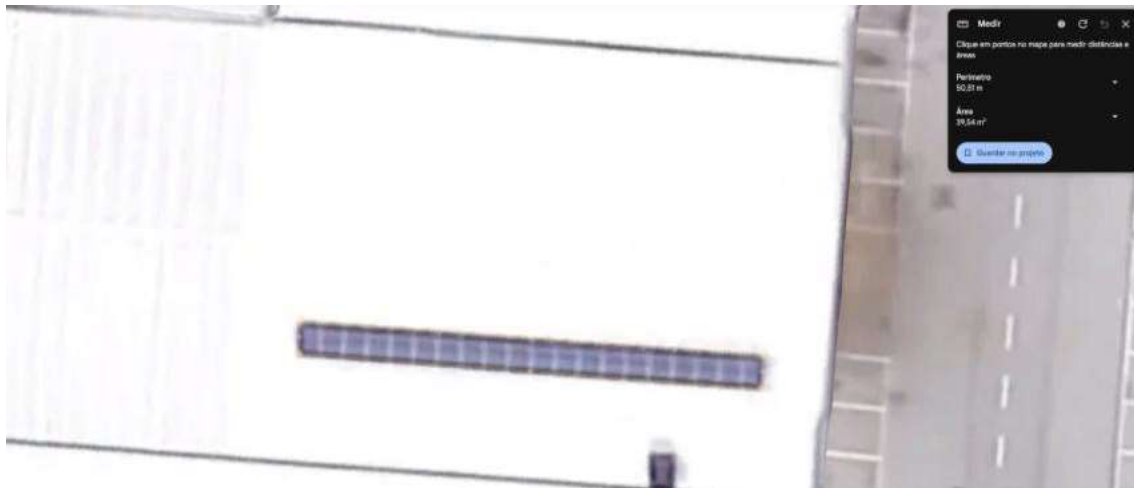


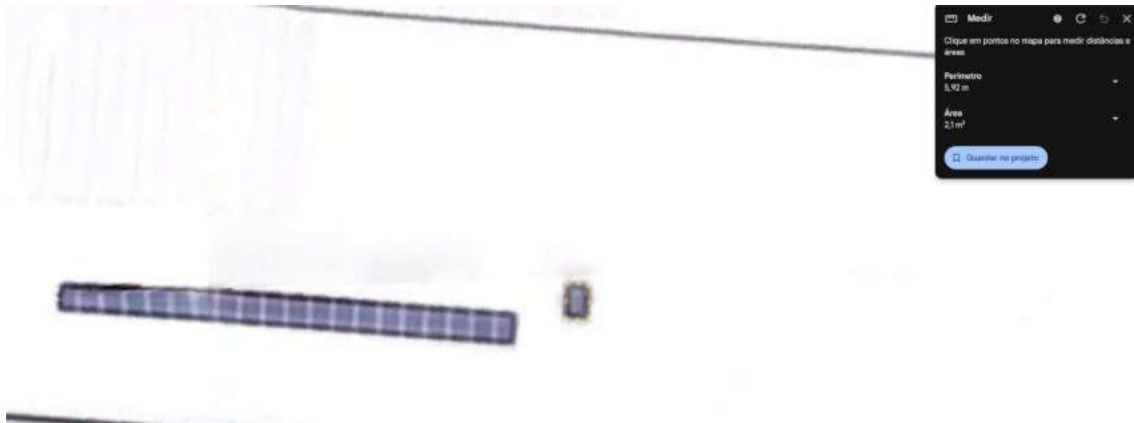


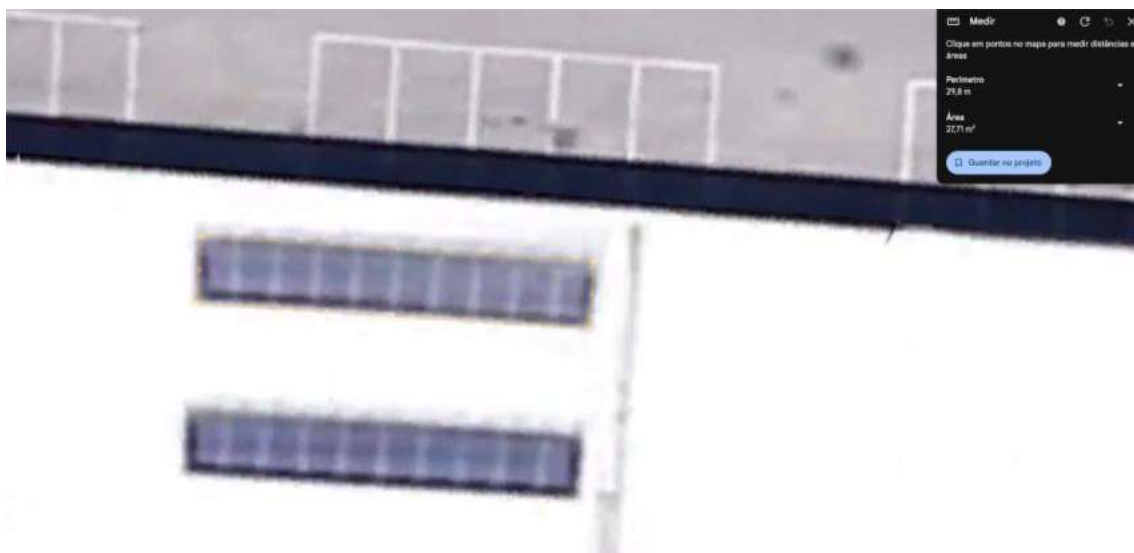


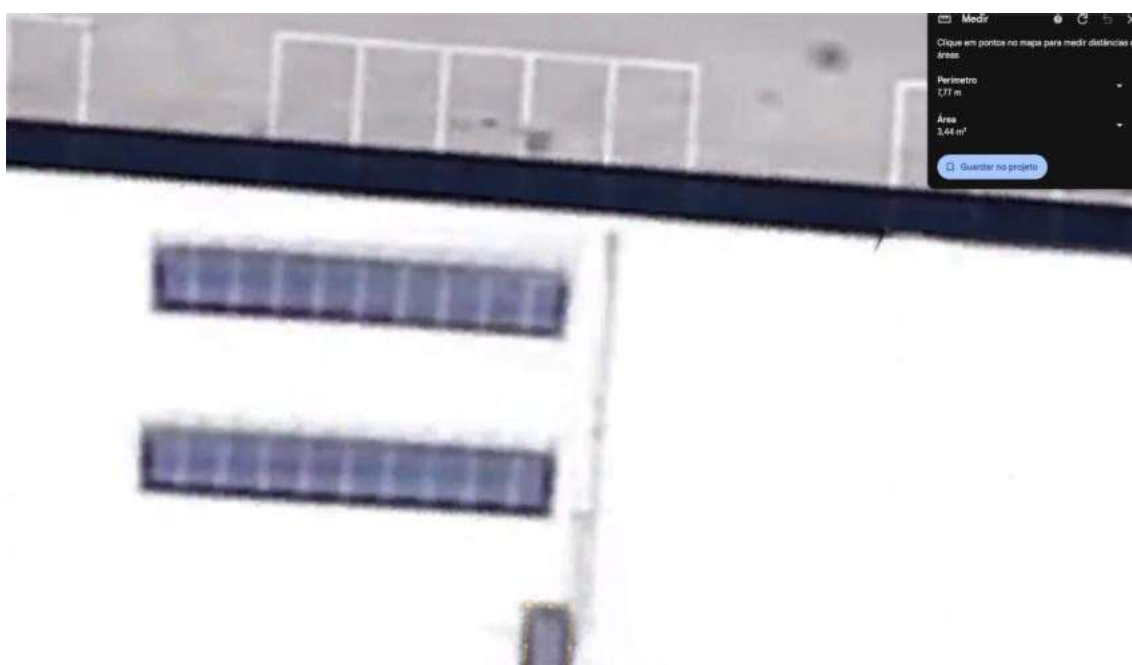
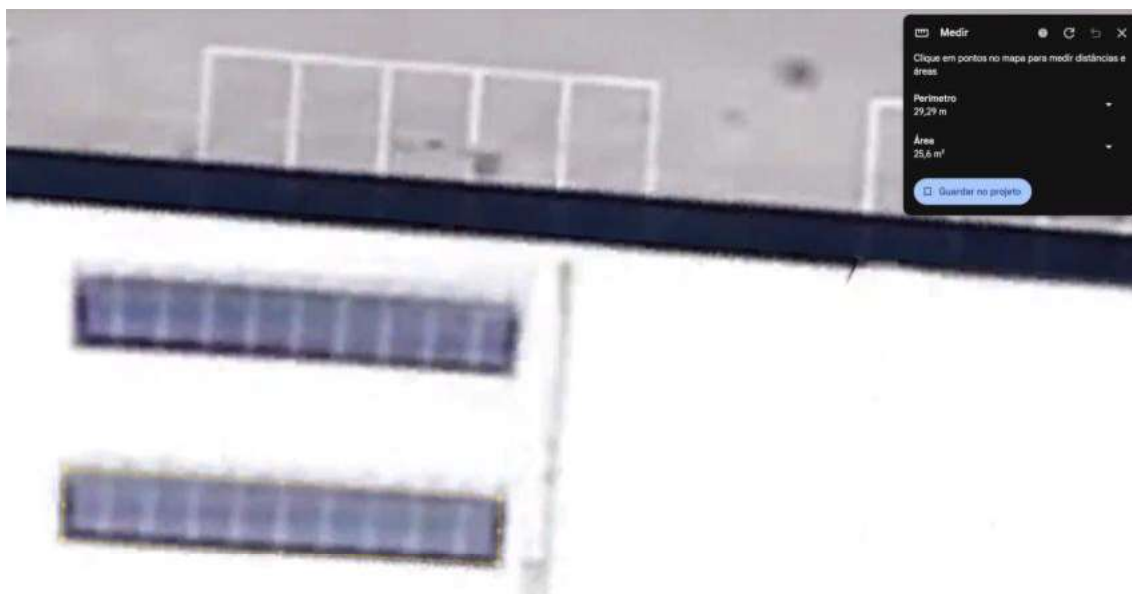


