

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Desenvolvimento de um Módulo para Dimensionamento de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos Ligados à Rede

Vasco Sousa e Silva



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Supervisor: Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira

16 de julho de 2025

Resumo

A transição para fontes de energia renovável tem incentivado a adoção de sistemas solares fotovoltaicos, cuja produção depende diretamente da disponibilidade de luz solar. Por este motivo, a energia produzida por estes sistemas varia ao longo do dia, dependendo da intensidade da luz solar, e também se altera conforme as condições meteorológicas e as estações do ano. Esta irregularidade dificulta a garantia de um fornecimento constante de energia, especialmente em momentos em que a procura é elevada e a produção é reduzida. Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia, nomeadamente as baterias, surgem como uma solução para permitir o aproveitamento da energia excedente em momentos de maior produção, para aproveitar em momentos de menor produção e, assim, reforçar a autonomia das instalações.

Apesar de existirem softwares como o *PVSol* ou o *PVSyst* que permitem o dimensionamento de baterias, estas ferramentas são complexas e não permitem adaptar facilmente os modelos aos perfis de consumo e aos critérios técnicos e económicos de cada projeto. Por esse motivo, a empresa Ecoinside nunca realizou projetos de dimensionamento de baterias para instalações fotovoltaicas. A complexidade das ferramentas disponíveis e a dificuldade em adaptá-las às necessidades reais dos clientes tornavam esse processo pouco viável. Surgiu, assim, a necessidade de desenvolver uma ferramenta simples e fácil de utilizar, capaz de apoiar o dimensionamento de soluções de armazenamento em diferentes contextos de autoconsumo.

Neste trabalho, desenvolveu-se um módulo de dimensionamento de sistemas de baterias, integrado numa ferramenta em *Excel* com programação em VBA, pensado para ultrapassar as limitações das soluções existentes. A ferramenta permite realizar dimensionamentos ajustados às necessidades específicas de cada instalação. A sua viabilidade foi validada através de dois casos de estudo reais: um cenário industrial de grande escala e um cenário residencial. Os resultados obtidos demonstraram que o módulo de baterias desenvolvido permite avaliar, em conjunto com uma análise crítica por parte do utilizador, a viabilidade técnica e económica da integração de armazenamento em diferentes contextos de autoconsumo.

Abstract

The transition to renewable energy sources has encouraged the adoption of solar photovoltaic systems, whose production depends directly on the availability of sunlight. For this reason, the energy produced by these systems varies throughout the day, depending on the intensity of sunlight, and also changes according to weather conditions and the seasons of the year. This variability makes it difficult to guarantee a constant energy supply, especially during periods of high demand and low production. In this context, energy storage systems, namely batteries, emerge as a solution to enable the use of excess energy produced during peak times and to use it when production is lower, helping to increase the autonomy of installations.

Although software such as *PVSol* and *PVSyst* allow for battery sizing, these tools are complex and do not easily allow models to be adapted to consumption profiles and the technical and economic parameters of each project. For this reason, the company Ecoinside has never carried out battery sizing projects for photovoltaic installations. The complexity of the available tools and the difficulty in adapting them to the real needs of clients made this process unfeasible. As a result, there was a need to develop a simple and user-friendly tool capable of supporting the sizing of storage solutions in different self-consumption contexts.

In this work, a battery sizing module was developed, integrated into an *Excel* tool with VBA programming, designed to overcome the limitations of existing solutions. The tool allows for sizing adapted to the specific needs of each installation. Its viability was validated through two real case studies: a large-scale industrial scenario and a residential scenario. The results obtained demonstrated that the developed battery module allows for the assessment, together with a critical analysis by the user, of the technical and economic feasibility of storage integration in different self-consumption contexts.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas constituem um quadro global que visa alcançar um futuro mais justo, inclusivo e sustentável para todos. Este conjunto de 17 objetivos foi criado para responder aos principais desafios que a humanidade enfrenta atualmente, incluindo a pobreza, as desigualdades sociais, as alterações climáticas, a degradação ambiental, a paz e a justiça, como apresentados na Figura 1.



Figura 1: Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas

O trabalho desenvolvido nesta dissertação contribui para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, ao promover soluções energéticas mais limpas e acessíveis. A ferramenta criada apoia o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com baterias, facilitando a integração de energias renováveis e incentivando o autoconsumo, reforçando assim a transição energética.

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável relevantes para trabalho são os seguintes:

ODS 7 – Garantir o acesso a energia acessível, fiável, sustentável e moderna para todos

ODS 9 – Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

ODS 11 – Tornar as cidades e os assentamentos humanos inclusivos, seguros, resilientes e sustentáveis

ODS 12 – Assegurar padrões de consumo e produção sustentáveis

ODS	Meta	Contribuição	Indicadores de Desempenho e Métricas
7	7.1	Facilita o acesso a energia limpa e moderna ao otimizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, promovendo soluções acessíveis e fiáveis.	Percentagem de utilizadores de sistemas fotovoltaicos com baterias instaladas com dimensionamento otimizado
	7.2	Contribui para o aumento da quota de energia renovável no mix energético ao promover a integração eficiente de energia solar com baterias para auto-consumo.	Crescimento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias
9	9.1	Apoia o desenvolvimento de infraestruturas energéticas sustentáveis e resilientes, fomentando a industrialização verde através da implementação de sistemas solares integrados.	Número de projetos de infraestruturas renováveis desenvolvidos com tecnologias de armazenamento
	9.4	Incentiva a adoção de tecnologias limpas e eficientes em processos energéticos, promovendo a redução do consumo energético e das emissões associadas.	Percentagem de redução do consumo energético em sistemas equipados com baterias dimensionadas pela ferramenta
11	11.3	Promove a sustentabilidade urbana ao facilitar a integração de soluções energéticas renováveis e eficientes em comunidades, contribuindo para cidades mais resilientes.	Percentagem de comunidades urbanas com sistemas solares residenciais com armazenamento implementados
12	12.2	Apoia a gestão eficiente dos recursos energéticos através do dimensionamento otimizado de sistemas de armazenamento, reduzindo desperdícios e promovendo consumo responsável.	Redução do consumo energético não gerido e desperdício em sistemas com baterias dimensionadas pela ferramenta
	12.6	Incentiva a adoção de práticas sustentáveis nas empresas de energia e utilizadores, promovendo a divulgação transparente da performance dos sistemas fotovoltaicos com baterias.	Número de relatórios de sustentabilidade empresarial que incluem indicadores de armazenamento energético

Agradecimentos

Quero começar por agradecer profundamente à minha família, que sempre foi um pilar fundamental neste percurso. À minha mãe, pelo apoio incondicional e por tudo o que fez para me ajudar a crescer, com a sabedoria e dedicação que me ajudaram a encarar os desafios de forma mais ampla. Ao meu pai, por nunca me deixar desistir e por me dar o apoio necessário para superar os momentos difíceis. À minha irmã, pela paciência e pelo apoio constante, que me acompanhou em cada passo desta caminhada. Aos meus avós, por tudo o que me ensinaram, muitas vezes sem saber, e pelos valores que me orientaram ao longo deste caminho. E, ao meu pequeno irmão, espero estar a ser um bom exemplo, para que ele cresça sabendo que, com esforço e dedicação, pode alcançar tudo o que deseja.

Não podia deixar de fazer um agradecimento muito especial à minha namorada, Mariana, que se tornou a base fundamental desta conquista. Sem ela, esta jornada não teria sido possível. O seu apoio, amor e compreensão em todos os momentos, especialmente nos mais difíceis, fizeram toda a diferença. Obrigado por me mostrares o que é acreditar em mim mesmo.

Ao meu melhor amigo, Martim, que tem sido uma presença constante e um apoio em todos os momentos, desde a infância até hoje.

Um agradecimento sincero ao meu Professor e Orientador, José Rui Ferreira, por toda a orientação e sabedoria que me proporcionou ao longo deste processo. A sua orientação foi crucial, e sou profundamente grato por me ter direcionado para o campo da energia desde cedo, moldando assim toda a minha trajetória académica.

Aos membros da equipa da Ecoinside, um obrigado enorme por me terem acolhido de braços abertos. Em particular, ao Engenheiro Carlos Rocha, que me orientou no âmbito da tese dentro da empresa, pelo suporte prestado ao longo de todo o processo. Agradeço ainda ao Engenheiro Sérgio Cerdeira, pela ajuda fundamental nesta etapa. Sem o seu apoio, este trabalho teria sido muito mais difícil.

Por fim, agradeço a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para o sucesso deste trabalho. A vossa colaboração e incentivo foram fundamentais para a sua concretização.

Muito obrigado a todos!

Vasco Sousa e Silva

“Ever tried. Ever failed. No matter. Try again. Fail again. Fail better.”

Samuel Beckett

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização e Motivação	1
1.2	Objetivos do Trabalho	2
1.3	Estrutura do Documento	3
2	Enquadramento Teórico	4
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	4
2.1.1	Fundamentos e Tecnologias de Produção Fotovoltaica	5
2.1.2	Sistema Fotovoltaico	7
2.1.3	Tipos de Dimensionamentos de Sistemas Fotovoltaicos	11
2.2	Armazenamento de Energia com Baterias	13
2.2.1	Fundamentos e Tecnologias de Baterias	13
2.2.2	Diferentes Categorias de Baterias	15
2.2.3	Dimensionamento de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos	17
2.3	Softwares de Simulação e Dimensionamento	22
2.3.1	Ferramenta de Apoio ao Dimensionamento Fotovoltaico da Empresa	22
2.3.2	Outros Softwares Utilizados	24
2.4	Conclusão	25
3	Modelo de Dimensionamento de Baterias para Sistemas Fotovoltaicos	26
3.1	Enquadramento da Ferramenta e Integração de Baterias	26
3.2	Desenvolvimento do Módulo de Dimensionamento de Baterias	28
3.2.1	Lógica de Funcionamento	28
3.2.2	Implementação da Ferramenta Final	35
3.3	Conclusão	37
4	Casos de Estudo: Validação do Módulo de Baterias	38
4.1	Caso de Estudo Industrial	38
4.1.1	Contexto do Projeto	38
4.1.2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	39
4.1.3	Aplicação da Ferramenta de Dimensionamento de Baterias	44
4.2	Caso de Estudo Residencial	47
4.2.1	Contexto do Projeto	47
4.2.2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	48
4.2.3	Aplicação da Ferramenta de Dimensionamento de Baterias	49
4.3	Conclusão	53
5	Conclusões e Trabalho Futuro	54

Referências	57
A Componentes dos Casos de Estudo	64
A.1 Datasheet do Pannel Solar	65
A.2 Datasheet do Inversor	67
A.3 Datasheet da Bateria Industrial	69
A.4 Datasheet da Bateria Domestica	70
B Relatórios de Simulação	72
B.1 Relatório PVSyst do Caso de Estudo	73

Lista de Figuras

1	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas	iii
2.1	Distribuição das Fontes de Energia Elétrica em Portugal - Setembro 2024. Adaptado de [10]	5
2.2	Funcionamento do Efeito Fotovoltaico. Adaptado de [14]	6
2.3	Evolução das Diferentes Gerações de Paineis Solares. [19]	7
2.4	Curva Característica de um Pannel Solar. Adaptado de [22]	8
2.5	Esquema Simplificado do Funcionamento de um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede. Adaptado de [26]	9
2.6	Funcionamento de um Sistema Fotovoltaico <i>On-Grid</i> com Baterias. Adaptado de [44]	13
2.7	Bateria Durante (a) Descarga (b) Carga [45]	14
2.8	Evolução do Preço Médio (€/kWh) das Baterias de Iões de Lítio de 2013 a 2024 [50].	14
2.9	Bateria Huawei LUNA2000-5-10-15-S0 para Aplicação Residencial [53].	15
2.10	Bateria Industrial Huawei LUNA2000-215-2S10 em Diferentes Modos de Operação. (Fotografias Tiradas num Evento Organizado Pela Empresa <i>Krannich Solar</i>)	16
2.11	Representação das Cargas e Descargas de uma Bateria ao Longo de 10 Dias [61]	17
2.12	Funcionamento do Dimensionamento de Maximização do Autoconsumo [66]. . .	19
2.13	Tarifas Diárias <i>Time-of-Use</i> ao Longo do Ano. Adaptado de [70]	20
2.14	Funcionamento do <i>Peak-Shaving</i> por Picos de Procura [75].	22
2.15	Exemplo do Relatório de Autofinanciamento da Ferramenta Existente.	24
2.16	Exemplo de valores Registados Durante a Simulação	24
3.1	Aproveitamento Energético em Sistemas Fotovoltaicos com e sem Baterias. . . .	27
3.2	Evolução Temporal das Variáveis <i>Diferença</i> e <i>Diferença Limitada</i> ao Longo de um Mês de Simulação (Agosto).	29
3.3	Evolução Temporal do <i>SOC</i> ao Longo de um Mês de Simulação (Fevereiro). . . .	30
3.4	Fluxograma da Lógica de Funcionamento do Módulo de Baterias.	34
3.5	Interface de Dados de Produção e Consumo de Energia a partir da Simulação Fotovoltaica.	35
3.6	Campo para Introdução dos Dados Técnicos da Bateria.	35
3.7	Tabelas de introdução dos dados económicos e tarifários.	36
3.8	Tabela de Resultados Financeiros para Diferentes Configurações do Número de Baterias.	36
3.9	Exemplo de Gráfico Mensal com a Evolução do <i>SOC</i> , Produção e Consumo. . . .	37
4.1	Exemplo de Diagrama de Potência Mensais Obtido Através do Portal da E-Redes.	39
4.2	Dados de Irradiância Solar Obtidos na Plataforma PVGIS.	39
4.3	Relatório de Autofinanciamento da Simulação Inicial.	41

4.4	Relatório de Autofinanciamento da Simulação Final.	42
4.5	Energia Produzida e Consumida ao Longo do Ano.	43
4.6	Disposição dos Painéis Fotovoltaicos no Terreno, elaborada no <i>AutoCAD</i>	44
4.7	<i>Inputs</i> da Ferramenta para o dimensionamento de baterias.	44
4.8	Tabela de Resultados das Simulações para Diferentes Números de Baterias.	45
4.9	Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 8 Baterias.	46
4.10	Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 1 Bateria.	46
4.11	Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 20 Baterias.	47
4.12	Relatório de Autofinanciamento da Simulação Final.	48
4.13	Energia Produzida e Consumida ao Longo do Ano.	49
4.14	<i>Inputs</i> da Ferramenta para o Dimensionamento de Baterias.	50
4.15	Tabela de Resultados das Simulações para Diferentes Números de Baterias.	50
4.16	Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 4 Baterias.	51
4.17	Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 5 Baterias.	51
4.18	Evolução do SOC no Mês de julho para o Sistema de 4 Baterias.	52
4.19	Evolução do SOC no Mês de Julho para o Sistema de 5 Baterias.	52
4.20	Metodologia para o Dimensionamento do Caso de Estudo Industrial.	53
4.21	Metodologia para o Dimensionamento do Caso de Estudo Residencial.	53

Lista de Tabelas

2.1	Comparação dos Tipos de Dimensionamento Fotovoltaico.	12
2.2	Dados de Instalação	23
2.3	Dados das Tarifas Energéticas	23
4.1	Dados de Instalação para Caso de Estudo Industrial.	40
4.2	Dados das Tarifas Energéticas para Caso de Estudo Industrial.	40
5.1	Avaliação dos Objetivos Intermédios e Estratégias de Implementação	55

Lista de Acrónimos

AC	Corrente Alternada
a-Si	Silício Amorfo
AM	Modulação em Amplitude
Ah	Ampere hora
BMS	Battery Management System
C	Capacidade
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selénio
CO ₂	Dióxido de Carbono
DC	Corrente Contínua
DSSC	Célula Solar Sensibilizada por Corante
DoD	Depth of Discharge
ESS	Energy Storage System
FF	Fator Forma
GWh	Giga-Watt-hora
I	Corrente
Impp	Corrente no ponto de potência máxima
IRR	Internal Rate of Return
Isc	Corrente de Curto-Circuito
kg	kilo-grama
kWh	kilo-Watt hora
kWp	kilo-Watt pico
NPV	Net Present Value
M	Milhões
m ²	metro quadrado
MPP	Ponto de Potência Máxima
MPPT	Tracking Maximum Power Point
PP	Payback Period
PV	Present Value
REN	Rede Elétrica Nacional
SOC	State Of Charge
STC	Standard Test Conditions
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOU	Time Of Use
TWh	Tera-Watt-hora
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
V	Tensão
VAL	Valor Atual Líquido
VBA	Visual Basic for Applications
Vmpp	Tensão no ponto de potência máxima
Voc	Tensão em Circuito Aberto
W	Watt

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização e Motivação

Nos últimos tempos, a crescente preocupação com as alterações climáticas e os impactos negativos do uso de combustíveis fósseis, tanto a nível ambiental como de saúde pública, tem impulsionado o desenvolvimento e a adoção de fontes de energia renovável como alternativa mais sustentável [1]. Entre estas, a energia solar fotovoltaica destaca-se pelo seu baixo impacto ambiental, necessidade reduzida de manutenção e pela contínua redução dos custos de produção e instalação, fatores que têm contribuído para a sua crescente adoção e aplicação em diversos setores [2]. No entanto, como a produção de energia solar depende da disponibilidade de luz solar, pode sofrer variações ao longo do dia e em função das condições meteorológicas [3]. Essa variabilidade representa um desafio importante, sobretudo no que diz respeito à continuidade e à fiabilidade do fornecimento de energia.

Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia, nomeadamente as baterias, ganham cada vez mais relevância. Estes sistemas permitem armazenar a energia excedente gerada durante os períodos de maior produção, para ser utilizada quando a produção é insuficiente face à procura. Desta forma, permitem o aumento da autossuficiência energética e reduzem a dependência da rede elétrica [4].

O apagão ocorrido a 28 de abril deste ano, que afetou significativamente Portugal e Espanha, veio sublinhar a necessidade de uma rede elétrica mais robusta e de soluções de armazenamento de energia mais eficazes [5]. Em território português, os efeitos foram especialmente prolongados, com interrupções no fornecimento de energia que, em algumas regiões, ultrapassaram as 10 horas. Este evento evidenciou a fragilidade associada à dependência exclusiva da rede elétrica e destacou a importância de investir em tecnologias que permitam às instalações manter algum grau de autonomia energética, especialmente através de soluções de armazenamento local, em situações em que a rede falha ou não consegue dar resposta à procura.

Uma motivação adicional para o desenvolvimento da ferramenta foi a falta de flexibilidade dos *softwares* mais usados, como o *PVSol* e o *PVsyst*. Estes programas não permitem adaptar facilmente os modelos aos perfis de consumo e critérios técnicos e económicos de cada caso. Para

além disso, a empresa não dispunha de qualquer ferramenta interna eficaz para o dimensionamento de sistemas de armazenamento, apesar de já terem sido feitas várias tentativas nesse sentido. Esta limitação impedia a integração de baterias nas soluções energéticas, condicionando a capacidade da empresa de propor sistemas mais completos e ajustados às necessidades dos clientes.

Assim, surgiu a necessidade de criar uma ferramenta em *Excel* com programação em VBA que permite um dimensionamento personalizado e pode ser aplicada para maximizar o autoconsumo.

Neste enquadramento, o presente trabalho tem como objetivo desenvolver o módulo de dimensionamento do armazenamento por baterias numa ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas de energia solar fotovoltaica. A ferramenta será validada em dois casos de estudo.

1.2 Objetivos do Trabalho

Tendo em conta o contexto apresentado, é fundamental definir de forma clara e estruturada os objetivos que orientam este trabalho. Esta secção apresenta os principais objetivos que orientaram o desenvolvimento e a validação da ferramenta.

A empresa Ecoinside, onde foi desenvolvido o trabalho, dispunha já de uma ferramenta funcional em ambiente *Excel*, com programação em VBA, dedicada ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo sem armazenamento. No entanto, essa ferramenta não permitia simular nem dimensionar a integração de baterias. O principal objetivo deste trabalho consistiu, assim, em:

- Desenvolver o módulo de dimensionamento de baterias para a ferramenta existente de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, para autoconsumo.

Mais do que uma simples extensão, o novo módulo foi desenvolvido para permitir ao utilizador introduzir os dados do sistema e das baterias e obter automaticamente os resultados do dimensionamento do armazenamento, com base em cálculos implementados em VBA. De forma mais detalhada, identificaram-se os seguintes objetivos intermédios associados às várias fases do desenvolvimento da ferramenta:

- Analisar a ferramenta existente e identificar as variáveis necessárias para o módulo de baterias;
- Identificar diferentes tipos de dimensionamento de armazenamento com baterias;
- Desenvolver a lógica do dimensionamento de baterias;
- Construir e integrar o módulo para o dimensionamento de baterias na ferramenta existente;
- Tornar o módulo genérico para permitir a simulação e o dimensionamento para diferentes tipos de baterias;
- Analisar dados de consumo e produção energética dos diferentes casos de estudo;
- Testar o módulo das baterias e analisar os resultados para dois casos de estudo diferentes.

1.3 Estrutura do Documento

Esta secção apresenta a organização do presente documento, descrevendo o conteúdo e os objetivos de cada capítulo.

O Capítulo 2 apresenta o enquadramento teórico, abordando os fundamentos da energia solar fotovoltaica, o armazenamento de energia com baterias e as ferramentas de simulação e dimensionamento utilizadas.

O Capítulo 3 descreve o desenvolvimento do módulo de dimensionamento de sistemas de baterias, concebido para complementar a ferramenta de simulação fotovoltaica previamente existente.

O Capítulo 4 apresenta dois casos de estudo distintos, com o objetivo de validar a ferramenta desenvolvida no capítulo anterior. O primeiro caso foca-se numa instalação industrial de grande escala, abordando tanto o dimensionamento fotovoltaico como a análise técnico-económica da integração de baterias. O segundo caso analisa uma instalação residencial já existente, avaliando a incorporação de armazenamento energético.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho, bem como possíveis melhorias e trabalho futuro.

Os Anexos incluem a documentação técnica dos equipamentos utilizados (Anexo A) e o relatório de simulação do caso de estudo industrial (Anexo B), que serve de suporte à análise realizada no Capítulo 4.

Capítulo 2

Enquadramento Teórico

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A transição energética surge como solução para a redução do consumo de combustíveis fósseis e a descarbonização da economia, promovendo assim o uso crescente de fontes renováveis e o desenvolvimento de tecnologias para construir sistemas energéticos sustentáveis [6].

Portugal tem-se destacado nos últimos anos como um dos países líderes na adoção de energias renováveis, fruto de políticas públicas consistentes desde 2005 e de um consenso político alargado em torno da descarbonização do setor energético [7]. De acordo com os últimos dados divulgados pela REN (Rede Elétrica Nacional), em 2024 cerca de 71% da eletricidade consumida no país foi proveniente de fontes renováveis, registando-se a maior quota de sempre da energia solar fotovoltaica nesse total. A produção de origem solar atingiu os 4899 GWh, representando aproximadamente 10% do consumo elétrico nacional (51,4 TWh), o que traduz um crescimento de cerca de 37% face ao ano anterior [8] [9]. Desta forma, este aumento acentuado da produção solar reflete não só o elevado potencial solar de Portugal, mas também os avanços tecnológicos e a contínua redução dos custos associados à instalação de sistemas fotovoltaicos, que tornam esta fonte de energia cada vez mais acessível e atrativa tanto para projetos de larga escala como para sistemas de autoconsumo.

A Figura 2.1 apresenta a distribuição das fontes de energia elétrica geradas em Portugal no mês de setembro de 2024. Este gráfico permite visualizar a contribuição relativa de cada fonte para o total da produção, onde 75,3% provêm de fontes renováveis e, mais concretamente, 15,9% provenientes da energia solar, o que evidencia o seu papel cada vez mais significativo no mix energético nacional.

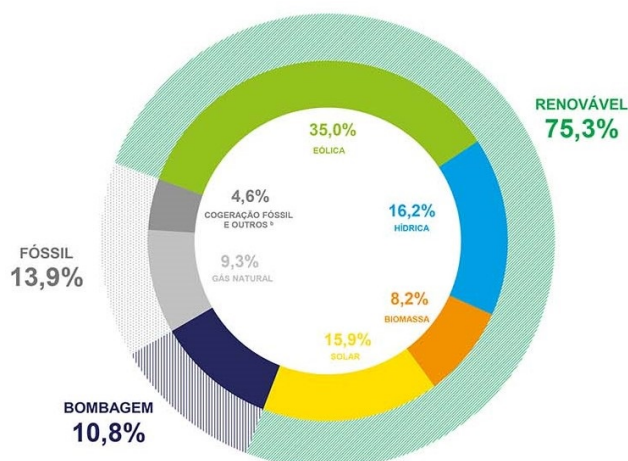


Figura 2.1: Distribuição das Fontes de Energia Elétrica em Portugal - Setembro 2024. Adaptado de [10]

Desta forma, a utilização do fotovoltaico surge como uma solução para a diversificação das fontes renováveis e para o cumprimento das metas de neutralidade carbónica estabelecidas por Portugal para 2045 [11].

2.1.1 Fundamentos e Tecnologias de Produção Fotovoltaica

A conversão de energia solar em eletricidade baseia-se num fenómeno físico chamado efeito fotovoltaico. Este fenómeno ocorre quando um material semicondutor é exposto à radiação solar e, como consequência, é gerada uma diferença de potencial eléctrico que permite o fluxo de corrente contínua entre dois contactos [12]. A explicação para o fenómeno assenta na absorção de fotões, que são partículas de luz que transferem a sua energia para os eletrões do semicondutor, excitando-os para níveis de energia superiores (banda de condução), e criando lacunas na banda de valência. A criação e a separação dos pares eletrão-lacuna são fundamentais para a produção de corrente elétrica e para isso as células fotovoltaicas são fabricadas com uma junção p-n, obtida pela união de dois tipos distintos de semicondutores: o tipo p, com excesso de lacunas, e o tipo n, com excesso de eletrões. Esta junção gera um campo eléctrico que empurra os eletrões para o lado n e as lacunas para o lado p, originando uma diferença de potencial que permite o fluxo de corrente elétrica quando o circuito está fechado [12]. Este processo está ilustrado na Figura 2.2.

Os materiais semicondutores utilizados nesse processo são, na sua maioria, compostos à base de silício, devido à sua disponibilidade, estabilidade e desempenho na conversão energética. O silício cristalino é o material mais utilizado, sendo-lhe adicionadas impurezas para constituir uma junção p-n, a estrutura essencial à separação eficaz das cargas geradas pela incidência da luz solar [13].

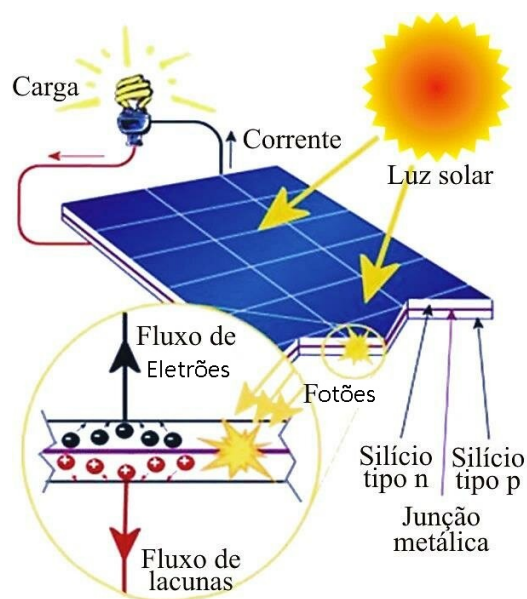


Figura 2.2: Funcionamento do Efeito Fotovoltaico. Adaptado de [14]

Com base nos materiais utilizados e nas tecnologias implementadas, os painéis solares fotovoltaicos são classificados em gerações tecnológicas distintas, que correspondem a marcos evolutivos da indústria solar. A primeira é formada por módulos de silício cristalino, que dominam o mercado mundial devido ao seu alto índice de eficiência (15–22%), à sua durabilidade e à maturidade tecnológica [15]. Os módulos são divididos em silício monocristalino que possuem alto rendimento e um custo mais alto e em policristalino, mais económico, mas com perda ligeira de eficiência [16].

A evolução tecnológica deu origem à segunda geração, baseada em células de filme fino, como o telureto de cádmio (CdTe), o silício amorfo (a-Si) e compostos de cobre-índio-gálio-selénio (CIGS). Estas tecnologias apresentam vantagens como maior flexibilidade, menor peso e custos de fabrico reduzidos, embora com eficiências tipicamente inferiores, situando-se entre os 10% e os 14% [15].

Mais recentemente, houve abordagens experimentais integradas na chamada terceira geração, que contam com tecnologias como células sensibilizadas por corante (DSSC), células orgânicas e dispositivos de iões de alta densidade de carga (*quantum dots*). Essas soluções procuram superar os limites de eficiência das tecnologias tradicionais, no entanto, também tentam diminuir a dependência de materiais escassos e caros. Algumas dessas células já alcançam eficiências laboratoriais promissoras, embora continuem a enfrentar desafios significativos em termos de estabilidade e custo de produção [17].

A quarta geração, em estágios avançados da investigação, combina materiais orgânicos e inorgânicos, com destaque para as células de perovskite que já alcançaram altas eficiências laboratoriais (acima de 25%) e apresentam potencial para integração em soluções inovadoras, tal como superfícies curvas ou translúcidas [18].

Na Figura 2.3 apresentam-se exemplos das quatro gerações de células fotovoltaicas, ilustrando as principais diferenças tecnológicas entre elas e evidenciando a evolução dos materiais e arquiteturas utilizados, desde os módulos convencionais de silício cristalino até às soluções mais recentes e inovadoras, como as da quarta geração.

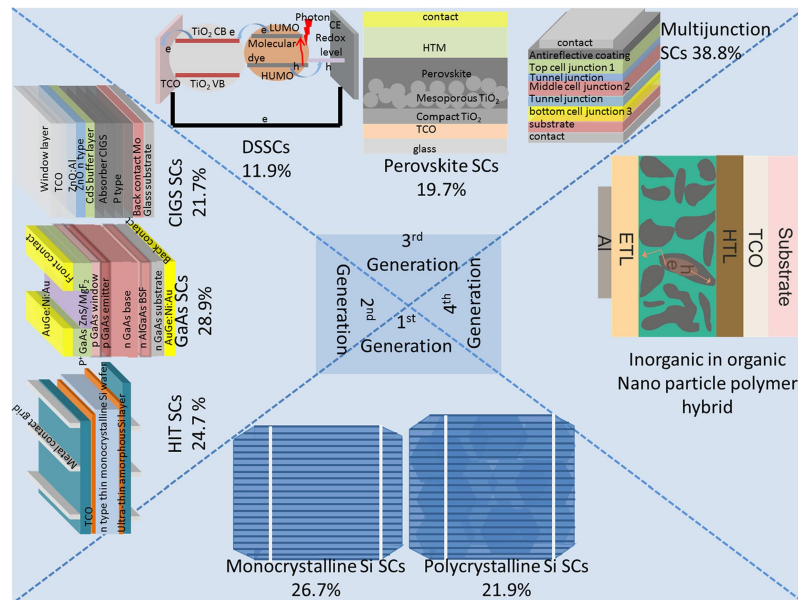


Figura 2.3: Evolução das Diferentes Gerações de Paineis Solares. [19]

Assim, apesar da grande diversidade tecnológica, a eficiência de uma célula fotovoltaica depende não só da qualidade dos materiais, mas também de outros fatores, tais como, inclinação dos painéis, a sua orientação, o sombreamento da área, radiação incidente, a temperatura de operação e a sujidade [20]. Estes fatores serão explorados com maior detalhe numa secção posterior.