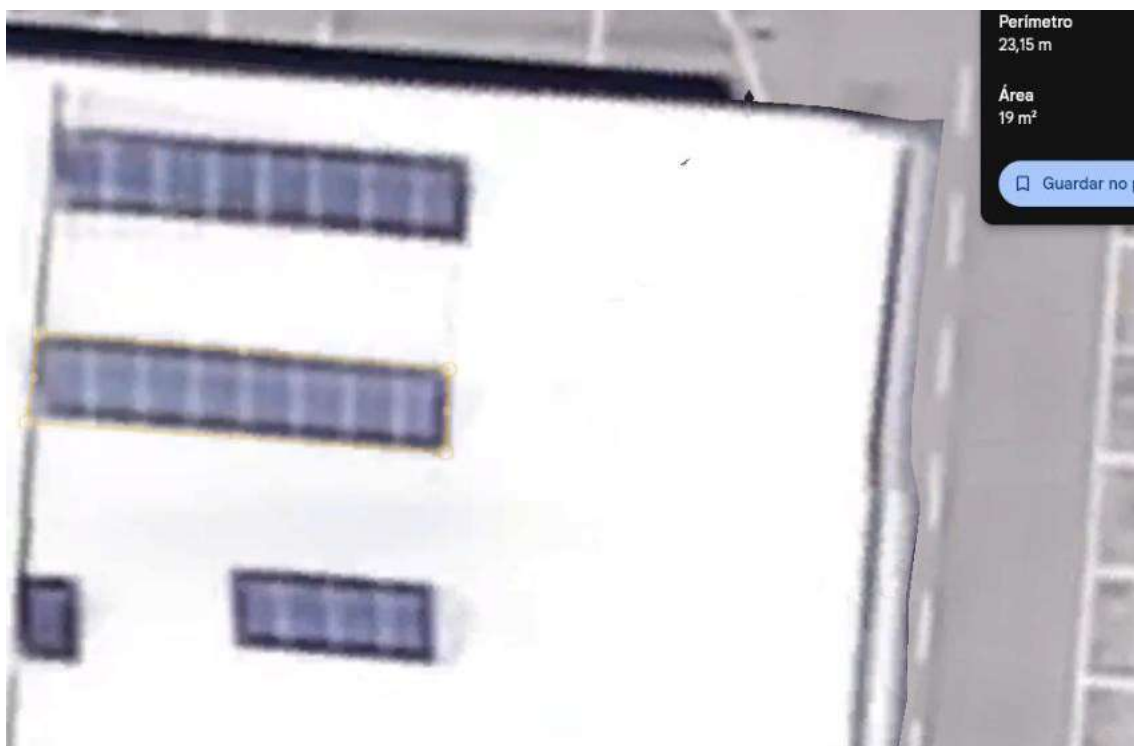
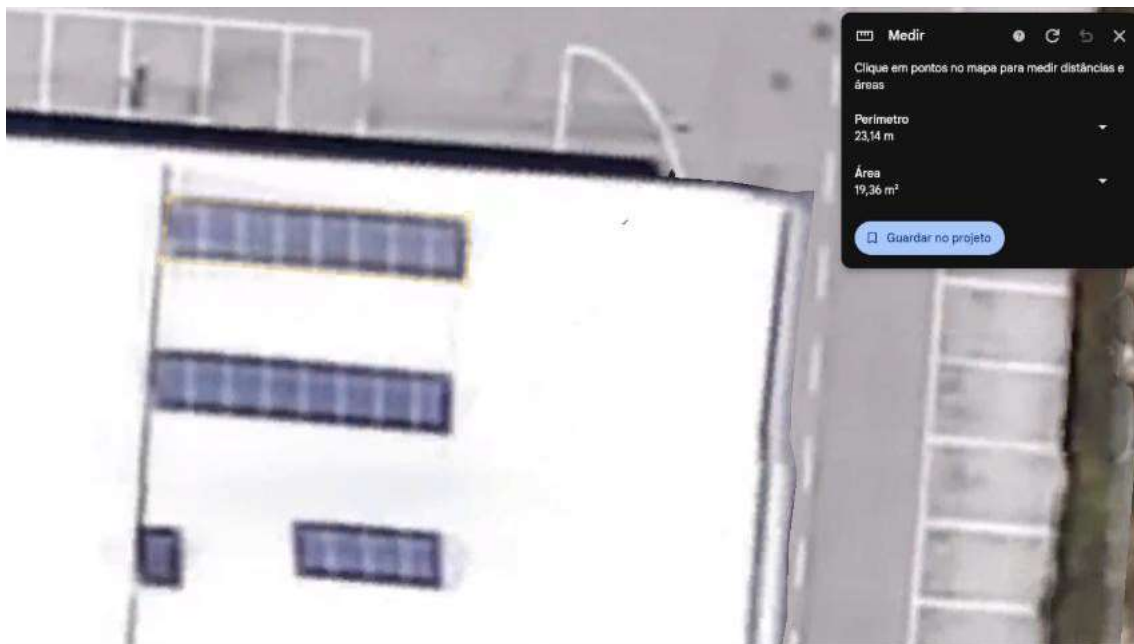


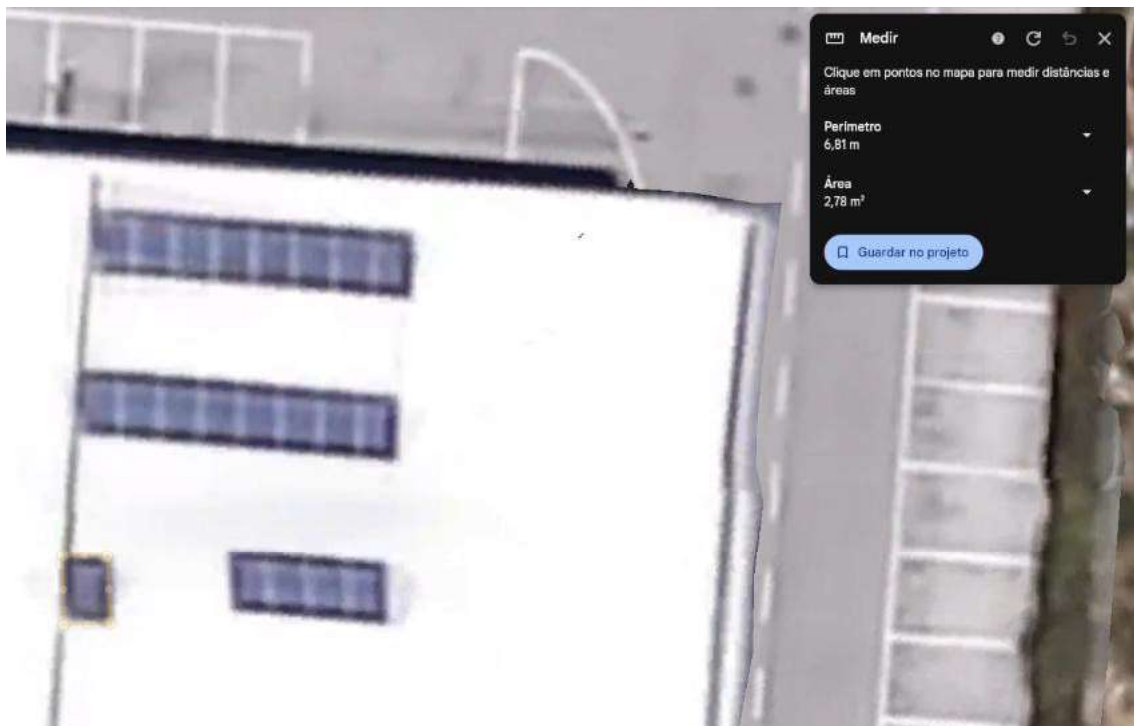


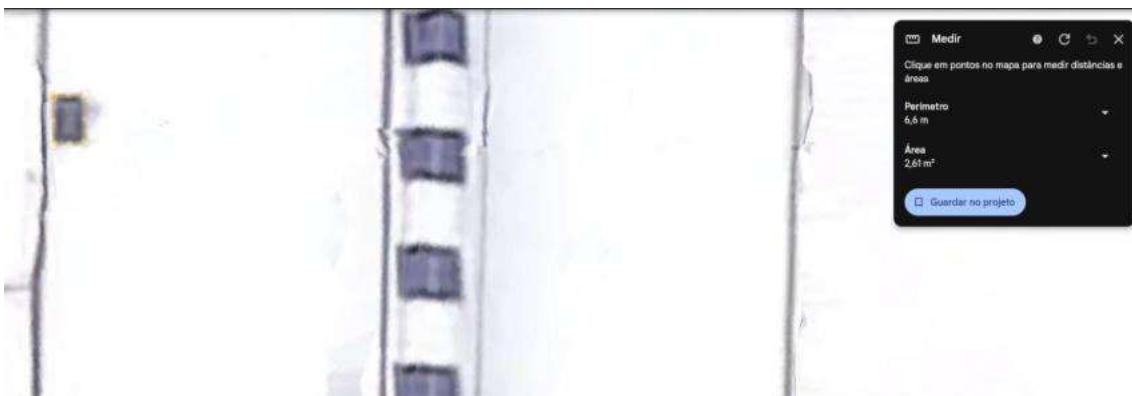
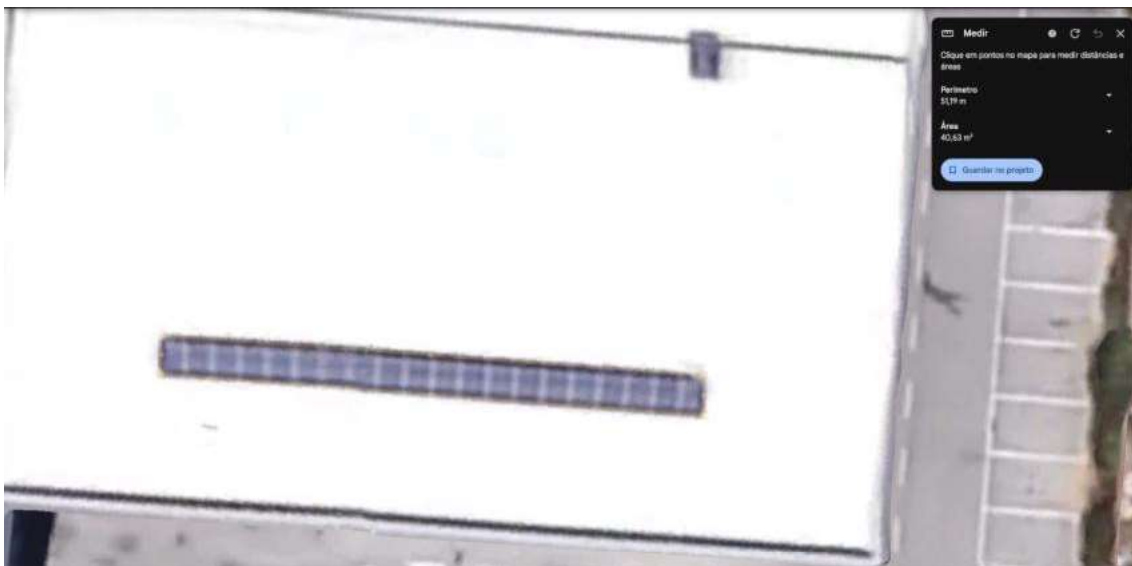
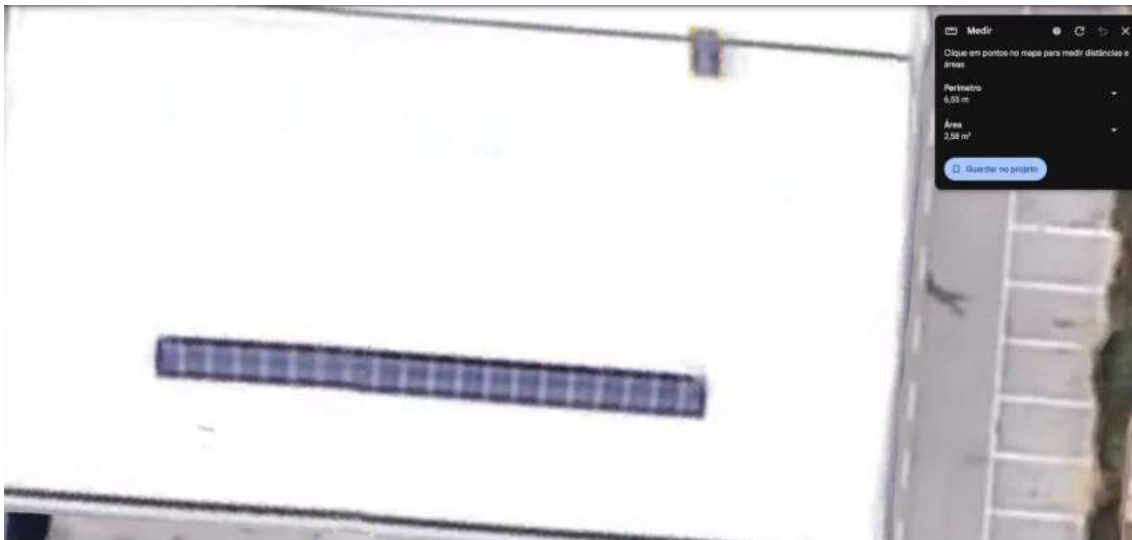






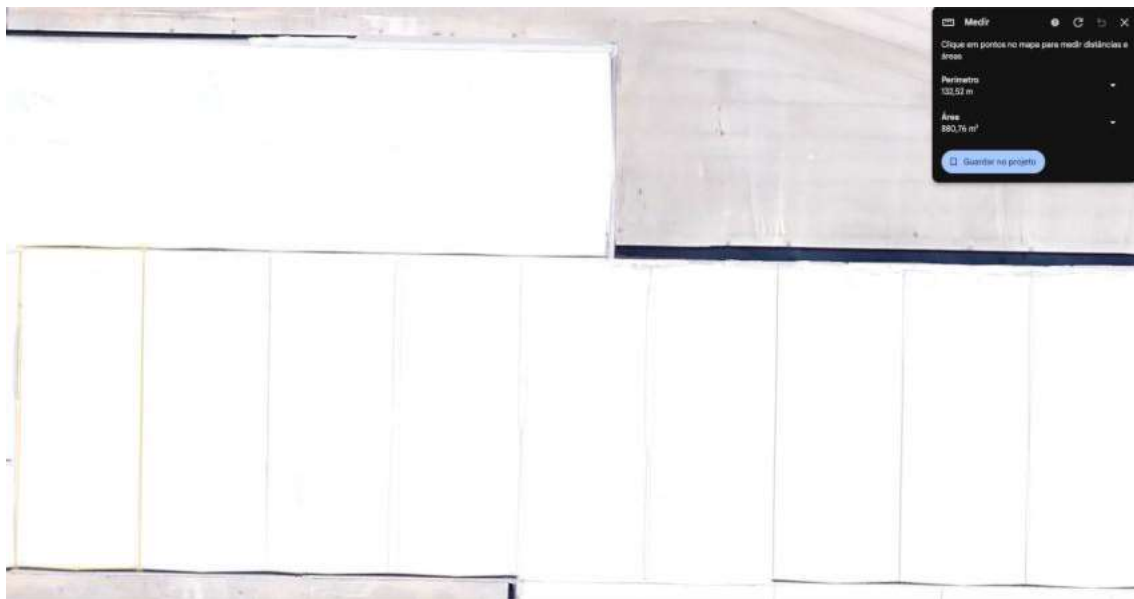


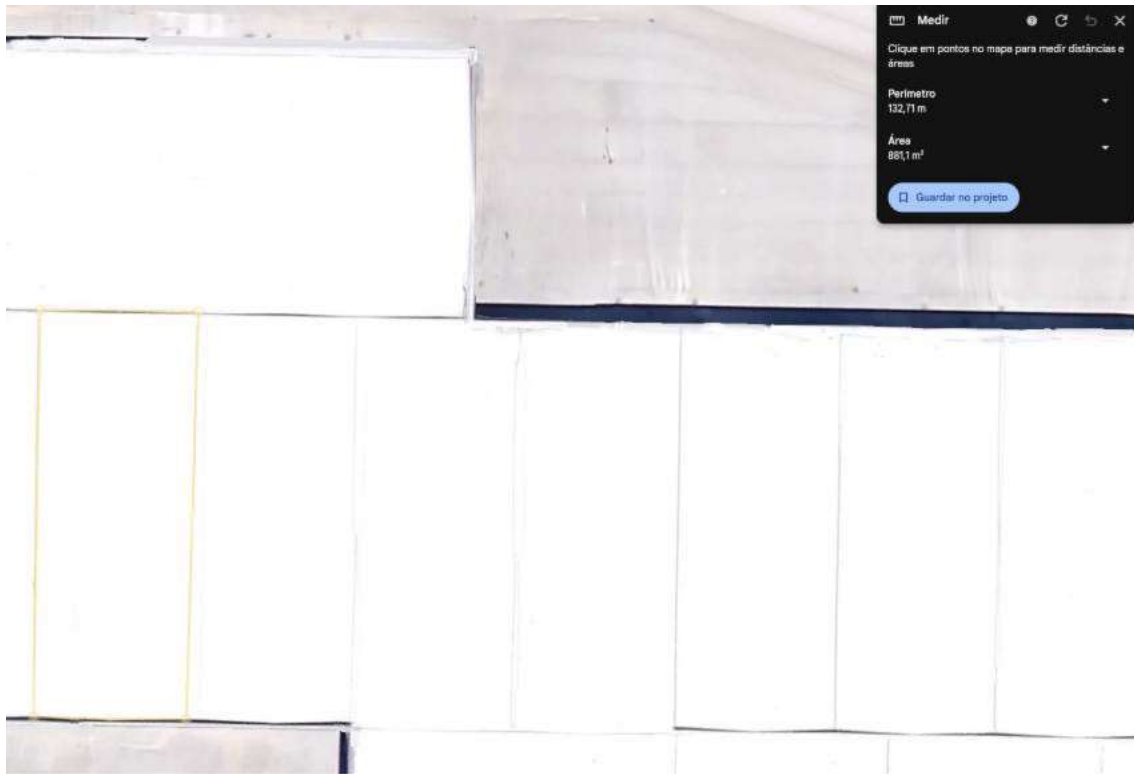


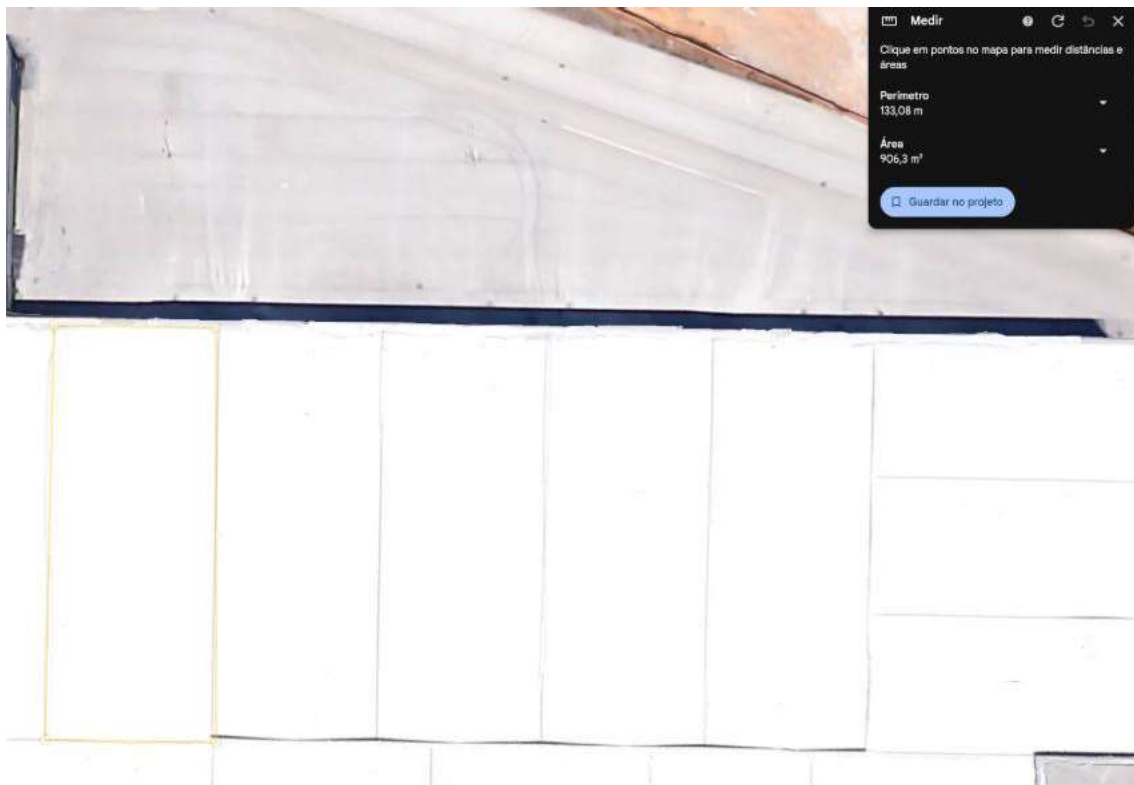


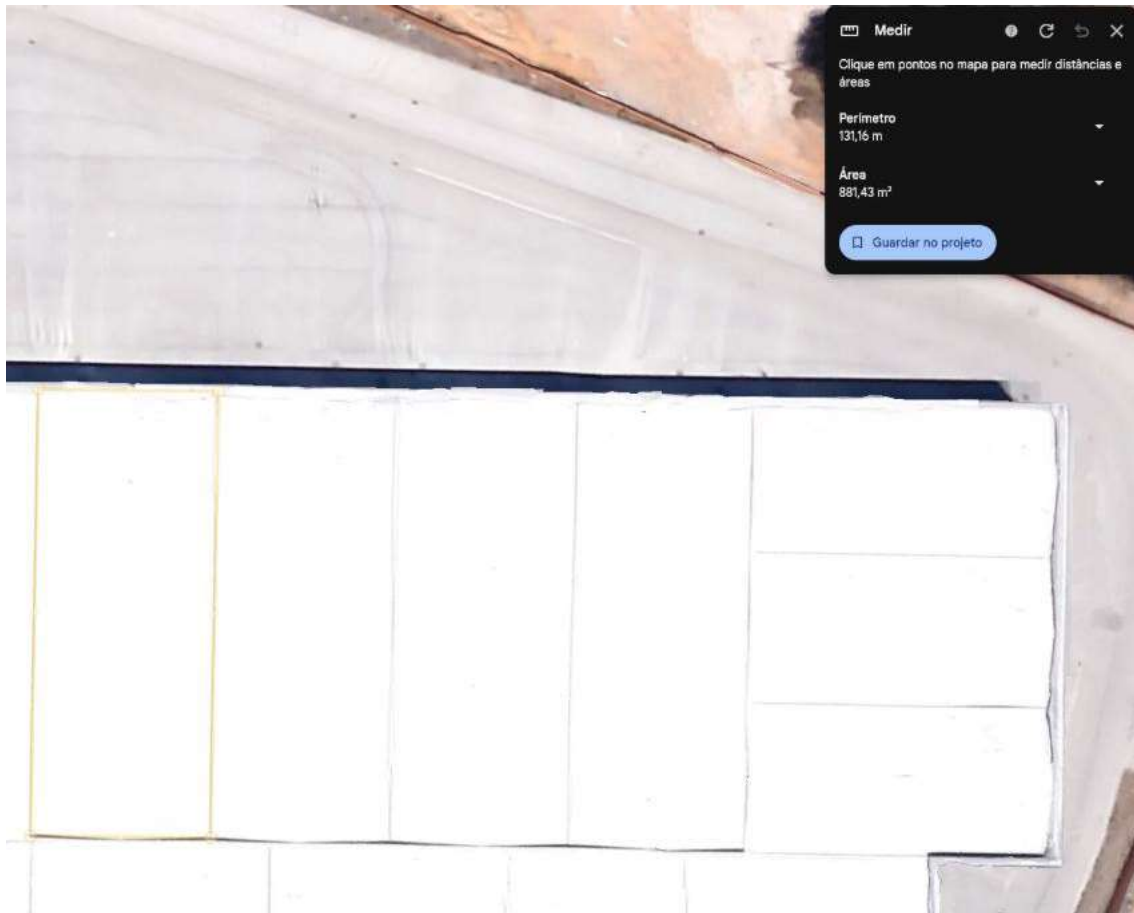
Anexo 4 – Levantamento áreas disponíveis, Setor D