2.1.2 Sistema Fotovoltaico

Após compreendidos os princípios fundamentais do efeito fotovoltaico e a evolução das tecnologias de células solares, é crucial explorar como estas se integram num sistema fotovoltaico, bem como as suas propriedades.

O funcionamento de um sistema fotovoltaico depende diretamente de parâmetros elétricos que caracterizam o seu desempenho. A relação entre a corrente (I) e a tensão (V) de um painel fotovoltaico é descrita pela curva I - V , onde o formato resulta da interação entre a intensidade da radiação solar, a temperatura e as características intrínsecas do módulo [21]. Esta curva, representada na Figura 2.4, é usada para a análise do desempenho dos painéis, permitindo identificar o ponto de operação ideal que maximiza a produção de energia.

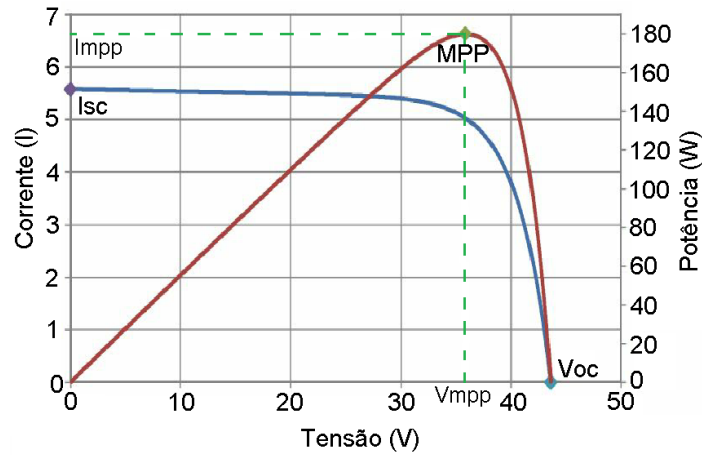


Figura 2.4: Curva Característica de um Painel Solar. Adaptado de [22]

Com base em [21, 22], segue-se uma breve descrição dos parâmetros mais relevantes da curva, geralmente especificados nas *datasheets* dos fabricantes em condições *standard* (STC). A tensão em circuito aberto (V_{oc}) representa a tensão máxima disponível quando não existe carga no painel, ou seja, quando a corrente é nula. Por outro lado, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) corresponde à corrente máxima gerada quando os terminais do painel estão diretamente ligados, anulando a tensão. Estes dois pontos definem os extremos da curva I–V e variam com a intensidade da radiação e a temperatura ambiente. Por fim, o ponto de potência máxima (MPP) representa a combinação única de tensão V_{mpp} e corrente I_{mpp} onde a potência elétrica fornecida pelo painel é máxima. A sua identificação é essencial para garantir a compatibilidade entre o módulo e os restantes componentes do sistema, como os inversores.

Assim, estes três pontos característicos da curva permitem definir o fator de forma (FF), representado pela equação 2.1, que é usado para comparar a qualidade de diferentes células fotovoltaicas, assim como perdas elétricas de cada célula [23].

$$FF = \frac{MPP}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2.1)$$

A eficiência de um painel fotovoltaico é definida como a razão entre a potência elétrica máxima gerada e a potência da radiação solar incidente na superfície do módulo [24], representado pela equação 2.2. Esta eficiência depende das condições STC, onde se considera uma irradiância de 1000 W/m² e um espectro de radiação AM 1.5 para uma temperatura de célula de 25 °C [25].

$$\mu = \frac{P_{out}}{P_{irradiância} \cdot A_{célula}} \quad (2.2)$$

Onde:

- P_{out} é a potência de saída;
- $P_{irradiância}$ é a irradiância no plano da célula (W/m²);
- $A_{célula}$ é a área da célula (m²).

Tendo estabelecido a base do desempenho dos painéis fotovoltaicos através da análise da sua curva característica e métricas de eficiência, pode-se introduzir o funcionamento global de um sistema fotovoltaico. Um sistema típico é composto por diversos elementos que, em conjunto, permitem converter a energia solar em eletricidade e garantir a sua integração de forma segura e eficiente.

Na Figura 2.5 é possível observar um esquema simplificado de como funcionam os sistemas fotovoltaicos ligados à rede. No centro do sistema encontram-se os painéis fotovoltaicos, geralmente ligados em série e paralelo, de modo a atingir as tensões e correntes determinadas no dimensionamento. Estes módulos convertem a radiação solar em corrente contínua (DC), que é posteriormente encaminhada para um inversor, cuja função é transformar essa energia em corrente alternada (AC), compatível com os equipamentos elétricos convencionais e com a rede elétrica pública [26].

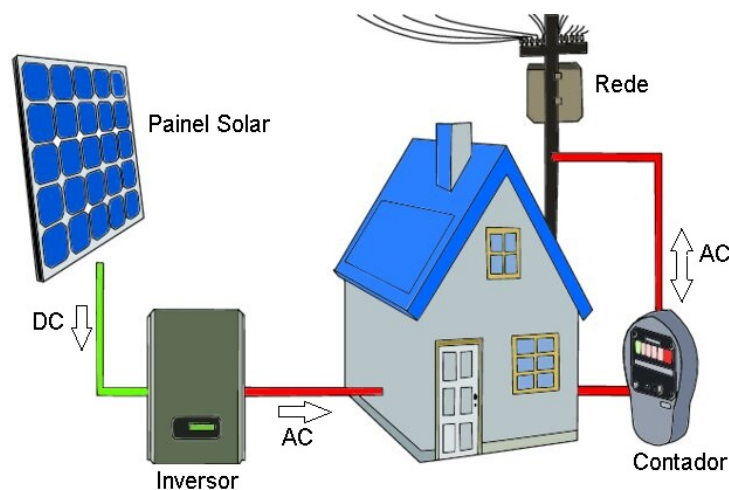


Figura 2.5: Esquema Simplificado do Funcionamento de um Sistema Fotovoltaico Ligado à Rede. Adaptado de [26]

Assim, o inversor assume um papel crítico no sistema fotovoltaico, pois funciona como interface entre a produção de energia em corrente DC e o consumo de energia em corrente AC. Para além da conversão DC/AC, o inversor é responsável por monitorizar o ponto de potência máxima MPP, também conhecido por mecanismo de *Tracking Maximum Power Point* (MPPT). Este algoritmo tem como função ajustar continuamente as condições de carga do painel, garantindo que o sistema opera sempre próximo ao seu ponto de máxima potência, independentemente das variações ambientais, como a intensidade da luz e a temperatura. Assim, o controlo do MPPT otimiza a captação de energia do sistema fotovoltaico, maximizando a produção total. Além disso, o inversor assegura a sincronização com a rede elétrica, regula a tensão e a frequência de saída, e implementa mecanismos de proteção contra falhas e anomalias, garantindo a estabilidade, segurança e fiabilidade do sistema [27, 28].

A escolha e disposição dos componentes devem ter em consideração não só os parâmetros dos módulos, mas também outros fatores, tais como:

- **Orientação Geográfica** - A orientação ideal dos painéis deve ser direcionada para o sul (no hemisfério norte) para maximizar a exposição solar. Desvios significativos da orientação sul podem reduzir a produção anual. Pequenos desvios para este ou oeste provocam menor impacto, mas afastamentos maiores podem comprometer a eficiência do sistema[29].
- **Inclinação dos Painéis** - O ângulo de inclinação influencia a quantidade de radiação incidente. Em Portugal, a inclinação ideal varia regionalmente, de modo a otimizar exposição solar face às condições climáticas locais: no Norte, pode chegar a 45 graus (ou mais); no Centro, entre 40 e 45 graus; e no Sul, entre 30 e 35 graus [30].
- **Níveis de Sombreamento** - Sombreamentos parciais ou totais causam perdas significativas, podendo comprometer a produção de energia. Mesmo sombras pequenas podem causar efeitos negativos. É fundamental evitar obstáculos fixos ou móveis que projetem sombra sobre os módulos durante as horas de maior radiação [31].
- **Radiação** - A energia disponível para conversão depende da intensidade da radiação solar. Condições climáticas, como nuvens e poluição, a latitude e a hora do dia são determinantes. A radiação direta é mais eficiente para os painéis do que a radiação difusa, mas ambas contribuem para a produção [32]. Para otimizar a captação de radiação solar, os sistemas de seguimento solar ajustam continuamente a posição dos painéis para garantir que os painéis estejam sempre voltados para o sol, no entanto apresentam maior custo e complexidade [33].
- **Temperatura** - A eficiência das células diminui com o aumento da temperatura, devido à redução da tensão gerada. Para silício cristalino, a perda é cerca de 0,4-0,5% por grau *Celsius* acima dos 25°C. Boa ventilação e sistemas de arrefecimento natural ajudam a minimizar este efeito [34].
- **Perdas no Sistema** - Existem perdas no sistema associadas a fatores como a sujidade e as características dos cabos elétricos. A sujidade causada pela acumulação de poeira, poluição e resíduos bloqueia parte da luz solar, podendo causar perdas de produção de até 25% caso não sejam realizadas limpezas regulares. Já as perdas nos cabos resultam da resistência elétrica, que depende do comprimento e secção dos condutores. Cabos inadequados, demasiado longos ou de secção insuficiente, aumentam as perdas elétricas e podem comprometer tanto a eficiência como a segurança do sistema fotovoltaico [35].

2.1.3 Tipos de Dimensionamentos de Sistemas Fotovoltaicos

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos deve atender às necessidades energéticas do cliente, tendo em conta fatores como o perfil de consumo e a viabilidade econômica da instalação. Dependendo dos objetivos do projeto, é possível optar por diferentes configurações, cada uma com características técnicas e operacionais específicas. Nesta seção, serão analisadas as três principais tipologias de dimensionamento: sistemas ligados à rede (*on-grid*), sistemas autônomos (*off-grid*) e sistemas híbridos [36].

2.1.3.1 Sistemas Ligados à Rede (*On-Grid*)

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid* estão diretamente conectados à rede elétrica pública. Durante o dia, a energia solar gerada é consumida localmente, e o excedente é injetado na rede ou desperdiçado. À noite ou em períodos de baixa produção solar, a energia é fornecida pela rede elétrica. Esta configuração não utiliza sistemas de armazenamento, como baterias, reduzindo os custos iniciais e de manutenção. Assim, as principais características dos sistemas *on-grid* incluem [37]:

- Redução significativa na fatura de eletricidade, especialmente em locais com tarifas de energia elevadas.
- Possibilidade de compensação pelo excedente de energia injetado na rede, dependendo das políticas locais.
- Menor custo inicial comparado a sistemas com armazenamento.

No entanto, estes sistemas dependem da estabilidade da rede elétrica. Em caso de falha na rede, os sistemas *on-grid* desligam-se automaticamente por questões de segurança, interrompendo o fornecimento de energia. Além disso, a ausência de armazenamento implica que a energia solar não pode ser utilizada durante períodos sem produção, como à noite [38].

2.1.3.2 Sistemas Autônomos (*Off-Grid*)

Os sistemas *off-grid* operam de forma independente da rede elétrica, sendo ideais para locais remotos ou onde o acesso à rede é inexistente ou instável. Estes sistemas requerem soluções de armazenamento, para garantir o fornecimento de energia durante períodos sem produção solar. Assim, as principais características dos sistemas *off-grid* incluem [39]:

- Independência total da rede elétrica, proporcionando autonomia energética.
- Necessidade de dimensionamento cuidadoso para equilibrar a produção, armazenamento e consumo de energia.
- Custos iniciais mais elevados devido à inclusão de ESS *Energy Storage System*.

Estes sistemas são particularmente úteis em comunidades rurais ou isoladas, onde a extensão da rede elétrica não é viável economicamente. No entanto, a variabilidade da produção solar e o custo das baterias podem representar desafios significativos [40].

2.1.3.3 Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos combinam características dos sistemas *on-grid* e *off-grid*, integrando a produção solar com armazenamento e conexão à rede elétrica. Esta configuração oferece maior flexibilidade, permitindo o uso da energia solar durante o dia, o armazenamento do excedente para uso noturno e a possibilidade de recorrer à rede elétrica quando necessário. Assim, as principais características dos sistemas híbridos incluem [41]:

- Maior autonomia energética, reduzindo a dependência da rede.
- Capacidade de fornecer energia durante falhas na rede.
- Otimização do autoconsumo e potencial redução de custos a longo prazo.

No entanto, os sistemas híbridos apresentam custos iniciais mais elevados devido à complexidade e à necessidade de componentes adicionais, como baterias e inversores híbridos. Além disso, o dimensionamento e a gestão eficiente destes sistemas requerem análises detalhadas para maximizar os benefícios económicos e energéticos [42].

2.1.3.4 Comparação de Sistemas

A Tabela 2.1 resume as características dos sistemas fotovoltaicos *on-grid*, *off-grid* e híbridos, de modo a sintetizar os diversos tipos de dimensionamento. Assim, compara-se como os sistemas gerem a energia, a sua dependência da rede elétrica e o comportamento em falhas de energia.

Característica	<i>On-Grid</i>	<i>Off-Grid</i>	Híbrido
Energia Comprada	Sim	Não	Opcional (se necessário)
Energia Vendida	Sim*	Não	Sim*
Gestão do excedente	Injetado na rede ou desperdício	Armazenado em baterias	Injetado na rede, Armazenado em baterias ou desperdício
Dependência da rede	Total	Nenhuma	Parcial
Operação em caso de Falha de Rede	Interrompida	Mantida	Mantida

*Depende das políticas locais

Tabela 2.1: Comparação dos Tipos de Dimensionamento Fotovoltaico.

2.2 Armazenamento de Energia com Baterias

A integração de baterias em instalações fotovoltaicas pode assumir diferentes configurações, dependendo de estarem ou não conectadas à rede elétrica. Em sistemas isolados, as baterias desempenham um papel essencial na garantia de autonomia energética, assegurando o fornecimento contínuo mesmo quando não há produção solar. Já em sistemas ligados à rede, a utilização de baterias pode servir diversos propósitos. Para além de permitir o aproveitamento da energia excedente gerada durante o dia, que de outra forma seria desperdiçada ou injetada na rede, as baterias podem ser usadas para otimizar os custos energéticos através de estratégias de carregamento e descarregamento controladas. Adicionalmente, contribuem para a estabilidade da rede em situações de elevado congestionamento e oferecem uma camada extra de fiabilidade em ambientes onde a qualidade ou continuidade do fornecimento elétrico não está totalmente assegurada [43].

Para ilustrar este funcionamento, as Figuras 2.6(a) e 2.6(b) apresentam uma representação simplificada do comportamento de sistemas fotovoltaicos ligados à rede com baterias durante o dia e durante a noite, respetivamente.