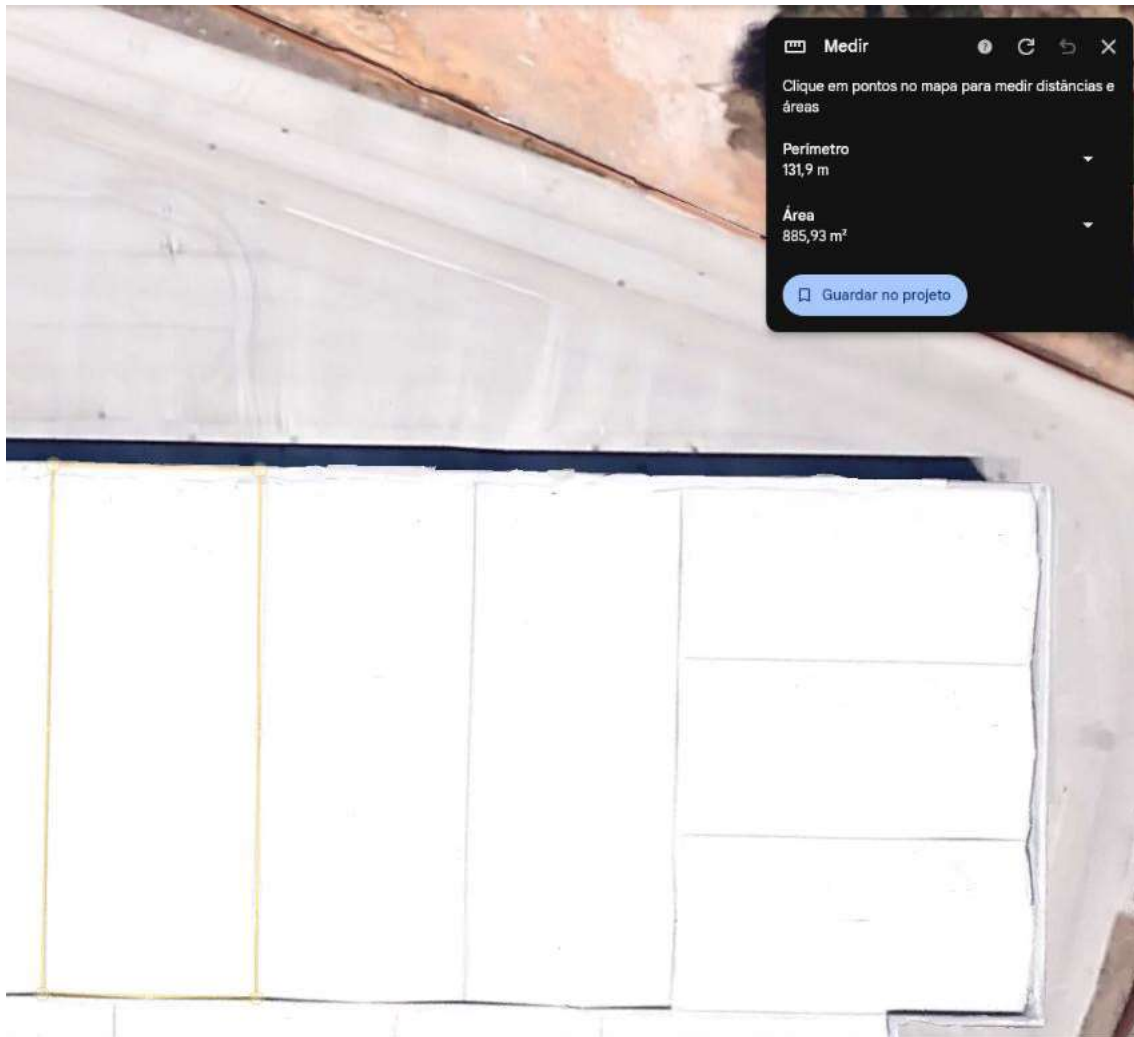


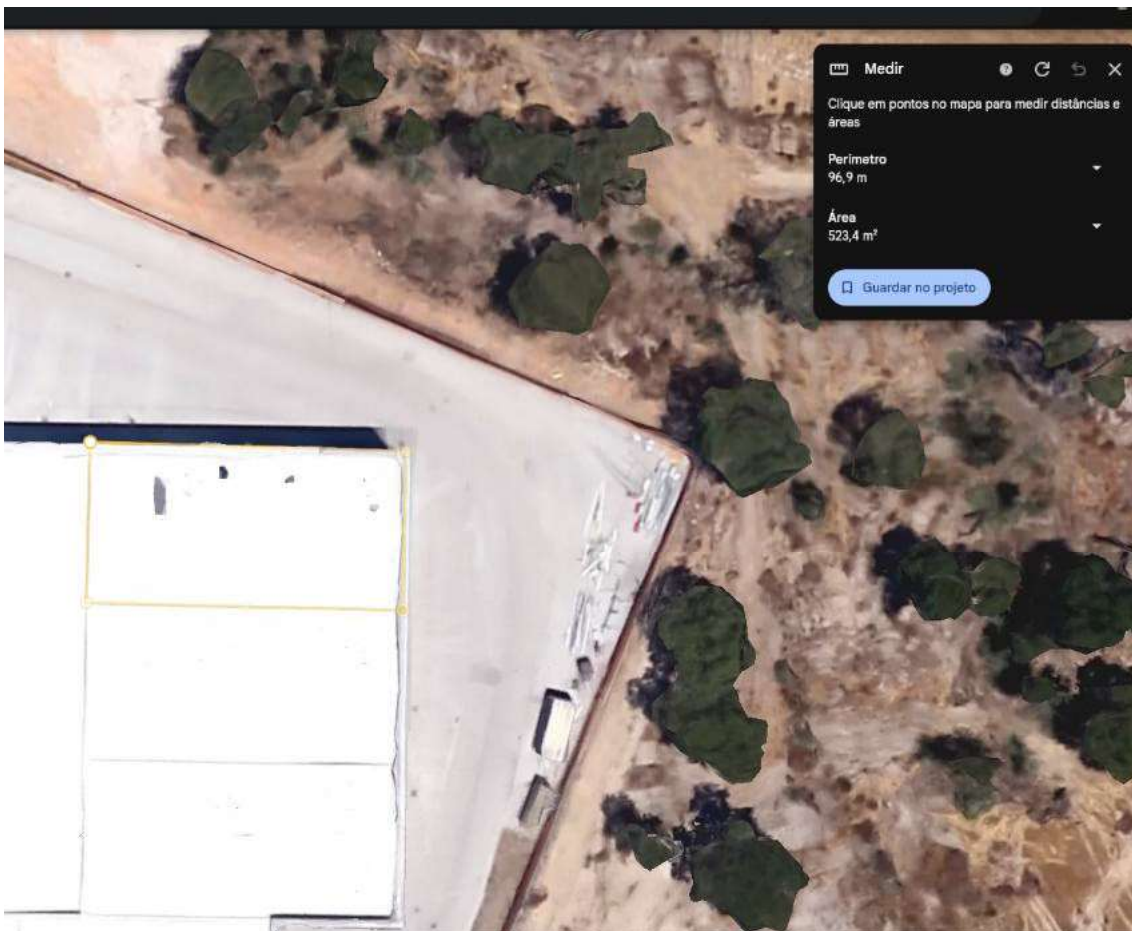
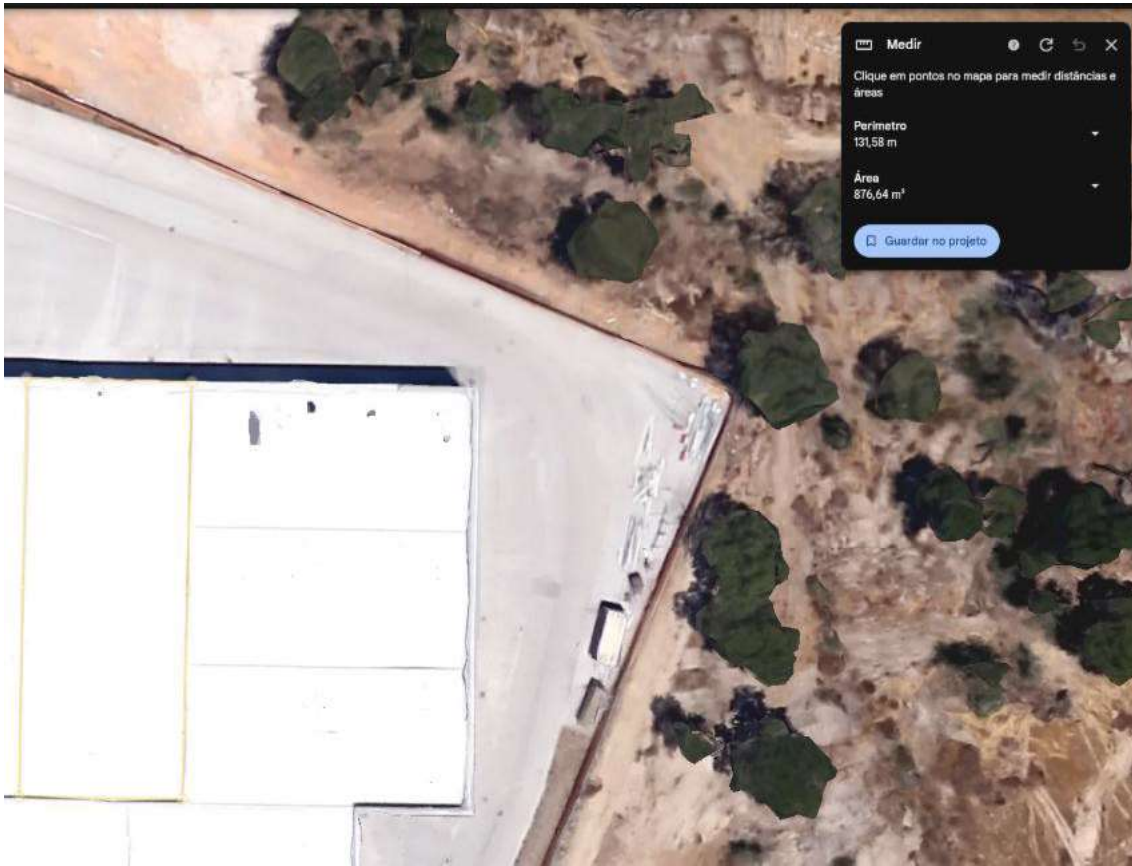