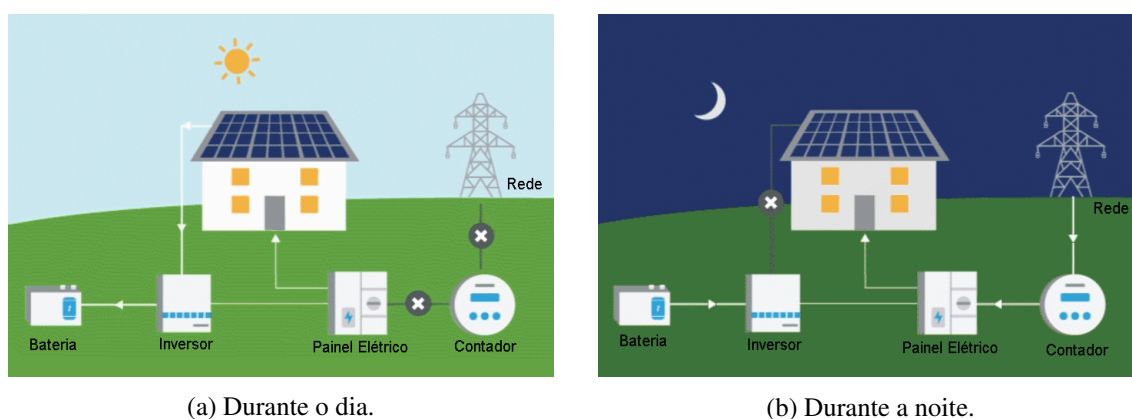


Figura 2.6: Funcionamento de um Sistema Fotovoltaico *On-Grid* com Baterias. Adaptado de [44]

2.2.1 Fundamentos e Tecnologias de Baterias

Uma bateria é um dispositivo que transforma energia química em energia elétrica através de reações de oxidação-redução (redox). Estes processos ocorrem entre três elementos principais: o ânodo (elétrodo negativo), o cátodo (elétrodo positivo) e o eletrólito, que atua como meio condutor entre os dois, conforme ilustrado na Figura 2.7.

Durante o funcionamento, acontecem reações químicas que provocam a acumulação de elétrons no ânodo, fazendo com que este adquira um potencial negativo. Para equilibrar esta acumulação de carga, formam-se iões positivos na zona envolvente, dentro do eletrólito. Este desequilíbrio gera um campo elétrico que se opõe à continuação da reação. No cátodo, dá-se um fenómeno semelhante, mas com acumulação de cargas positivas, o que faz aumentar o seu potencial elétrico [45].

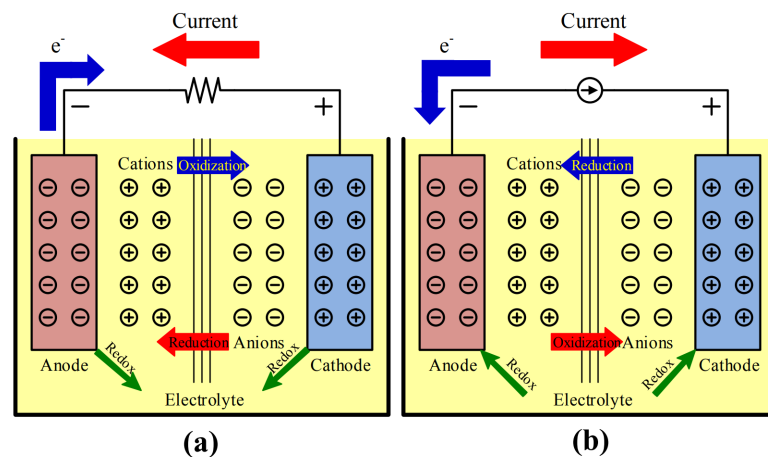


Figura 2.7: Bateria Durante (a) Descarga (b) Carga [45]

As baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos devem cumprir um conjunto de requisitos que assegurem um desempenho eficiente. As principais características incluem: baixo custo, alta eficiência energética, longa vida útil, baixa manutenção, construção robusta, baixa autodescarga e operação fiável numa ampla gama de temperaturas [46].

Entre as diversas tecnologias de baterias disponíveis, destacam-se algumas que são frequentemente utilizadas para o armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos. As opções mais comuns incluem baterias de níquel, chumbo-ácido e iões de lítio [47, 48]. Em particular, a utilização de baterias de iões de lítio tem vindo a aumentar nos últimos anos, graças às suas vantagens como elevada densidade energética, longa vida útil, tempos de carregamento reduzidos, baixa taxa de autodescarga e disponibilidade em diversos formatos e tamanhos [49].

Adicionalmente, estas baterias têm registado uma redução significativa no custo do kWh ao longo da última década, o que tem contribuído para que se tornem uma opção cada vez mais viável do ponto de vista económico em aplicações fotovoltaicas, como se ilustra na Figura 2.8. Segundo a *BloombergNEF*, o preço médio por kWh das baterias de iões de lítio caiu cerca de 20% entre 2023 e 2024, atingindo um novo mínimo histórico de 115€/kWh, sendo esta a maior queda anual desde 2017 [50].

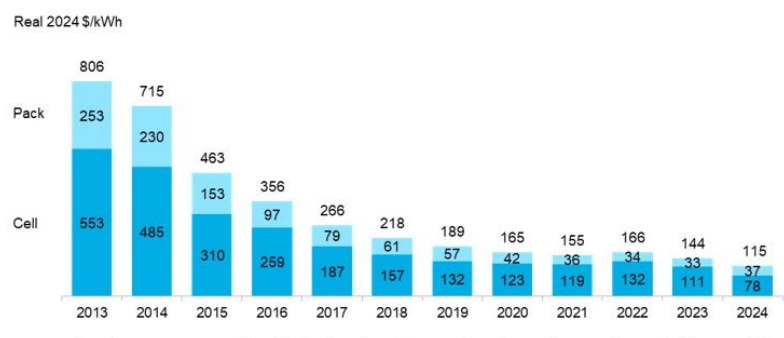


Figura 2.8: Evolução do Preço Médio (€/kWh) das Baterias de Iões de Lítio de 2013 a 2024 [50].

2.2.2 Diferentes Categorias de Baterias

As baterias podem ser classificadas de acordo com a escala da instalação, do perfil de consumo e dos objetivos do utilizador. De forma geral, é possível distinguir entre baterias domésticas, destinadas a aplicações residenciais e de pequena escala, e baterias industriais, para contextos comerciais, industriais ou de produção de energia em larga escala [51]. Cada uma destas categorias apresenta características técnicas e operacionais específicas, que influenciam diretamente o desempenho e a viabilidade económica do sistema de armazenamento.

2.2.2.1 Baterias Residenciais

As baterias residenciais ou domésticas são concebidas para aplicações de pequena escala, sendo maioritariamente associadas a sistemas fotovoltaicos residenciais. A sua principal função é armazenar o excedente de energia solar gerado durante o dia, para posterior utilização em períodos de menor produção, como à noite, permitindo uma maior independência da rede elétrica e uma melhoria significativa da taxa de autoconsumo [52]. Na Figura 2.9 está representado um exemplo de uma bateria residencial.



Figura 2.9: Bateria Huawei LUNA2000-5-10-15-S0 para Aplicação Residencial [53].

No contexto português, esta solução tem vindo a ganhar relevância à medida que os consumidores residenciais, também conhecidos como prosumidores, assumem um papel mais ativo na produção e gestão da sua própria energia. O Decreto-Lei n.º 153/2014, que regula as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), tem promovido esta dinâmica, permitindo a venda do excedente energético à rede, tornando o modelo mais atrativo [54].

Tal como observado anteriormente na Figura 2.8, nos últimos anos os preços das baterias têm vindo a descer consideravelmente, tornando as soluções de armazenamento mais acessíveis para uso residencial. No entanto, a integração de baterias em sistemas fotovoltaicos residenciais nem sempre é imediatamente viável devido a elevados custos, contudo já se identificou sistemas fotovoltaicos híbridos com retorno positivo em determinadas regiões do país, como Porto e Évora [52].

2.2.2.2 Baterias Industriais

As baterias industriais, como o próprio nome indica, são aplicadas em sistemas de armazenamento de energia de grande escala. Neste contexto, a sua função vai além do simples armazenamento: estas baterias podem ser utilizadas para fornecer suporte à rede elétrica, suavizar picos de consumo e viabilizar a prestação de serviços auxiliares, incluindo a regulação de frequência e a reserva de energia [55].

As aplicações industriais exigem soluções com elevada robustez técnica: capacidade energética significativa, tempos de resposta rápidos, segurança operacional e longa durabilidade. As baterias de íons de lítio, como já referido, destacam-se neste setor, pela sua elevada eficiência e vida útil extensa e, assim, são particularmente adequadas para aplicações que exigem ciclos frequentes e elevada disponibilidade [56].

A Figura 2.10 ilustra uma bateria industrial de última geração, que integra três modos de funcionamento, ajustando-se automaticamente à temperatura ambiente: modo de arrefecimento em climas quentes, modo de aquecimento em ambientes frios e modo normal em condições amenas.



Figura 2.10: Bateria Industrial Huawei LUNA2000-215-2S10 em Diferentes Modos de Operação. (Fotografias Tiradas num Evento Organizado Pela Empresa *Krannich Solar*)

Um aspeto importante é a crescente digitalização dos sistemas de gestão de baterias (BMS). Técnicas baseadas em inteligência artificial, como o algoritmo de otimização Walrus, estão a ser aplicadas na modelação e monitorização precisa do comportamento dinâmico das baterias, permitindo uma integração mais segura e eficiente em redes elétricas complexas [57]. Esta evolução tecnológica, aliada à redução dos custos e à maior maturidade dos sistemas, tem consolidado o papel das baterias industriais como peças-chave na transição energética.

2.2.3 Dimensionamento de Baterias em Sistemas Fotovoltaicos

A decisão de adotar sistemas de armazenamento implica uma análise técnica e económica detalhada onde, para além da análise do perfil de consumo da instalação e dos benefícios diretos no autoconsumo, inclui o estudo das possíveis receitas derivadas da participação ativa nos mercados elétricos. Para compreender adequadamente este processo, é necessário compreender os principais conceitos técnicos e financeiros que influenciam a viabilidade e o desempenho da solução de armazenamento. Após esta contextualização, serão apresentados os três tipos principais de dimensionamento, permitindo uma visão abrangente das estratégias mais comuns para integrar o sistema de baterias às necessidades específicas da instalação.

2.2.3.1 Conceitos Técnicos e Financeiros

Segue-se uma breve descrição de várias características das baterias, cujos detalhes são explorados em [58–62] e cuja compreensão é necessária para efeitos de simulação e análise técnica:

A **capacidade**, expressa kWh ou Ah, representa a quantidade total de energia que a bateria pode armazenar. A **tensão nominal** indica a tensão média de operação da célula ou do conjunto de células da bateria, sendo importante para garantir a compatibilidade com os restantes componentes do sistema. A **eficiência de carga e descarga** indica a percentagem de energia recuperável após o processo de armazenamento, ou seja, quanto maior for esta eficiência, menores serão as perdas energéticas no ciclo de operação.

A **profundidade de descarga (DoD)** representa a percentagem da capacidade total que pode ser utilizada antes que seja necessário recarregar a bateria, influenciando diretamente a durabilidade e a operação segura do sistema. Os **limites de estado de carga (SoC)** definem as margens mínima e máxima dentro das quais a bateria deve operar para garantir a sua longevidade. O valor de SoC mínimo está diretamente relacionado com o DoD máximo admissível.

A **vida útil** da bateria, parâmetro crucial para a análise económica, é normalmente expressa em número de ciclos completos de carga e descarga, mas também pode ser convertida para anos de operação com base no uso diário. Por exemplo, considerando 1 ciclo completo por dia com vida útil de 6000 ciclos, resulta em cerca de 16 anos. A Figura 2.11 ilustra este comportamento, apresentando os padrões de carga e descarga e os ciclos diários durante um período de 10 dias.

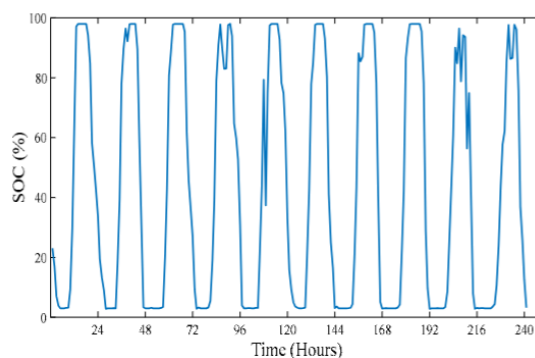


Figura 2.11: Representação das Cargas e Descargas de uma Bateria ao Longo de 10 Dias [61]

A **Taxa C (C-rate)** estabelece os limites seguros de intensidade para esses ciclos de operação, tornando-se outro fator determinante no desempenho global do sistema. Por fim, o **número máximo de baterias instaláveis em paralelo** estabelece os limites físicos e elétricos do sistema, sendo essencial para calcular a **potência máxima de carga e descarga** da bateria. Com base em [63], a potência máxima pode ser definida pela equação 2.3, considerando a capacidade em kWh:

$$P_{max} = C \cdot C_{rate} \cdot N \quad (2.3)$$

Onde,

P_{max} é a Potência máxima de carga e descarga da bateria, expressa em kW;

C é a capacidade da bateria, expressa em kWh;

C_{rate} expressa em h^{-1} ;

N é o número máximo de baterias conectadas em paralelo;

No entanto, considerando a capacidade em Ah, pode-se expressar esta quantidade através da equação 2.4:

$$P_{max} = I_{max} \cdot V = C \cdot C_{rate} \cdot N \cdot V \quad (2.4)$$

Onde,

P_{max} é a Potência máxima de carga e descarga da bateria, expressa em kW;

I_{max} é a corrente máxima admissível da bateria, expressa em A;

V é a tensão Nominal da bateria, expressa em V;

C é a capacidade da bateria, expressa em Ah;

C_{rate} expressa em h^{-1} ;

N é o número máximo de baterias conectadas em paralelo;

No que diz respeito à análise financeira, esta é realizada através de indicadores financeiros fundamentais, cujos detalhes são explorados em [64], tais como:

O **período de retorno** do investimento (*payback period* - PP) representa o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado pelas poupanças ou receitas geradas pelo sistema.

O **valor atual líquido** (*net present value* - NPV) corresponde à soma dos valores presentes de todos os fluxos de caixa, tanto negativos (investimentos e custos) como positivos (receitas e poupanças), ao longo do horizonte de análise. O NPV supera o *payback* ao incorporar o valor temporal do dinheiro (inflação, custo de oportunidade e risco), enquanto o *payback* ignora essa dimensão temporal.

A **taxa interna de rentabilidade** (*internal rate of return* - IRR) é a taxa de desconto que faz com que o NPV do investimento seja igual a zero, ou seja, é a taxa à qual os fluxos de saída e entrada de caixa se equilibram. A determinação da IRR permite avaliar a atratividade do projeto face a outras alternativas de investimento e riscos financeiros.

2.2.3.2 Tipos de Dimensionamento

Durante um evento técnico promovido pela *Krannich Solar* dedicado ao tema das baterias, foram destacados vários tipos de estratégias de dimensionamento, consoante os objetivos energéticos e o contexto de aplicação. Entre os mais comuns, destaca-se o dimensionamento para maximização do autoconsumo, o dimensionamento baseado em tarifas horárias (*Time-of-Use – TOU*) e o dimensionamento orientado para a redução de picos de potência (*Peak Shaving*). Para além destes, foram também referidos outros tipos de dimensionamento, como o reforço da rede elétrica, a prestação de serviços auxiliares à rede, ou ainda as aplicações autónomas (*off-grid*) [65]. No entanto, tendo em conta o enquadramento do presente trabalho, serão aprofundadas apenas as três primeiras abordagens, por se tratarem das mais relevantes para o trabalho desenvolvido.

- **Maximização do Autoconsumo**

O dimensionamento de baterias com o objetivo de maximizar o autoconsumo consiste em ajustar a capacidade de armazenamento de forma a permitir que a maior parte da energia gerada localmente seja consumida dentro da própria instalação, reduzindo ao mínimo a injeção na rede e a necessidade de importação de energia. Neste modelo, a bateria é carregada com os excedentes da produção fotovoltaica durante os períodos em que a geração ultrapassa o consumo instantâneo, e essa energia armazenada é posteriormente utilizada quando a produção é inferior ao consumo, como durante a noite ou em dias com baixa radiação solar, como mostra a Figura 2.12.

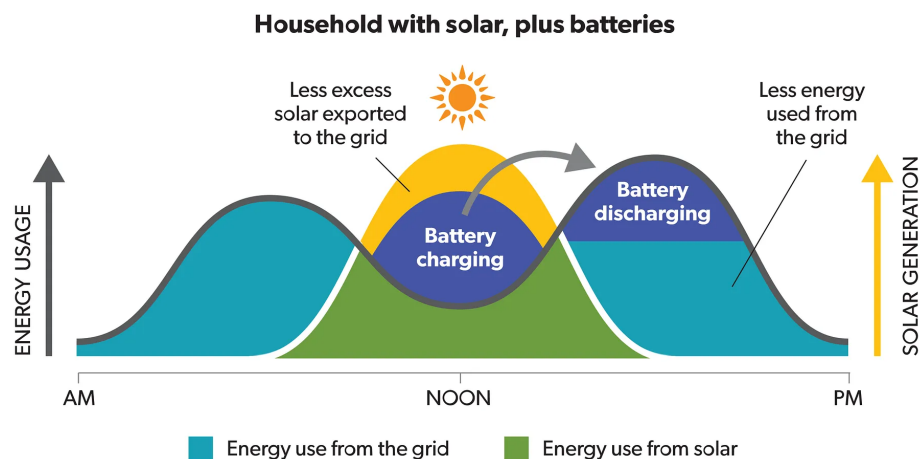


Figura 2.12: Funcionamento do Dimensionamento de Maximização do Autoconsumo [66].

A lógica subjacente a este tipo de dimensionamento não consiste em armazenar toda a energia excedente, mas sim em encontrar um ponto de equilíbrio entre o custo associado ao sistema de armazenamento e o benefício económico decorrente da redução da energia adquirida à rede [67].

Na prática, o dimensionamento requer uma análise cuidadosa dos perfis de consumo e de produção ao longo do dia, com o objetivo de identificar os períodos com excedente de energia e aqueles com défice. Com base nessa análise, define-se uma capacidade de armazenamento da bateria que permita cobrir os principais períodos de défice. A escolha da capacidade da bateria é um fator crítico: uma capacidade demasiado reduzida pode levar ao desperdício de energia quando a bateria atinge o seu limite máximo e já não consegue armazenar mais; por outro lado, um sobredimensionamento representa um custo adicional que poderá não se traduzir num benefício proporcional [66].

As principais vantagens desta abordagem incluem a redução da dependência da rede elétrica, a diminuição da fatura energética e o aumento da autonomia energética da instalação. Contudo, deve ser considerado que esta estratégia não permite a independência total da rede, mas sim a maximização do aproveitamento local da energia gerada, sendo um modelo que equilibra investimento, poupança e eficiência [68].

- **Time-of-Use (TOU)**

O dimensionamento de baterias com base em tarifas horárias, conhecido como *Time-of-Use*, tem como objetivo otimizar economicamente o consumo de energia, aproveitando as variações nos preços da eletricidade ao longo do dia. Este modelo é particularmente relevante em contextos onde as tarifas de eletricidade variam significativamente entre períodos de ponta (*on-peak*) e fora de ponta (*off-peak*), como é o caso em Portugal.

A Figura 2.13 representa a variação das tarifas de acordo com a procura energética, que varia de acordo com a fase do ano já que o consumo de eletricidade difere entre os meses de verão e o restante do ano. Assim, o princípio de funcionamento deste tipo de sistemas baseia-se na arbitragem energética: carregar a bateria durante períodos de tarifa reduzida e descarregar durante períodos de tarifa elevada. Este mecanismo prioriza o consumo de energia da rede em horários mais económicos, resultando na redução de custos na fatura elétrica [69].

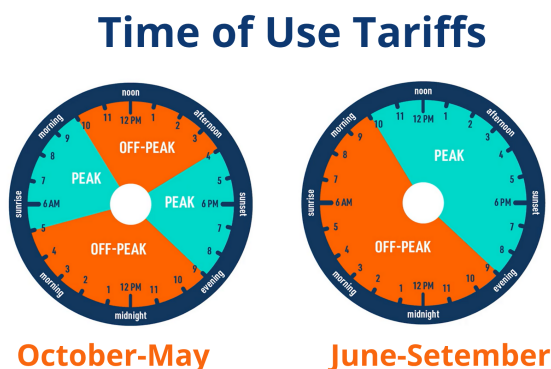


Figura 2.13: Tarifas Diárias *Time-of-Use* ao Longo do Ano. Adaptado de [70]

Como este método varia consoante as tarifas horárias, os consumidores com tarifas bi-horárias ou tri-horárias podem beneficiar significativamente ao adotar sistemas de armazenamento dimensionados para operar sob a lógica TOU, carregando as baterias durante períodos de tarifa reduzida e descarregando durante os períodos de tarifa elevada [71].

A eficácia desta abordagem tem sido comprovada em diversos estudos aplicados a mercados com variações de tarifas. Por exemplo, uma análise realizada no mercado ibérico evidenciou que a implementação de sistemas de armazenamento com estratégias de arbitragem pode reduzir significativamente os custos de regulação diária e anual, aumentando os lucros esperados entre 21% e 36% [69]. Outro estudo destacou que a arbitragem energética é uma das fontes de receita mais lucrativas para operadores de baterias, especialmente quando combinada com técnicas avançadas de previsão de preços [72].

As principais vantagens desta abordagem incluem a redução direta dos custos de energia ao permitir o consumo durante períodos de tarifa mais baixa, possibilitando um melhor planeamento financeiro e uma maior flexibilidade do sistema elétrico. No entanto, a eficácia económica depende bastante da diferença entre as tarifas horárias, já que caso o *spread* tarifário seja reduzido, os benefícios diminuem [73]. Além disso, exige uma gestão rigorosa da bateria para garantir a arbitragem correta. O aumento dos ciclos de carga e descarga pode acelerar a degradação do sistema de armazenamento, comprometendo a sua vida útil [74].

- **Peak Shaving**

O dimensionamento de baterias com base em *peak shaving* visa reduzir os picos de consumo de energia elétrica, contribuindo para a diminuição dos encargos associados à potência máxima contratada. Este método é particularmente relevante para consumidores industriais e comerciais, onde as tarifas de energia incluem componentes significativas relacionadas com a potência de pico. Mais concretamente, em muitos contratos de fornecimento elétrico, especialmente para grandes consumidores, existem tarifas adicionais baseadas na maior potência registada em um determinado período. Ao limitar esses picos por meio de baterias, é possível obter benefícios económicos significativos [75].

O princípio de funcionamento baseia-se na utilização de baterias para diminuir a carga durante períodos de elevada procura, descarregando a energia armazenada para manter o consumo dentro de limites pré-estabelecidos. Durante períodos de baixa procura, o sistema recarrega as baterias, preparando-se para futuros picos, como mostra a Figura 2.14. Este método permite uma gestão mais eficiente da energia, evitando penalizações por exceder a potência contratada [76].

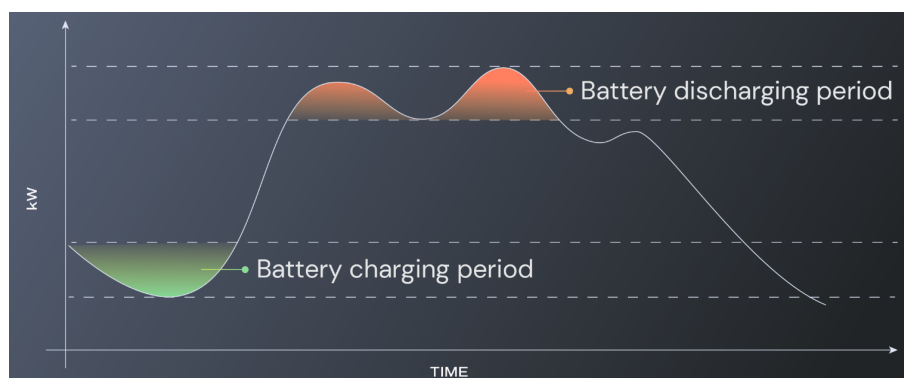


Figura 2.14: Funcionamento do *Peak-Shaving* por Picos de Procura [75].

Entre as vantagens do *peak shaving*, destacam-se a redução direta dos custos com energia elétrica e a melhoria da estabilidade da rede, reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura para suportar cargas de pico [77]. No entanto, é importante considerar as desvantagens associadas, como a necessidade de dimensionamento adequado dos sistemas de armazenamento para atender aos picos de procura e os custos iniciais de implementação. Para além disso, a eficácia do *peak shaving* depende da frequência e magnitude dos picos de consumo e, em casos onde os picos são esporádicos ou de baixa intensidade, o retorno sobre o investimento pode ser limitado. Tal como no dimensionamento *Time-of-Use*, o ciclo constante de carga e descarga pode acelerar o desgaste das baterias, exigindo uma gestão cuidadosa para maximizar a sua vida útil [78].

2.3 Softwares de Simulação e Dimensionamento

Ao longo do trabalho, recorreu-se a diferentes *softwares* para simulação. Nesta secção, descreve-se com maior detalhe a ferramenta interna da empresa concebida para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, e que serviu de base para o desenvolvimento do presente trabalho. Em seguida, são referidos outros *softwares* utilizados no âmbito do projeto, nomeadamente para simulação de produção e apoio ao desenho técnico.

2.3.1 Ferramenta de Apoio ao Dimensionamento Fotovoltaico da Empresa

Como referido na Secção 1.2, a empresa dispunha de uma ferramenta interna *Excel* desenvolvida em VBA, concebida para apoiar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos através de uma análise energética e económica detalhada.

De um modo geral, a ferramenta permite simular o desempenho de uma instalação fotovoltaica ao longo de um ano. Para isso, o utilizador introduz como *input* os diagramas de cargas mensais e as respetivas irradiâncias locais correspondentes ao local onde se pretende dimensionar o sistema fotovoltaico.

De seguida, são introduzidos os dados técnicos e económicos do projeto, nomeadamente as características dos painéis solares selecionados, que podem ser encontradas na *datasheet* do componente, e os parâmetros financeiros, como a taxa mínima de IRR e o custo de capital. A Tabela 2.2 representa um esquema de todos os *inputs* deste tipo.

Para além disso, os valores das tarifas energéticas também são um *input*. Estas são diferenciadas por períodos de ponta, de cheia, vazio e super-vazio, como mostra a Tabela 2.3.

Tabela 2.2: Dados de Instalação

Dados de Instalação	
Potência de cada painel (kW)	
Eficiência de cada painel (%)	
Área de cada painel	
Perdas dos painéis (%)	
Garantia do fabricante (anos)	
Perdas a considerar no sistema (%)	
Margem do cliente (%)	
Seguro (%)	
Inflação (%)	
Custo de Capital	
WACC Cliente	
Taxa mínima de IRR (%)	
Limite da energia injetada (%)	

Tabela 2.3: Dados das Tarifas Energéticas

Tarifas	
Ponta	
Cheia	
Vazio	
Super Vazio	
MIBEL	

Com base nos *inputs* introduzidos, a ferramenta calcula uma estimativa inicial do número ideal de painéis a instalar, tendo em conta a área disponível para a instalação dos painéis, a percentagem de energia injetada na rede e a taxa mínima de IRR.

Posteriormente, recorre-se ao *software PVSyst* para realizar uma simulação mais detalhada do sistema fotovoltaico, com base nas características técnicas dos painéis e dos inversores. Esta simulação permite obter uma estimativa mais precisa do número de painéis a instalar, bem como o valor das perdas do sistema.

Assim, o valor inicialmente calculado pela ferramenta em *Excel* serve como referência preliminar, sendo o valor resultante da simulação no *PVSyst* considerado mais rigoroso. Ainda assim, a proximidade entre ambos os resultados valida a fiabilidade da ferramenta interna da empresa.

Recorre-se novamente à ferramenta *Excel* com os novos valores de perdas de sistema e número de painéis para simular o sistema final fotovoltaico. Após a conclusão da simulação, é gerado um conjunto de folhas de cálculo com resultados técnicos e financeiros. Destaca-se, entre elas, um relatório de autofinanciamento, onde constam as principais métricas do projeto, como se observa na Figura 2.15.

Dados Instalação	Instalação Sugerida		Dados Financeiros
Potência de cada painel (W)	Potência nominal (kW)	Potência instalada (kWp)	Investimento inicial (€)
550	470	545,60	369 823 €
Eficiência de cada painel (%)	Energia anual produzida PV (kWh)	Percentagem energia total produzida (%)	Poupança anual (€)
21,00%	838 982	45,87%	122 693 €
Nº painéis	Energia anual consumida antes PV (kWh)	Energia anual consumida depois PV (kWh)	Payback (anos)
992	1 828 863	1 174 261	2,96
Área utilizada (m2)	Energia autoconsumida PV (kWh)	Percentagem energia autoconsumida (%)	IRR a 25 anos
2809	654 602	78,02%	35,07%
Nº inversores	Energia vendida à rede (kWh)	Percentagem energia vendida à rede (%)	NPV a 25 anos
10	184 389	21,98%	1 893 776 €
		CO2 Evitado (Kg)	
		307 663	

Figura 2.15: Exemplo do Relatório de Autofinanciamento da Ferramenta Existente.

É também gerada uma folha com gráficos mensais de energia, que compara o consumo do cliente com a produção do sistema simulado. Adicionalmente, a Figura 2.16 ilustra parte de outra folha complementar gerada, que agrega os dados técnicos e económicos da simulação, apresentando os valores detalhados calculados ao longo do processo. Esta folha assume particular relevância, uma vez que é a partir dela que o módulo de dimensionamento de baterias desenvolvido extrai alguns dos parâmetros necessários à realização dos respetivos cálculos.

Potência	Energia consumida	Energia Produzida1	Produção Total	Horas	Dia	Dia da semana	Semana/Sáb/Dom	Verão/Inverno	Período	Energia autoconsumida	Consumo pela rede PV
40	10	0	0	07:00	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	0	10
40	10	0	0	07:15	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	0	10
40	10	0	0	07:30	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	0	10
40	10	0	0	07:45	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	0	10
40	10	0,325223325	0,325223325	08:00	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	0,325223325	9,674776675
40	10	0,758854424	0,758854424	08:15	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	0,758854424	9,241145576
40	10	1,084077748	1,084077748	08:30	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	1,084077748	8,915922252
40	10	1,409301073	1,409301073	08:45	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	1,409301073	8,590688927
40	10	6,93809759	6,93809759	09:00	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	6,93809759	3,06190241
30	7,5	12,35848633	12,35848633	09:15	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Vazio	7,5	0
40	10	17,88728285	17,88728285	09:30	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	23,30767159	23,30767159	09:45	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	27,42716704	27,42716704	10:00	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	31,65507025	31,65507025	10:15	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	35,7745657	35,7745657	10:30	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	39,89406114	39,89406114	10:45	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	42,82107106	42,82107106	11:00	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
30	7,5	45,74808098	45,74808098	11:15	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	7,5	0
40	10	48,56668313	48,56668313	11:30	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	51,49369305	51,49369305	11:45	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0
40	10	53,445033	53,445033	12:00	02/01/2021	7	Sábado	Inverno	Cheia	10	0

Figura 2.16: Exemplo de valores Registrados Durante a Simulação

2.3.2 Outros Softwares Utilizados

Para além da ferramenta principal de dimensionamento fotovoltaico, recorreu-se a outros *softwares* de apoio com finalidades complementares.