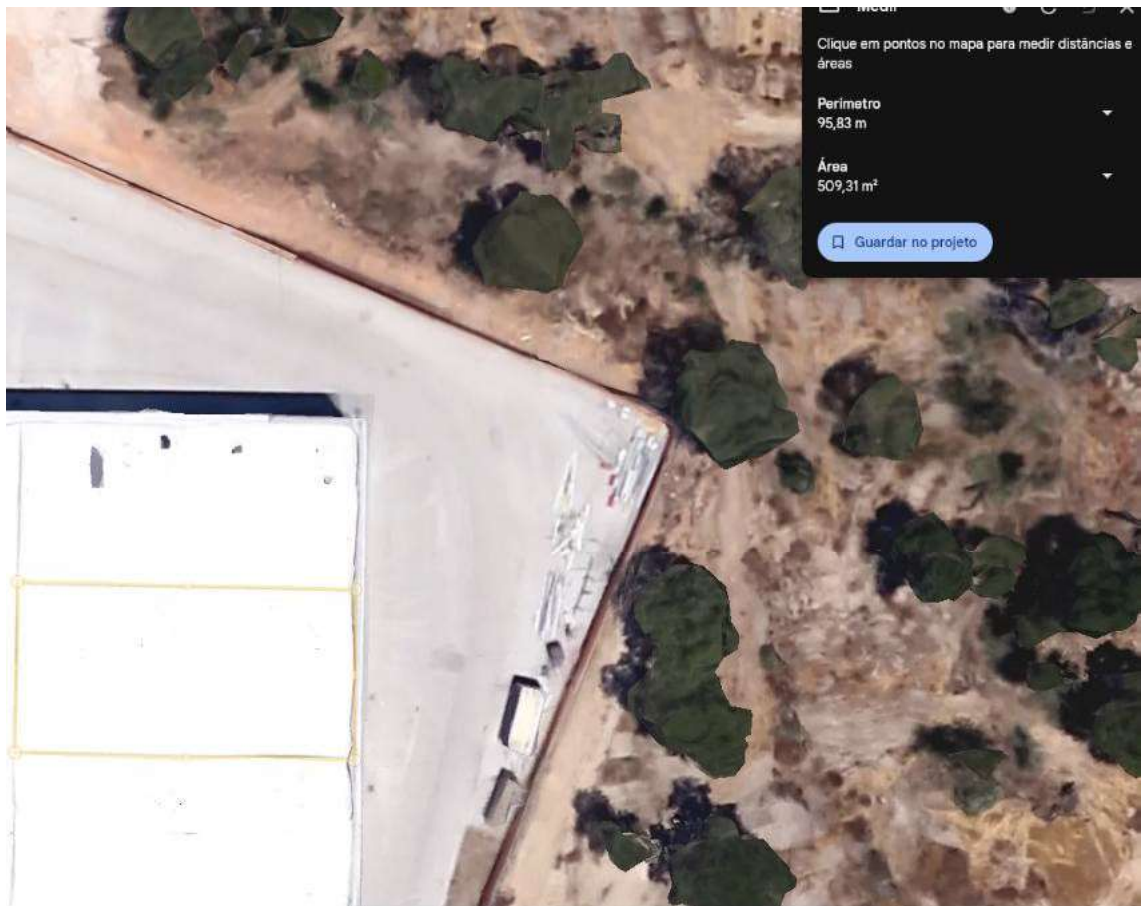


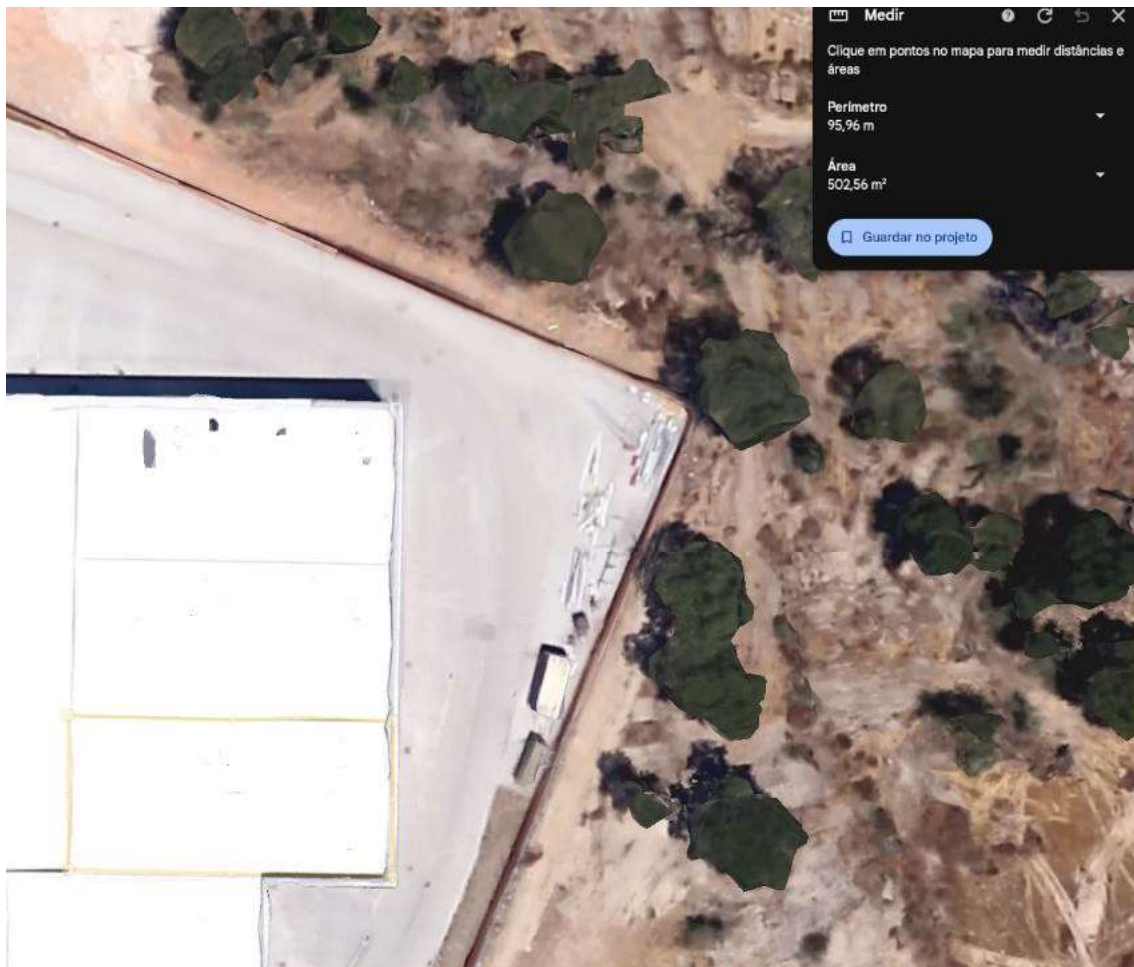


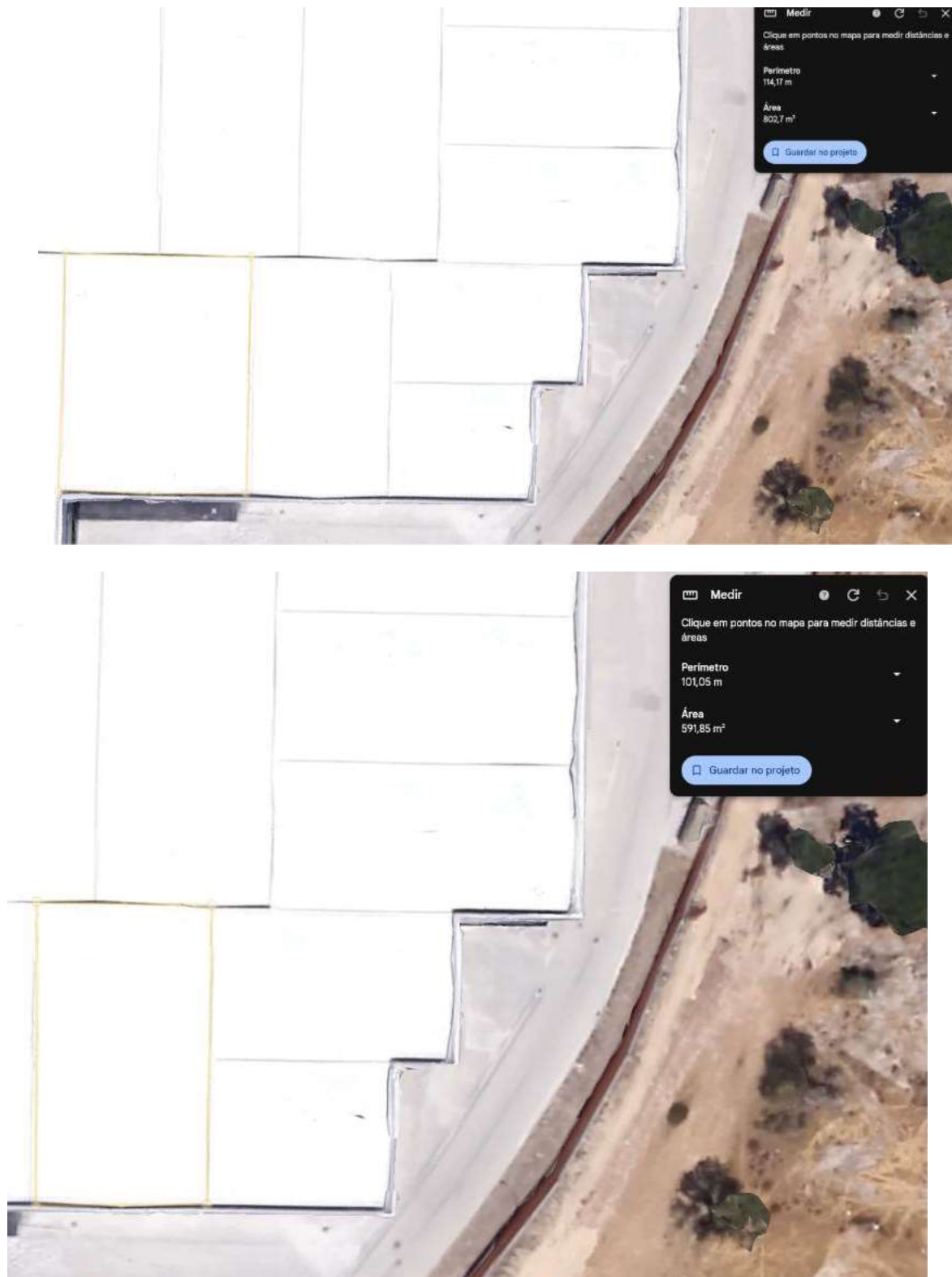


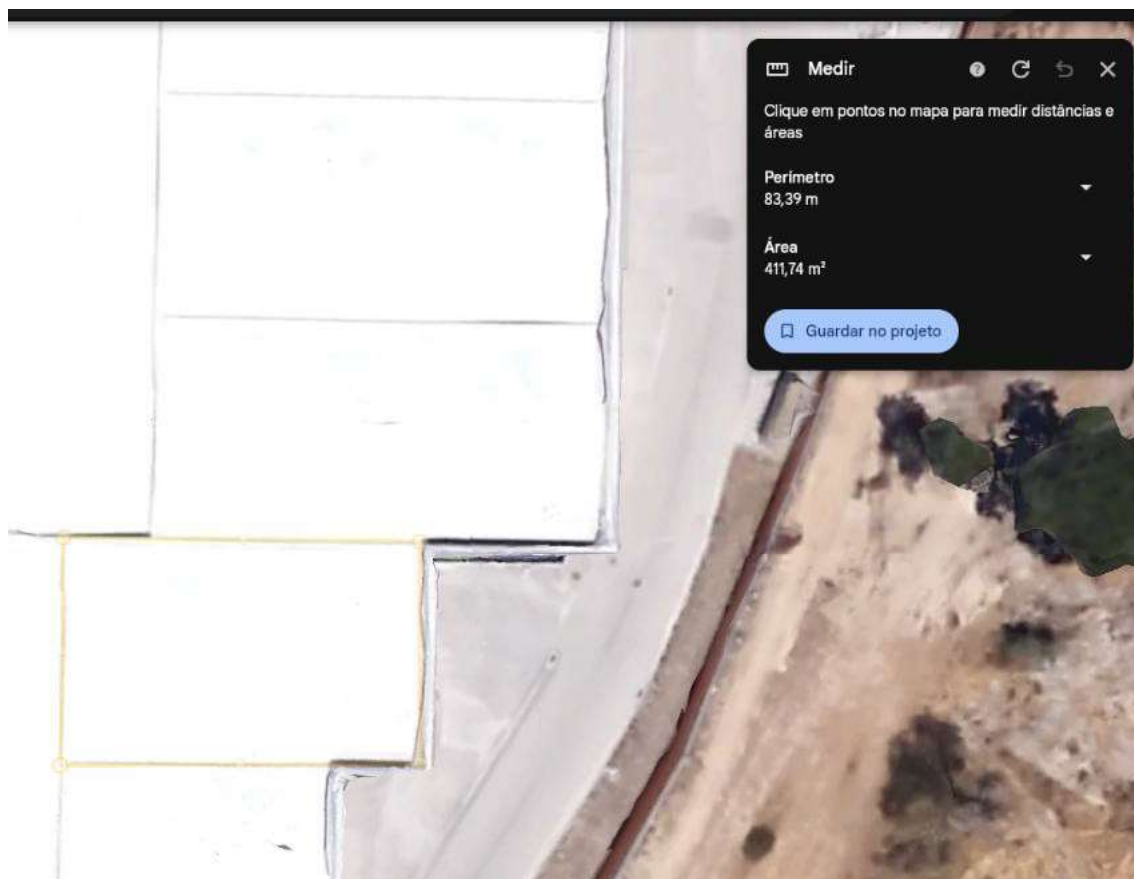


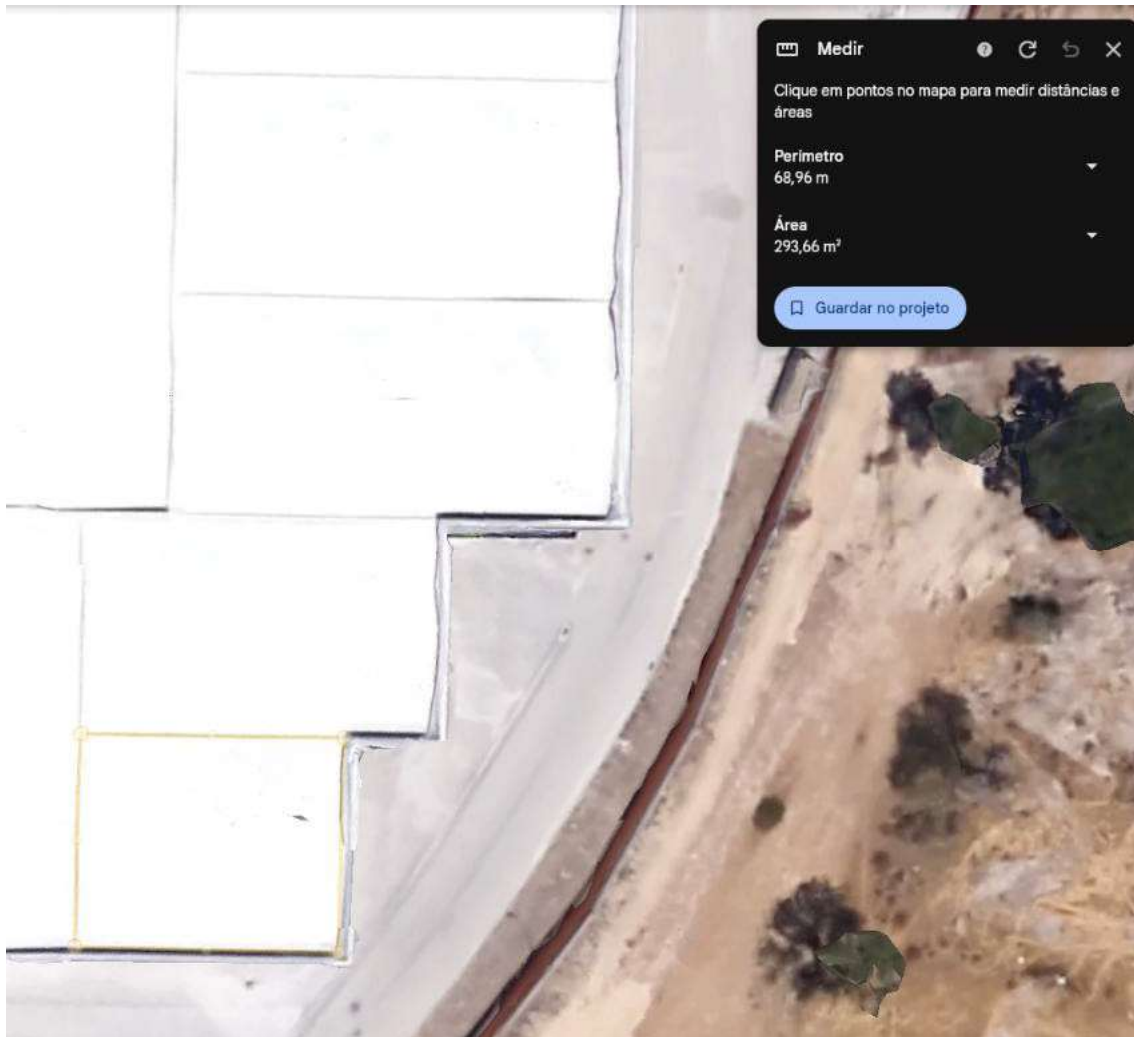




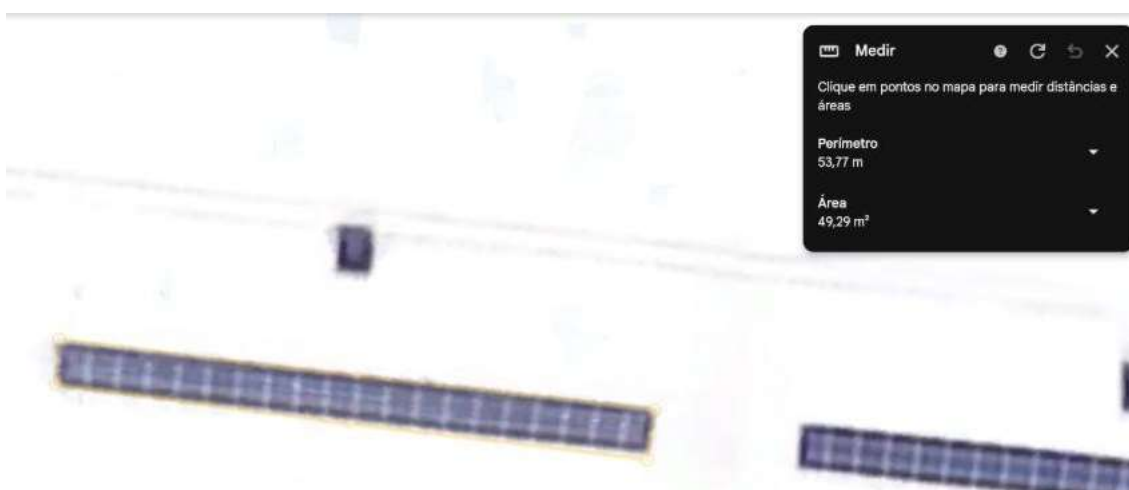


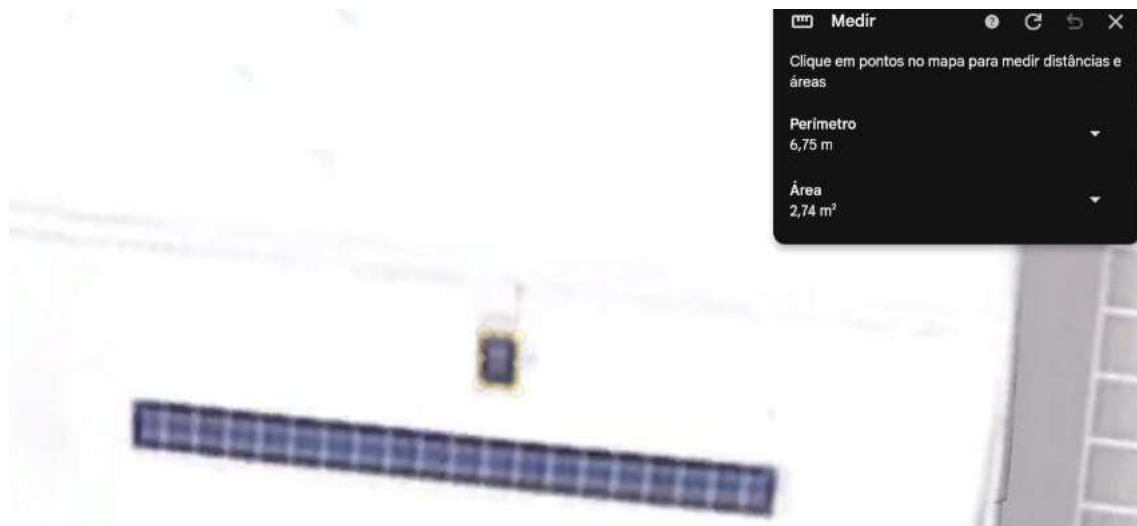
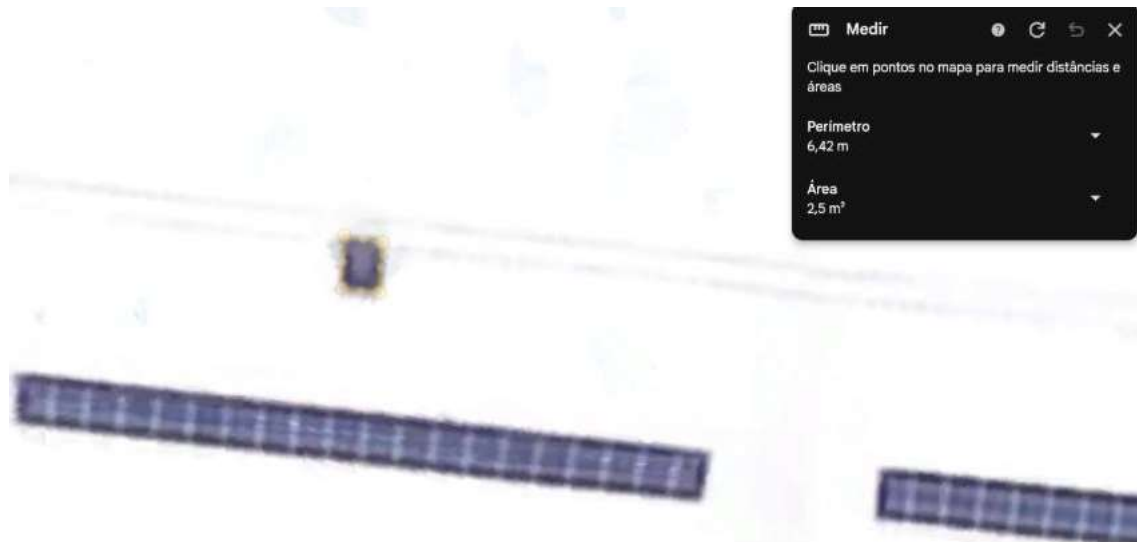






Anexo 5 – Levantamento áreas disponíveis ou não contabilizadas, Setor E





Anexo 6 – Ficha Técnica Painel Solar Fotovoltáico

JA SOLAR

JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.85	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					

STC

Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Measurement tolerance at STC: P_{max} ±3%, V_{oc} ±3% and I_{sc} ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30-525 /MR/1500V	JAM72S30-530 /MR/1500V	JAM72S30-535 /MR/1500V	JAM72S30-540 /MR/1500V	JAM72S30-545 /MR/1500V	JAM72S30-550 /MR/1500V
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

*For NextTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C → +85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type I