O *software AutoCAD* foi utilizado para a elaboração dos esquemas de instalação do sistema fotovoltaico, nomeadamente no posicionamento dos painéis e na organização física dos componentes, assegurando o cumprimento dos requisitos de espaço e acessibilidade.

Por outro lado, o *software PVsyst* foi utilizado como ferramenta de validação e ajuste da simulação energética. Após a simulação inicial efetuada na ferramenta da empresa, o sistema era modelado no *PVsyst* de forma a obter estimativas mais detalhadas de produção, tendo em conta parâmetros como perdas específicas, orientações e sombreamentos. Os resultados permitiam, posteriormente, ajustar parâmetros importantes na ferramenta da empresa, como o número exato de painéis e as perdas globais do sistema.

2.4 Conclusão

Ao longo desta revisão bibliográfica, consolidou-se o enquadramento técnico necessário para a compreensão dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias. Começou-se por abordar os fundamentos físicos da conversão fotovoltaica, explicando o efeito fotovoltaico e a evolução das tecnologias de células solares. Foram ainda descritos os principais componentes e o princípio de funcionamento de um sistema fotovoltaico, bem como distinguidos os diferentes tipos de dimensionamento possíveis.

De seguida, explorou-se os fundamentos de funcionamento de uma bateria e as diferentes tecnologias de baterias para sistemas fotovoltaicos, com especial foco nas baterias de iões de lítio, dada a sua elevada eficiência, densidade energética, durabilidade e crescente predominância no mercado.

Identificaram-se ainda os principais critérios técnicos que influenciam o dimensionamento de sistemas de armazenamento, como a capacidade, eficiência, DoD, C-rate, SoC e vida útil, bem como os parâmetros financeiros necessários para uma avaliação económica adequada. Estes parâmetros são determinantes para as estratégias de dimensionamento, nomeadamente no caso de maximização do autoconsumo, que será também o foco da ferramenta desenvolvida no presente trabalho.

Por fim, foi apresentada uma visão geral dos *softwares* de simulação utilizados no projeto, incluindo a ferramenta existente na empresa, orientada para o dimensionamento fotovoltaico, bem como os programas complementares, nomeadamente o *PVsyst* e o *AutoCAD*.

Esta revisão serviu de base teórica para o desenvolvimento do módulo de dimensionamento de baterias, garantindo que o projeto assenta nos princípios essenciais dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.

Capítulo 3

Modelo de Dimensionamento de Baterias para Sistemas Fotovoltaicos

Este capítulo descreve o desenvolvimento do módulo de dimensionamento de sistemas de baterias, concebido para complementar a simulação fotovoltaica realizada previamente. O objetivo passa por avaliar o impacto técnico e económico da integração de baterias numa instalação com produção fotovoltaica. O capítulo organiza-se em três secções: uma primeira de enquadramento, onde se apresenta a motivação e a lógica de integração das baterias; uma segunda dedicada ao desenvolvimento do módulo, abordando tanto a estrutura de cálculo como a ferramenta final implementada; e uma terceira onde se organizam as principais conclusões.

3.1 Enquadramento da Ferramenta e Integração de Baterias

Como detalhado na Secção 2.3.1, a empresa dispõe de uma ferramenta desenvolvida em VBA no *Excel*, projetada para apoiar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos através de uma análise técnico-económica detalhada. A simulação baseia-se em perfis de consumo e dados de radiação local, com resolução temporal de 15 minutos ao longo de um ano, permitindo avaliar com elevada precisão o desempenho do sistema fotovoltaico.

Entre os diversos *outputs* gerados pela ferramenta existente, destacam-se as colunas com dados divididos por intervalos de tempo, em que cada intervalo contém um dado valor de produção e de consumo que permite identificar se há excedente de energia ou necessidade de recurso à rede elétrica. Estes dois conjuntos de dados constituem a base sobre a qual se constrói toda a lógica de dimensionamento de um eventual sistema de armazenamento.

A Figura 3.1 ilustra o fluxo de energia num sistema fotovoltaico, comparando duas abordagens distintas: uma sem armazenamento e outra com a integração de baterias. Em ambos os casos, o processo inicia-se com a produção de energia pelo sistema fotovoltaico e o consumo imediato pela instalação. A partir daí, o destino do eventual excedente energético é o que distingue os dois cenários.

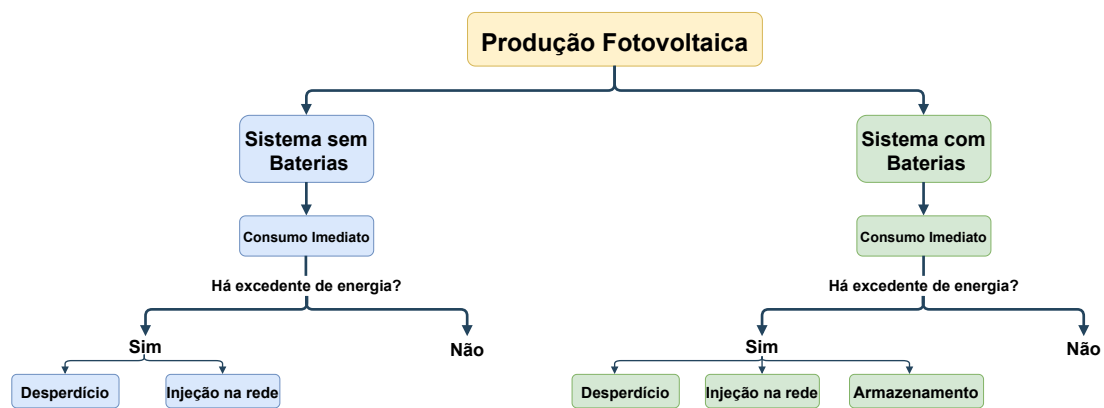


Figura 3.1: Aproveitamento Energético em Sistemas Fotovoltaicos com e sem Baterias.

No cenário tradicional, o excedente de produção pode ser injetado na rede elétrica muitas vezes com um retorno económico reduzido. Em alguns casos, o excedente pode nem sequer ser aproveitado, devido a limites contratuais de injeção ou à ausência de compensação, o que se traduz em desperdício energético. Esta limitação afeta diretamente a eficiência e a rentabilidade do sistema.

No cenário com baterias, o excedente pode ser armazenado na bateria para posterior utilização em períodos de menor produção solar. Caso a bateria atinja a sua capacidade máxima, a energia restante poderá ainda ser injetada na rede ou, eventualmente, desperdiçada. Esta solução contribui para a redução da dependência da rede elétrica e o aumento da taxa de autoconsumo.

Neste contexto, justifica-se o desenvolvimento de um novo módulo de dimensionamento de baterias, capaz de incorporar esta lógica de armazenamento energético na ferramenta existente. A integração desta funcionalidade permitirá analisar diferentes cenários em que o excesso de energia pode ser armazenado e posteriormente utilizado, de modo a melhorar o desempenho económico e elétrico da instalação.

A empresa já tinha identificado anteriormente o potencial da integração de baterias na ferramenta *Excel* existente, tendo realizado várias tentativas internas para desenvolver um módulo de dimensionamento de baterias. Essas iniciativas, levadas a cabo por diferentes colaboradores ao longo do tempo, resultaram na criação de blocos de código VBA dispersos e inconclusivos na ferramenta de simulação fotovoltaica. O código existente apresentava-se pouco estruturado, sem documentação clara e refletia abordagens distintas entre si, dificultando o esforço de reaproveitamento. Face à complexidade e incoerência do código VBA existente, optou-se por abandonar essa base e iniciar o desenvolvimento do módulo do início.

Paralelamente, foi também avaliada a viabilidade de integrar este novo módulo diretamente na ferramenta de simulação fotovoltaica já existente. No entanto, concluiu-se que tal integração poderia comprometer o desempenho geral da ferramenta, tornando-a mais pesada e menos eficiente, especialmente em projetos que não envolvam armazenamento. Assim, definiu-se criar um módulo autónomo, dedicado exclusivamente ao dimensionamento de baterias, mas projetado para comunicar de forma eficaz com os resultados da ferramenta fotovoltaica existente.

3.2 Desenvolvimento do Módulo de Dimensionamento de Baterias

Esta secção detalha o processo de implementação do módulo de dimensionamento de baterias. Partindo da definição das variáveis fundamentais, são descritas, passo a passo, as operações necessárias para simular o comportamento de um sistema com armazenamento, estimar os seus benefícios económicos e comparar diferentes configurações. Após a formalização da lógica de funcionamento, apresenta-se a ferramenta final desenvolvida em *Excel*.

3.2.1 Lógica de Funcionamento

Esta secção descreve a lógica de funcionamento do módulo de simulação de baterias em sistemas fotovoltaicos. Através de uma sequência lógica de perguntas e respostas, são detalhadas as etapas fundamentais que compõem o funcionamento do módulo.

Qual é o ponto de partida para simular sistemas fotovoltaicos com baterias?

O ponto inicial da simulação consiste no cálculo da diferença entre a energia produzida pelo sistema fotovoltaico e a energia consumida pela instalação. Para tal, é introduzida uma nova variável, designada por *Diferença*, que representa, para cada instante de medição, a diferença entre a produção e o consumo. Esta variável assume valores positivos quando a produção excede o consumo, e negativos no caso inverso.

A variável *Diferença* serve de base para determinar o comportamento da bateria, isto é, se esta deve carregar ou descarregar. No entanto, a potência de carga ou descarga da bateria não é ilimitada. Esta encontra-se condicionada por um valor máximo admissível por medição, expresso em kWh, o qual depende das características da bateria e do número máximo de baterias em paralelo configurado para o sistema.

Para o cálculo desse limite, são necessários os seguintes dados técnicos da bateria:

- Capacidade da bateria (kWh), C ;
- C_{Rate} ;
- Número máximo de baterias em paralelo admissível, N .

Com base nestes parâmetros, é possível determinar o valor máximo de potência que pode ser carregada ou descarregada em cada instante, conforme apresentado na Equação 2.3.

Assim, define-se uma nova variável, denominada *Diferença Limitada*, que corresponde à variável *Diferença* limitada ao valor máximo admissível de potência, tanto no sentido de carga (valores positivos), como no de descarga (valores negativos).

A Figura 3.3 ilustra a relação entre as variáveis *Diferença* e *Diferença Limitada*, onde se ilustra o efeito da aplicação do limite de potência nas medições ao longo do tempo. Assumiu-se $C = \frac{1}{4} \cdot 100$ kWh, $C_{rate} = 0.50$ e $N = 4$, o que resulta num limite de ± 50 kWh. O fator $\frac{1}{4}$ corresponde à conversão da capacidade da bateria, que é dada por hora, para o intervalo de 15 minutos entre as medições.

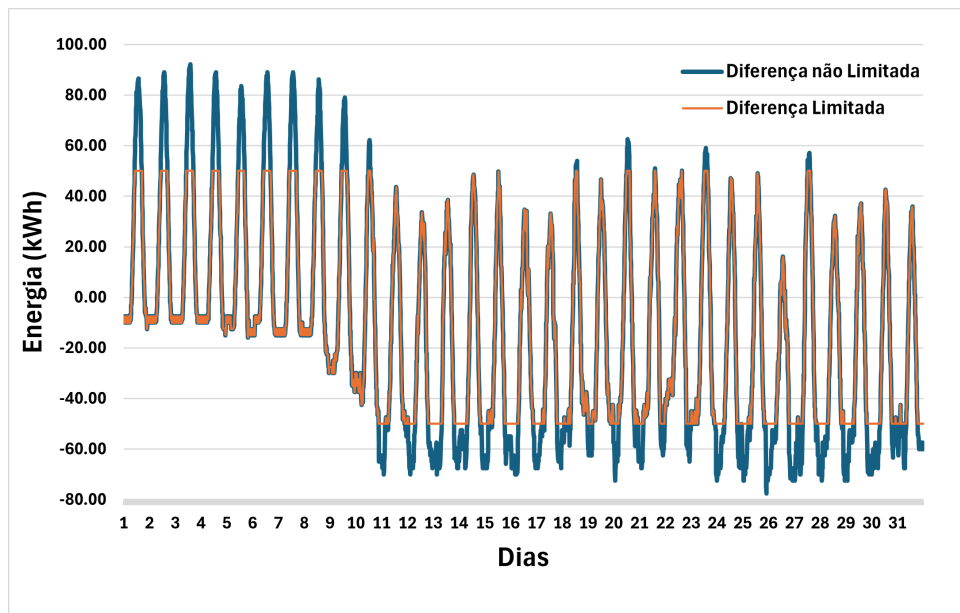


Figura 3.2: Evolução Temporal das Variáveis *Diferença* e *Diferença Limitada* ao Longo de um Mês de Simulação (Agosto).

Após o cálculo da variável *Diferença Limitada*, torna-se possível simular o comportamento da bateria ao longo do tempo, nomeadamente os processos de carga e descarga. Coloca-se, assim, a seguinte questão:

Como funciona o carregamento das baterias ao longo do tempo?

É introduzida uma nova variável, designada por *SOC*, que representa o estado de carga do sistema de baterias, em kWh, tendo em conta o número de baterias.

A evolução do *SOC* está sujeita a um conjunto de restrições técnicas. A mais imediata é a capacidade máxima total do sistema, definida pelo número de baterias e pela capacidade individual de cada uma. Por exemplo, num sistema composto por três baterias de 10 kWh, o *SOC* será limitado a 30 kWh. Adicionalmente, é necessário considerar a variável *DoD*, que é um dado fornecido pelo utilizador (*input*). Esta define o limite inferior da carga utilizável da bateria. Um *DoD* de 10% implica que apenas 90% da capacidade da bateria pode ser efetivamente descarregada. No exemplo anterior, com 30 kWh totais e um *DoD* de 10%, o *SOC* não pode descer abaixo dos 3 kWh.

Outra limitação importante é a eficiência da bateria na descarga, que também é um dado fornecido pelo utilizador (*input*). Essa eficiência indica a fração da energia armazenada que pode ser realmente usada. Por exemplo, com uma eficiência de 90%, para fornecer 10 kWh úteis ao sistema, a bateria precisa descarregar aproximadamente 11 kWh.

A Figura 2 ilustra a evolução da variável *SOC* ao longo de um mês, evidenciando os limites superior e inferior impostos pela capacidade total e pelo *DoD* da bateria (neste caso 10%), respetivamente. É possível observar que o limite inferior do *SOC* não é zero, mas sim o valor correspondente a 10% da capacidade total de 400 kWh, que representa o limite superior.