CHARACTERISTICS

10

Technical Specifications

Efficiency

Item	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Maximum efficiency	≥ 99.0%	≥ 99.0%	≥ 99.0%
Chinese efficiency	≥ 98.4%	-	-
European efficiency	-	≥ 98.6%	≥ 98.6%

Input

Item	SUN2000-175KTL-H0	SUN2000-185KTL-INH0	SUN2000-185KTL-H1
Maximum input voltage	1500 V		
Maximum input current (per MPPT)	26 A		
Maximum short-circuit current (per MPPT)	40 A		
Maximum backfeed current to the PV array	0 A		
Minimum operating voltage/ startup voltage	500 V/550 V		

Anexo 8 – Resultados detalhados da simulação energética por setor (Discriminação mensal)

Setor D1				Setor A				Setor B1				Setor B2				Setor D3			
Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh
Janeiro	244827	40271	39466	Janeiro	14788	2432	2384	Janeiro	24647	4054	3973	Janeiro	548	89	88	Janeiro	822	135	132
Fevereiro	277810	44124	43242	Fevereiro	16780	2665	2612	Fevereiro	27967	4442	4353	Fevereiro	621	98	96	Fevereiro	932	148	145
Março	405010	59768	58573	Março	24464	3610	3538	Março	40773	6017	5897	Março	906	133	130	Março	1359	200	196
Abril	410299	60451	59242	Abril	24783	3651	3578	Abril	41305	6086	5964	Abril	918	134	132	Abril	1377	202	198
Maio	448215	64663	63369	Maio	27073	3906	3828	Maio	45122	6510	6379	Maio	1003	144	141	Maio	1504	216	212
Junho	458210	63503	62233	Junho	27677	3836	3759	Junho	46129	6393	6265	Junho	1025	141	138	Junho	1538	212	208
Julho	498293	66671	65338	Julho	30098	4027	3947	Julho	50164	6712	6578	Julho	1115	148	145	Julho	1672	223	218
Agosto	485002	65117	63815	Agosto	29295	3933	3855	Agosto	48826	6555	6424	Agosto	1085	144	142	Agosto	1628	218	213
Setembro	430885	58823	57646	Setembro	26027	3553	3482	Setembro	43378	5922	5803	Setembro	964	131	128	Setembro	1446	197	193
Outubro	350457	52212	51168	Outubro	21169	3154	3091	Outubro	35281	5256	5151	Outubro	784	116	114	Outubro	1176	175	171
Novembro	253176	40094	39292	Novembro	15293	2422	2373	Novembro	25488	4036	3956	Novembro	566	89	87	Novembro	850	134	131
Dezembro	214806	34956	34257	Dezembro	12975	2111	2069	Dezembro	21625	3519	3449	Dezembro	481	78	76	Dezembro	721	117	115