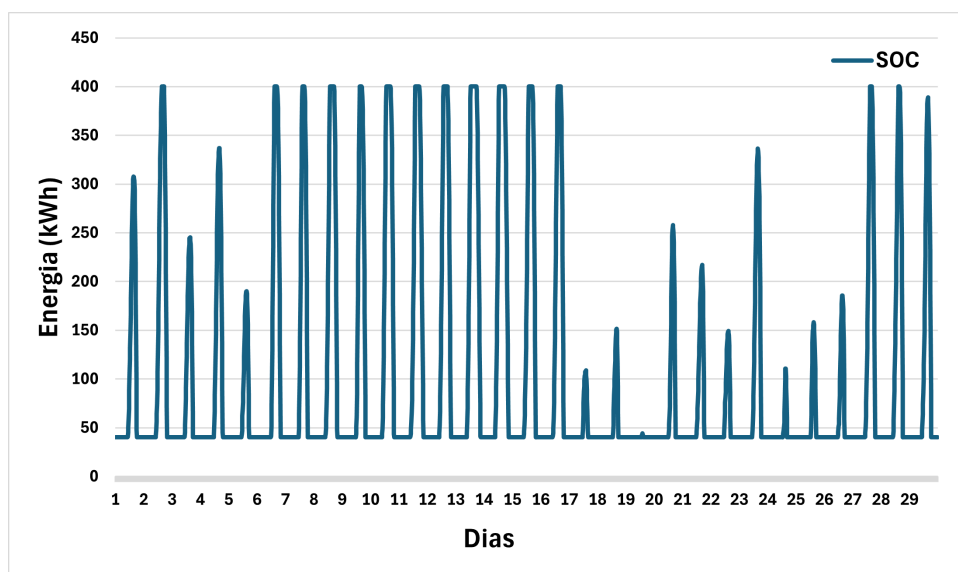


Figura 3.3: Evolução Temporal do *SOC* ao Longo de um Mês de Simulação (Fevereiro).

Com as baterias integradas no sistema, é importante compreender como estas afetam o balanço energético global. Isso levanta a seguinte questão:

De que forma a integração das baterias no sistema muda a interação com a rede?

Mesmo com a presença de baterias, há momentos em que o sistema não consegue responder integralmente à diferença entre a produção fotovoltaica e o consumo. Isto pode ocorrer quando as baterias estão totalmente descarregadas (atingiram o limite inferior do *SOC*) ou totalmente carregadas (atingiram o limite superior do *SOC*). Nestas situações, a energia que não pode ser armazenada nem retirada das baterias é contabilizada na variável *Excedente*.

A variável *Excedente* representa a energia que, numa determinada medição, não pode ser gerida pelas baterias e, por isso, tem impacto direto na interação com a rede elétrica. Quando, por exemplo, o sistema regista um défice de produção de 10 kWh e as baterias estão totalmente descarregadas, esse valor será assumido como *Excedente* negativo (-10 kWh). De forma análoga, se existir um excesso de produção de 10 kWh e as baterias estiverem totalmente carregadas, essa energia será considerada *Excedente* positivo (+10 kWh).

Existem ainda outras situações em que se regista *Excedente*, associadas aos limites de potência de carga e descarga. Quando a variável *Diferença* ultrapassa a *Diferença Limitada* (por exemplo, a potência disponível para carregar a bateria é superior ao limite técnico), a parte da energia que não pode ser armazenada é considerada *Excedente* positivo. Inversamente, quando a *Diferença* é inferior à *Diferença Limitada*, indicando que seria necessário descarregar mais energia do que o permitido, a diferença é registada como *Excedente* negativo.

Com a variável *Excedente* já definida, é possível avançar para a avaliação económica do sistema, dando origem à seguinte questão:

Como saber o benefício económico que a solução com bateria traz em comparação à solução sem baterias?

Para responder a esta questão, é necessário comparar dois cenários: o funcionamento do sistema sem baterias e o funcionamento com baterias. No caso sem baterias, toda a energia produzida em excesso é vendida à rede (ou desperdiçada), e toda a energia em défice é comprada à rede. Assim, a variável relevante é a *Diferença*, já que não existe armazenamento e, portanto, não se aplica a *Diferença Limitada*.

Com base na variável *Diferença*, definem-se duas novas variáveis:

- *Energia Comprada sem Baterias*: quando o valor da *Diferença* é negativo (produção inferior ao consumo), considera-se o valor absoluto como energia comprada;
- *Energia Vendida sem Baterias*: quando o valor da *Diferença* é positivo (produção superior ao consumo), considera-se esse valor como energia vendida.

Por exemplo, se numa dada medição a *Diferença* for -10 kWh, então a *Energia Comprada sem Baterias* é de 10 kWh e a *Energia Vendida sem Baterias* é zero. Por outro lado, se a *Diferença* for 10 kWh, estes valores assumem-se inversamente.

No cenário com baterias, a lógica é idêntica, mas aplicada à variável *Excedente*, uma vez que esta reflete a energia que não pôde ser gerida pelas baterias. Definem-se então as variáveis:

- *Energia Comprada com Baterias*: quando o *Excedente* é negativo (valor absoluto);
- *Energia Vendida com Baterias*: quando o *Excedente* é positivo.

Após o cálculo destas quatro variáveis energéticas, é necessário associar valores económicos. Para tal, o utilizador deve introduzir as tarifas de energia elétrica, que variam de acordo com o período de consumo da medição (Super Vazio, Vazio, Cheia e Ponta). Cada medição tem associada uma tarifa correspondente, permitindo calcular:

- *Custo da Energia Comprada sem Baterias*
- *Custo da Energia Comprada com Baterias*

Estes custos resultam da soma da multiplicação da energia comprada pela respetiva tarifa, ao longo do ano.

No que diz respeito à energia vendida, é necessário que o utilizador forneça dois dados: A percentagem da energia produzida que pode efetivamente ser vendida à rede e o preço de venda da energia à rede. Com estes dados, é possível calcular:

- *Benefício da Energia Vendida sem Baterias*
- *Benefício da Energia Vendida com Baterias*

Estes valores correspondem à energia vendida, multiplicada pelo preço de venda e pela percentagem efetivamente comercializada. A energia excedente que não for vendida é considerada desperdiçada e não gera qualquer remuneração.

Finalmente, o Custo Total de cada cenário é obtido pela subtração entre o custo da energia comprada e o benefício da energia vendida:

- *Custo Total sem Baterias*
- *Custo Total com Baterias*

A diferença entre estes dois custos permite calcular a variável final desta análise (eq. 3.1):

$$\text{Benefício Total Anual} = |\text{Custo Total sem Baterias} - \text{Custo Total com Baterias}| \quad (3.1)$$

Este valor reflete, em termos absolutos, o ganho económico anual resultante da implementação de baterias no sistema fotovoltaico. Assim, com o benefício económico anual determinado, torna-se possível realizar uma análise financeira mais aprofundada de cada solução de armazenamento.

Como é que se deve avaliar financeiramente cada solução de baterias?

Para essa análise, utilizam-se os indicadores financeiros *Payback*, *NPV* e *IRR*, previamente definidos na Secção 2.2.3.1, sendo agora aplicados a este caso de simulação, utilizando as seguintes expressões.

O *Payback* representa o tempo necessário, em anos, para recuperar o investimento inicial realizado na instalação das baterias. É calculado pela equação 3.2:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Custo do Sistema de Baterias}}{\text{Benefício Total Anual}} \quad (3.2)$$

onde o *Custo do Sistema de Baterias* resulta do produto entre o número de baterias utilizadas no sistema e o respetivo custo unitário, acrescido de todos os custos relacionados com a montagem, transporte, operação, manutenção e outros encargos logísticos.

O *NPV* corresponde ao valor atualizado líquido do benefício económico proporcionado pelas baterias no período de tempo em análise t , considerando a taxa de atualização r , e a inflação i . A expressão utilizada é a 3.3:

$$\text{NPV} = \text{Custo das Baterias} - \text{PV} \quad (3.3)$$

$$\text{PV} = \text{Benefício Total Anual} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+i}{1+r}\right)^n}{r - i} \quad (3.4)$$

Estes três parâmetros são fornecidos pelo utilizador como *inputs*, sendo geralmente considerados $i = 2,5\%$, $r = 4\%$ e $t = 15$ anos. Assim, se o valor do *NPV* for positivo, o projeto é considerado financeiramente viável, uma vez que gera retorno suficiente para compensar o investimento inicial e os custos operacionais. Por outro lado, um *NPV* negativo indica que o projeto não gera retorno económico suficiente, sendo, nesse caso, economicamente inviável.

Por fim, o *IRR* (eq. 3.5) é a taxa de rentabilidade que o projeto proporciona. Este é calculado utilizando uma função própria do *Excel* que retorna o valor de *IRR* tal que:

$$0 = -\text{Custo das Baterias} + \sum_{n_t=1}^t \frac{B_1 \cdot (1+i)^{n_t-1}}{(1+IRR)^{n_t}} \quad (3.5)$$

onde B_1 é o benefício do primeiro ano, sendo os seguintes benefícios de cada ano n_t ajustados à inflação i . Se o *IRR* for maior que a taxa de atualização, o projeto é considerado viável. Caso contrário, se o *IRR* for inferior, o projeto não é financeiramente atrativo.

Com todos os parâmetros simulados e os indicadores financeiros calculados, torna-se possível abordar a última questão desta análise.

Quantas baterias deve ter o sistema?

A determinação do número ideal de baterias a instalar não é definida de forma automática pela ferramenta, uma vez que essa decisão depende das necessidades específicas de cada projeto e cliente.

Projetos com características técnicas idênticas podem justificar soluções diferentes, consoante os objetivos de quem os implementa. Por essa razão, a ferramenta foi concebida para realizar uma iteração de simulações, incrementando o número de baterias até um máximo de 20 unidades. No final, é gerada uma tabela com os principais resultados dos parâmetros financeiros para cada solução. Essa tabela serve de apoio à decisão por parte do utilizador, que pode assim comparar facilmente os cenários simulados e escolher a solução mais adequada às suas prioridades.

Para essa análise, o utilizador pode ter em consideração os seguintes critérios orientadores:

- Valores mais reduzidos de *Payback*, indicam um retorno do investimento mais rápido;
- Valores mais elevados de *NPV*, traduzem uma maior rentabilidade económica do projeto. Desde que o valor seja positivo, considera-se o projeto financeiramente viável;
- O *IRR* deve ser superior à taxa de atualização r (4%), sendo que valores próximos ou superiores a 10% são considerados bastante atrativos.

A Figura 3.4 apresenta o fluxograma que resume o funcionamento da ferramenta de simulação de baterias. A partir dos dados de entrada fornecidos pelo utilizador, cada bloco corresponde a uma etapa do processo, representando as principais questões abordadas. O fluxo começa com a análise da diferença entre produção e consumo, incluindo as limitações de potência, seguindo-se o cálculo do *SOC* das baterias. Depois, avalia-se o excedente de energia, calcula-se o benefício económico e realiza-se a avaliação financeira de cada solução, associada a um número específico de baterias. Por fim, o sistema gera uma tabela comparativa para diferentes configurações do número de baterias, que apoia a decisão do utilizador.

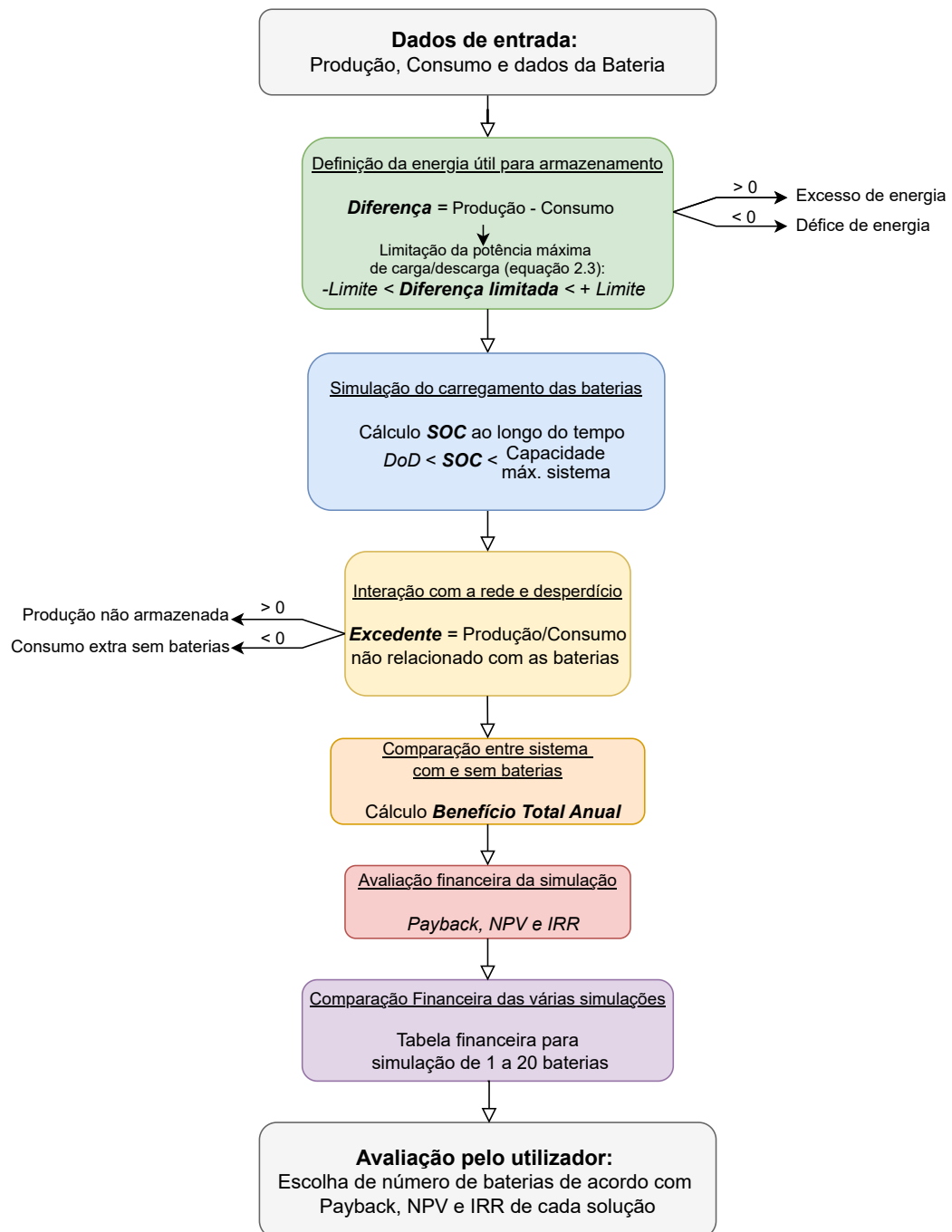


Figura 3.4: Fluxograma da Lógica de Funcionamento do Módulo de Baterias.

3.2.2 Implementação da Ferramenta Final

Concluída a definição da lógica de funcionamento, apresenta-se nesta secção a ferramenta final desenvolvida em *Excel*. Serão ilustradas as principais áreas da folha de cálculo, nomeadamente os campos de introdução de dados, os resultados das simulações e os indicadores de apoio à decisão. Estes elementos refletem a aplicação prática de toda a metodologia descrita anteriormente.

Em primeiro lugar, é necessário introduzir os registos de produção e consumo elétrico da instalação, obtidos com uma resolução temporal de 15 minutos ao longo de um ano, a partir da simulação fotovoltaica. Estes valores são inseridos nas colunas ilustradas na Figura 3.5.

Produção (kWh)	Consumo (kWh)
0	10
0	10
0	10
0	10
0.325223325	10
0.758854424	10
1.084077748	10
1.409301073	10
6.93809759	10
12.35848633	10
17.88728285	10
23.30767159	10
27.42716704	10

Figura 3.5: Interface de Dados de Produção e Consumo de Energia a partir da Simulação Fotovoltaica.

De seguida, devem ser preenchidos os dados técnicos da bateria pretendida, conforme ilustrado na Figura 3.6. Alguns destes dados podem ser obtidos nas *datasheets* dos componentes, enquanto outros devem ser solicitados diretamente ao fornecedor.

Dados da Baterias	
CAPACIDADE (kWh)	100.00
C-RATE	0.50
MAX BAT EM PARALELO	4
Custo por Bateria	50,000.00 €
Eficiência de Descarga	91.3%
DOD Máximo	10%
SOC máximo	100%

Figura 3.6: Campo para Introdução dos Dados Técnicos da Bateria.