Setor E1				Setor C1				Setor C2				Setor D2				Setor E2			
Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh	Mês	E(rad) kWh	E(PV) kWh	E(sist) kWh
Janeiro	13145	2162	2119	Janeiro	139666	22974	22514	Janeiro	548	89	88	Janeiro	548	89	88	Janeiro	274	47	46
Fevereiro	14916	2369	2322	Fevereiro	158482	25172	24668	Fevereiro	621	98	96	Fevereiro	621	98	96	Fevereiro	311	51	50
Março	21746	3209	3145	Março	231046	34096	33414	Março	906	133	130	Março	906	133	130	Março	453	69	68
Abril	22029	3246	3181	Abril	234063	34486	33796	Abril	918	134	132	Abril	918	134	132	Abril	459	70	68
Maio	24065	3472	3402	Maio	255693	36888	36150	Maio	1003	144	141	Maio	1003	144	141	Maio	501	75	73
Junho	24602	3410	3341	Junho	261395	36227	35502	Junho	1025	141	138	Junho	1025	141	138	Junho	513	73	72
Julho	26754	3580	3508	Julho	284261	38034	37273	Julho	1115	148	145	Julho	1115	148	145	Julho	557	77	75
Agosto	26040	3496	3426	Agosto	276679	37147	36404	Agosto	1085	144	142	Agosto	1085	144	142	Agosto	543	75	73
Setembro	23135	3158	3095	Setembro	245807	33557	32886	Setembro	964	131	128	Setembro	964	131	128	Setembro	482	68	66
Outubro	18816	2803	2747	Outubro	199925	29785	29190	Outubro	784	116	114	Outubro	784	116	114	Outubro	392	60	59
Novembro	13593	2153	2110	Novembro	144429	22872	22415	Novembro	566	89	87	Novembro	566	89	87	Novembro	283	46	45
Dezembro	11533	1877	1839	Dezembro	122540	19941	19542	Dezembro	481	78	76	Dezembro	481	78	76	Dezembro	240	40	40

$E(\text{sist})$: energia elétrica fornecida pelo sistema

Anexo 9 – Planos de Negócios dos outros 7 Cenários

43

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 25%) 50% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	227 190.65 €	0	0	0	0	-€ 227 190.65	-€ 227 190.65
1	0	17 755.23 €	5 843.81 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 27 091.37	-€ 200 099.28
2	0	17 755.23 €	5 960.69 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 974.50	-€ 173 124.78
3	0	17 755.23 €	6 079.90 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 855.28	-€ 146 269.49
4	0	17 755.23 €	6 201.50 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 733.69	-€ 119 535.80
5	0	17 755.23 €	6 325.53 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 609.66	-€ 92 926.15
6	0	17 755.23 €	6 452.04 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 483.15	-€ 66 443.00
7	0	17 755.23 €	6 581.08 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 354.11	-€ 40 088.90
8	0	17 755.23 €	6 712.70 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 222.48	-€ 13 866.41
9	0	17 755.23 €	6 846.96 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 26 088.23	€ 12 221.82
10	0	17 755.23 €	6 983.90 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 25 951.29	€ 38 173.11
11	0	17 755.23 €	7 123.58 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 25 811.61	€ 63 984.72
12	0	17 755.23 €	7 266.05 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 25 669.14	€ 89 653.86
13	0	17 755.23 €	7 411.37 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 25 523.82	€ 115 177.68
14	0	17 755.23 €	7 559.60 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 25 375.59	€ 140 553.27
15	0	17 755.23 €	7 710.79 €	18 758.26 €	31 932.16 €	€ 25 224.40	€ 165 777.68

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 50%) 25% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	458 296.35 €	0	0	0	0	-€ 458 296.35	-€ 458 296.35
1	0	22 709.36 €	10 465.93 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 52 307.93	-€ 405 988.42
2	0	22 709.36 €	10 675.25 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 52 098.61	-€ 353 889.81
3	0	22 709.36 €	10 888.75 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 51 885.10	-€ 302 004.71
4	0	22 709.36 €	11 106.53 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 51 667.33	-€ 250 337.38
5	0	22 709.36 €	11 328.66 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 51 445.20	-€ 198 892.18
6	0	22 709.36 €	11 555.23 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 51 218.63	-€ 147 673.55
7	0	22 709.36 €	11 786.33 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 50 987.52	-€ 96 686.03
8	0	22 709.36 €	12 022.06 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 50 751.80	-€ 45 934.23
9	0	22 709.36 €	12 262.50 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 50 511.35	€ 4 577.12
10	0	22 709.36 €	12 507.75 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 50 266.10	€ 54 843.22
11	0	22 709.36 €	12 757.91 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 50 015.95	€ 104 859.17
12	0	22 709.36 €	13 013.06 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 49 760.79	€ 154 619.96
13	0	22 709.36 €	13 273.33 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 49 500.53	€ 204 120.49
14	0	22 709.36 €	13 538.79 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 49 235.06	€ 253 355.55
15	0	22 709.36 €	13 809.57 €	9 379.13 €	76 104.08 €	€ 48 964.29	€ 302 319.84

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 50%) 50% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	454 156.35 €	0	0	0	0	-€ 454 156.35	-€ 454 156.35
1	0	26 976.39 €	10 465.93 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 53 340.10	-€ 400 816.25
2	0	26 976.39 €	10 675.25 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 53 130.78	-€ 347 685.46
3	0	26 976.39 €	10 888.75 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 52 917.28	-€ 294 768.19
4	0	26 976.39 €	11 106.53 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 52 699.50	-€ 242 068.68
5	0	26 976.39 €	11 328.66 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 52 477.37	-€ 189 591.31
6	0	26 976.39 €	11 555.23 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 52 250.80	-€ 137 340.51
7	0	26 976.39 €	11 786.33 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 52 019.70	-€ 85 320.81
8	0	26 976.39 €	12 022.06 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 51 783.97	-€ 33 536.85
9	0	26 976.39 €	12 262.50 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 51 543.53	€ 18 006.68
10	0	26 976.39 €	12 507.75 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 51 298.28	€ 69 304.96
11	0	26 976.39 €	12 757.91 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 51 048.12	€ 120 353.08
12	0	26 976.39 €	13 013.06 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 50 792.96	€ 171 146.04
13	0	26 976.39 €	13 273.33 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 50 532.70	€ 221 678.75
14	0	26 976.39 €	13 538.79 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 50 267.24	€ 271 945.98
15	0	26 976.39 €	13 809.57 €	18 758.26 €	72 024.16 €	€ 49 996.46	€ 321 942.44

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 50%) 100% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	454 156.35 €	0	0	0	0	-€ 454 156.35	-€ 454 156.35
1	0	35 510.47 €	10 465.93 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 55 404.45	-€ 398 751.90
2	0	35 510.47 €	10 675.25 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 55 195.13	-€ 343 556.77
3	0	35 510.47 €	10 888.75 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 54 981.63	-€ 288 575.15
4	0	35 510.47 €	11 106.53 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 54 763.85	-€ 233 811.29
5	0	35 510.47 €	11 328.66 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 54 541.72	-€ 179 269.57
6	0	35 510.47 €	11 555.23 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 54 315.15	-€ 124 954.43
7	0	35 510.47 €	11 786.33 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 54 084.04	-€ 70 870.39
8	0	35 510.47 €	12 022.06 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 53 848.32	-€ 17 022.07
9	0	35 510.47 €	12 262.50 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 53 607.87	€ 36 585.80
10	0	35 510.47 €	12 507.75 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 53 362.62	€ 89 948.43
11	0	35 510.47 €	12 757.91 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 53 112.47	€ 143 060.90
12	0	35 510.47 €	13 013.06 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 52 857.31	€ 195 918.21
13	0	35 510.47 €	13 273.33 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 52 597.05	€ 248 515.26
14	0	35 510.47 €	13 538.79 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 52 331.58	€ 300 846.84
15	0	35 510.47 €	13 809.57 €	37 516.53 €	63 864.31 €	€ 52 060.81	€ 352 907.65

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 100%) 25% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	911 957.65 €	0	0	0	0	-€ 911 957.65	-€ 911 957.65
1	0	41 151.68 €	19 539.15 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 104 976.38	-€ 806 981.27
2	0	41 151.68 €	19 929.94 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 104 585.60	-€ 702 395.66
3	0	41 151.68 €	20 328.53 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 104 187.00	-€ 598 208.66
4	0	41 151.68 €	20 735.11 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 103 780.43	-€ 494 428.23
5	0	41 151.68 €	21 149.81 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 103 365.73	-€ 391 062.50
6	0	41 151.68 €	21 572.80 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 102 942.73	-€ 288 119.77
7	0	41 151.68 €	22 004.26 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 102 511.28	-€ 185 608.49
8	0	41 151.68 €	22 444.35 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 102 071.19	-€ 83 537.30
9	0	41 151.68 €	22 893.23 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 101 622.31	€ 18 085.01
10	0	41 151.68 €	23 351.10 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 101 164.44	€ 119 249.45
11	0	41 151.68 €	23 818.12 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 100 697.42	€ 219 946.87
12	0	41 151.68 €	24 294.48 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 100 221.06	€ 320 167.92
13	0	41 151.68 €	24 780.37 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 99 735.17	€ 419 903.09
14	0	41 151.68 €	25 275.98 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 99 239.56	€ 519 142.65
15	0	41 151.68 €	25 781.50 €	9 379.13 €	156 288.08 €	€ 98 734.04	€ 617 876.69

Plano de Negócios para (Dimensionamento da Central a 100%) 50% Adesão							
		Encargos anuais		Receitas Anuais			
Anos	Investimento	Taxas anuais	Custos Operacionais	Venda de Autoconsumo	Venda de Excedente	Cash-Flow	Cash-Flow Acumulado
0	911 957.65 €	0	0	0	0	-€ 911 957.65	-€ 911 957.65
1	0	45 418.71 €	19 539.15 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 106 008.56	-€ 805 949.09
2	0	45 418.71 €	19 929.94 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 105 617.77	-€ 700 331.32
3	0	45 418.71 €	20 328.53 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 105 219.18	-€ 595 112.14
4	0	45 418.71 €	20 735.11 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 104 812.61	-€ 490 299.54
5	0	45 418.71 €	21 149.81 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 104 397.90	-€ 385 901.63
6	0	45 418.71 €	21 572.80 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 103 974.91	-€ 281 926.73
7	0	45 418.71 €	22 004.26 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 103 543.45	-€ 178 383.28
8	0	45 418.71 €	22 444.35 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 103 103.37	-€ 75 279.91
9	0	45 418.71 €	22 893.23 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 102 654.48	€ 27 374.57
10	0	45 418.71 €	23 351.10 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 102 196.61	€ 129 571.18
11	0	45 418.71 €	23 818.12 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 101 729.59	€ 231 300.78
12	0	45 418.71 €	24 294.48 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 101 253.23	€ 332 554.01
13	0	45 418.71 €	24 780.37 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 100 767.34	€ 433 321.35
14	0	45 418.71 €	25 275.98 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 100 271.73	€ 533 593.08
15	0	45 418.71 €	25 781.50 €	18 758.26 €	152 208.16 €	€ 99 766.21	€ 633 359.29