Para realizar a avaliação económica de cada solução, é ainda necessário introduzir os seguintes elementos: as tarifas energéticas por kWh, os dados relativos à energia vendida à rede, e os parâmetros financeiros necessários para as equações 3.3 e 3.5. Estes três grupos de dados estão organizados nas tabelas da Figura 3.7 (a), (b) e (c), respetivamente.

Dados de Tarifas		Dados de Energia Vendida		Dados Económicos	
Tarifa Ponta	0,20750 €	Preço de Venda	0,04 €	Taxa Atualização	4,0%
Tarifa Cheia	0,15930 €	% de Energia	30%	Período (anos)	15
Tarifa Vazio	0,15180 €	Vendida Que é		Inflação	2,5%
Tarifa Super Vazio	0,14870 €				

(a) Tarifas Energéticas

(b) Dados da Energia Vendida

(c) Parâmetros Financeiros

Figura 3.7: Tabelas de introdução dos dados económicos e tarifários.

Após a introdução de todos os parâmetros de entrada, o utilizador pode pressionar um botão que inicia o processo de dimensionamento das baterias. Através de código VBA, são automaticamente executados todos os cálculos descritos na secção anterior.

Como resultado, são geradas duas novas folhas de *Excel*: uma folha de Cálculos, que contém o desenvolvimento de todas as variáveis intermédias e auxiliares; e uma folha de Resultados, onde se apresenta a tabela final com os indicadores financeiros de cada simulação. A Figura 3.9 mostra um exemplo desta tabela, que permite ao utilizador comparar as diferentes soluções, consoante o número de baterias do sistema.

Número de Baterias	Custo	Benefício Anual	Payback (Anos)	PV	NPV (15 anos)	TIR (15 anos)
1	50,000.00 €	11,783.53 €	4.24	153,823.32 €	103,823.32 €	24.84%
2	100,000.00 €	20,895.67 €	4.79	272,774.13 €	172,774.13 €	21.83%
3	150,000.00 €	26,647.72 €	5.63	347,861.84 €	197,861.84 €	18.16%
4	200,000.00 €	28,971.94 €	6.90	378,202.47 €	178,202.47 €	14.08%
5	250,000.00 €	29,878.33 €	8.37	390,034.65 €	140,034.65 €	10.67%
6	300,000.00 €	30,275.03 €	9.91	395,213.09 €	95,213.09 €	7.96%
7	350,000.00 €	30,439.86 €	11.50	397,364.84 €	47,364.84 €	5.76%
8	400,000.00 €	30,560.61 €	13.09	398,941.09 €	-1,058.91 €	3.96%
9	450,000.00 €	30,676.86 €	14.67	400,458.69 €	-49,541.31 €	2.47%
10	500,000.00 €	30,763.71 €	16.25	401,592.45 €	-98,407.55 €	1.18%
11	550,000.00 €	30,843.29 €	17.83	402,631.21 €	-147,368.79 €	0.07%
12	600,000.00 €	30,922.86 €	19.40	403,669.98 €	-196,330.02 €	-0.92%
13	650,000.00 €	31,002.24 €	20.97	404,706.28 €	-245,293.72 €	-1.80%
14	700,000.00 €	31,081.78 €	22.52	405,744.54 €	-294,255.46 €	-2.58%
15	750,000.00 €	31,161.22 €	24.07	406,781.54 €	-343,218.46 €	-3.30%
16	800,000.00 €	31,240.66 €	25.61	407,818.56 €	-392,181.44 €	-3.95%
17	850,000.00 €	31,320.12 €	27.14	408,855.81 €	-441,144.19 €	-4.56%
18	900,000.00 €	31,399.55 €	28.67	409,775.19 €	-490,224.81 €	-5.11%
19	950,000.00 €	31,427.23 €	30.23	410,254.12 €	-539,745.88 €	-5.64%
20	1,000,000.00 €	31,463.92 €	31.78	410,733.04 €	-589,266.96 €	-6.14%

Figura 3.8: Tabela de Resultados Financeiros para Diferentes Configurações do Número de Baterias.

Por fim, de forma a facilitar a análise de cada solução por parte do utilizador, a ferramenta inclui uma folha de *Excel* dedicada exclusivamente à visualização gráfica dos resultados. Nesta folha, é possível consultar diversos gráficos para cada simulação de baterias, nomeadamente a evolução do *SOC* ao longo do ano e representações mensais do *SOC*, produção e consumo.

A Figura 3.9 apresenta um exemplo ilustrativo para o mês de fevereiro. É importante salientar que a análise detalhada destes gráficos será realizada no Capítulo 4, para os diferentes casos de estudo considerados.

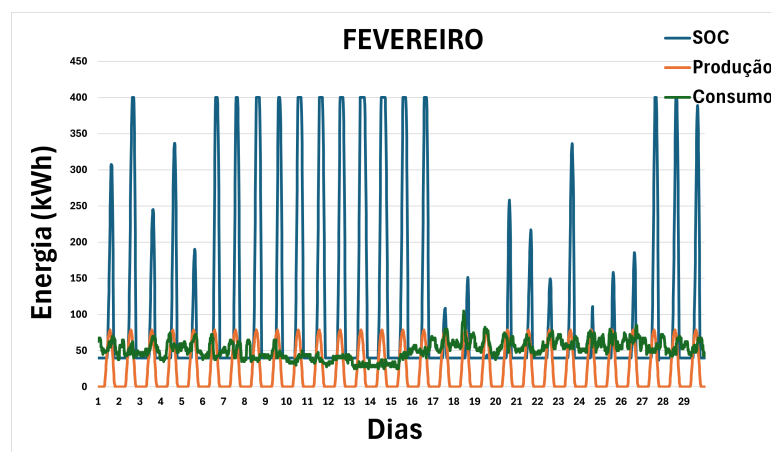


Figura 3.9: Exemplo de Gráfico Mensal com a Evolução do *SOC*, Produção e Consumo.

3.3 Conclusão

O presente capítulo apresentou o processo completo de desenvolvimento do módulo de dimensionamento de baterias, desde o seu enquadramento até à implementação prática da ferramenta final. Identificou-se inicialmente a necessidade de expandir a ferramenta fotovoltaica existente, de forma a incluir soluções com armazenamento energético, permitindo uma análise mais abrangente da viabilidade dos sistemas. Após a análise das limitações da ferramenta anterior e a avaliação de diferentes possibilidades de integração, optou-se pelo desenvolvimento de um módulo autónomo, construído de raiz, com estrutura clara e orientada à reutilização.

Foi definida uma lógica de funcionamento completa, que modela a interação entre produção, consumo, armazenamento e rede elétrica, traduzida em indicadores energéticos e económicos necessários para a tomada de decisão. Esta lógica foi depois implementada numa ferramenta em *Excel*, onde o utilizador pode facilmente introduzir os dados, visualizar os resultados das simulações e comparar diferentes configurações através de métricas financeiras como o *Payback*, o *NPV* e o *IRR*.

O módulo desenvolvido oferece uma solução adaptável a diferentes projetos e necessidades dos clientes, e representa um avanço significativo na capacidade da empresa em dimensionar sistemas de armazenamento. No capítulo seguinte, serão analisados casos de estudo concretos que demonstram a aplicação prática da ferramenta e os impactos reais da integração de baterias em diferentes cenários.

Capítulo 4

Casos de Estudo: Validação do Módulo de Baterias

Este capítulo apresenta dois casos de estudo distintos com o objetivo de validar a ferramenta de dimensionamento de baterias desenvolvida no Capítulo 3. O primeiro caso incide sobre uma instalação industrial de grande escala, e inclui tanto o dimensionamento do sistema fotovoltaico como a análise económica do sistema de armazenamento. O segundo caso foca-se numa instalação residencial já existente, onde se avalia exclusivamente a integração de baterias, utilizando dados reais de consumo e produção. Ambos os casos permitem verificar o funcionamento e a versatilidade da ferramenta em contextos diferentes.

4.1 Caso de Estudo Industrial

Este caso de estudo aborda o desenvolvimento completo de um sistema fotovoltaico com baterias, desde a recolha de dados para o dimensionamento fotovoltaico até à análise técnica e económica da instalação, com o objetivo final de aplicar a ferramenta de dimensionamento de baterias.

4.1.1 Contexto do Projeto

O projeto fotovoltaico ainda não se encontrava desenvolvido no momento inicial deste caso de estudo. Assim, foi necessário iniciar todo o processo de dimensionamento a partir da análise das condições de consumo energético e radiação solar no local.

Para caracterizar o perfil de consumo do cliente, foi utilizado o portal da *E-Redes* através do qual se obtiveram os diagramas de cargas mensais referentes a um ano completo. Com base nestes dados, foi possível calcular o consumo energético anual da instalação. A Figura 4.1 apresenta um exemplo do diagrama de cargas correspondente a um dos meses analisados. A informação relativa à potência reativa não aparece pois é nula.

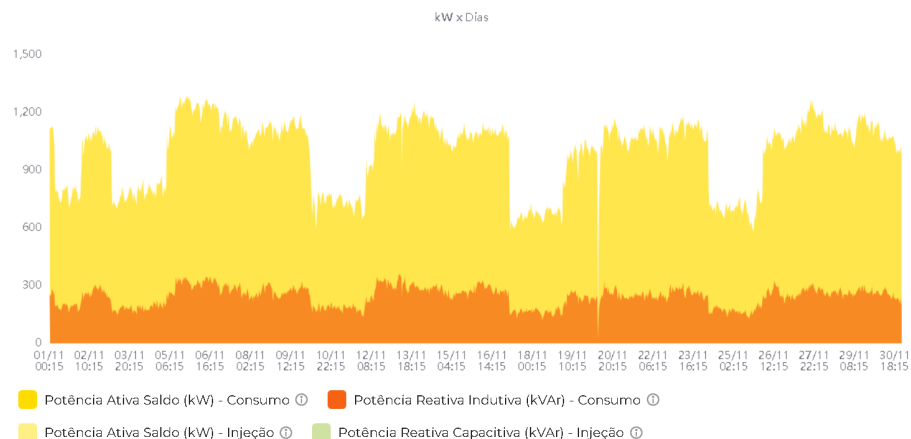


Figura 4.1: Exemplo de Diagrama de Potência Mensais Obtido Através do Portal da E-Redes.

Em paralelo, recorreu-se à plataforma *PVGIS* [79] para recolher os dados de irradiância solar do local, utilizando as respetivas coordenadas geográficas. A Figura 4.2 apresenta os dados de radiação solar obtidos, baseados em coordenadas genéricas que servem apenas para ilustrar o tipo de informação fornecida pela plataforma. As coordenadas reais não são reveladas para preservar a confidencialidade do local.

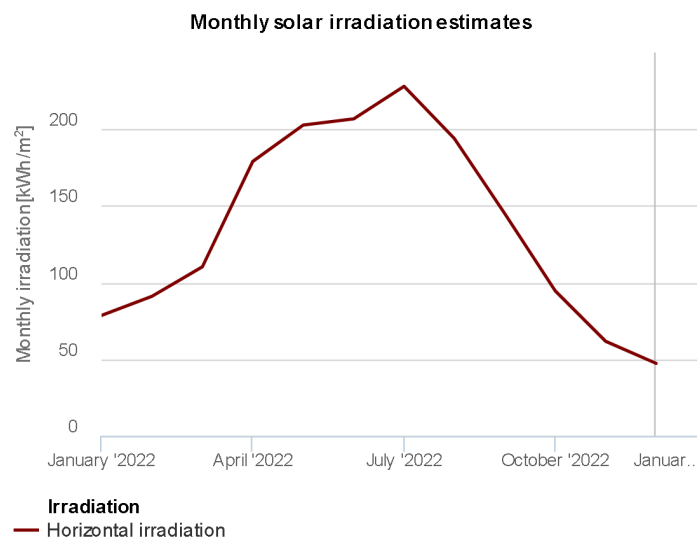


Figura 4.2: Dados de Irradiância Solar Obtidos na Plataforma PVGIS.

4.1.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Para garantir a viabilidade do sistema fotovoltaico, foi necessário realizar um processo detalhado de dimensionamento, que incluiu a escolha dos componentes, a simulação do desempenho energético e a avaliação económica. Este processo envolveu a definição de parâmetros técnicos essenciais, além de ajustes feitos conforme as condições reais do terreno e do projeto.

4.1.2.1 Escolha dos Componentes e Dados Técnicos

A escolha do módulo fotovoltaico a utilizar foi simplificada pela existência de uma referência previamente definida pela empresa. O painel selecionado foi o *Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 570*, da marca *Jinko Solar*. As principais características técnicas do módulo encontram-se detalhadas na respetiva *datasheet* presente no Anexo A.1. Relativamente aos inversores, foi definida a utilização do modelo *SUN2000-115KTL-M2*, também indicado pela empresa, apresentado no Anexo A.2.

Adicionalmente, foram recolhidas as informações relativas às tarifas energéticas aplicáveis ao cliente. Estas foram obtidas a partir de uma fatura recente do cliente e incluem os valores das quatro tarifas fundamentais para a análise de viabilidade económica do sistema: tarifa de ponta, cheia, vazio e super vazio. A área disponível para instalação dos painéis foi avaliada utilizando a ferramenta *Google Earth*, permitindo uma estimativa da mesma para a implementação dos painéis.

Por fim, foram ainda introduzidos os campos referentes aos dados de instalação e às tarifas energéticas, previamente apresentados nas tabelas 2.2 e 2.3, respetivamente. A seguir, apresentam-se os valores utilizados para estes dados no presente caso de estudo, conforme indicado nas tabelas 4.1 e 4.2.

Dados de Instalação	
Potência de cada painel (kW)	0,57
Eficiência de cada painel (%)	22,07
Área de cada painel	2,583
Perdas dos painéis (%)	0,4
Garantia do fabricante (anos)	25
Perdas a considerar no sistema (%)	14
Margem do cliente (%)	10
Seguro (%)	1
Inflação (%)	2,5
Taxa mínima de IRR (%)	10
Limite da energia injetada (%)	30

Tabela 4.1: Dados de Instalação para Caso de Estudo Industrial.

Tarifas	
Ponta	0,1351
Cheia	0,1139
Vazio	0,1085
Super Vazio	0,1067
MIBEL	0,006

Tabela 4.2: Dados das Tarifas Energéticas para Caso de Estudo Industrial.

4.1.2.2 Simulação com a Ferramenta Existente e com o PVSyst

O processo de simulação envolveu três etapas: uma primeira com a ferramenta de dimensionamento da empresa, seguida de uma simulação detalhada no *software PVSyst*, e finalmente, uma nova simulação com a ferramenta da empresa, desta vez atualizada com os dados obtidos no *PVSyst*.

Assim, numa primeira fase, com todos os dados relevantes reunidos na secção anterior, procedeu-se à utilização da ferramenta existente de dimensionamento fotovoltaico desenvolvida pela empresa. Para tal, foram introduzidos todos os dados reunidos no âmbito deste caso de estudo, nomeadamente:

- Diagrama de cargas mensais;
- Dados de irradiância mensais;
- Dados de instalação, ilustrados na tabela 4.1;
- Dados das tarifas energéticas, ilustrados na tabela 4.2.

Considerando uma área disponível de $10000m^2$ para a instalação dos painéis, admitindo que até 30% da energia gerada pode ser injetada na rede e considerando uma taxa mínima de IRR de 10%, a simulação permitiu obter uma configuração inicial do sistema, com uma estimativa preliminar de produção, autoconsumo, poupança e retorno económico.

Como referido anteriormente, esta análise inicial teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica e económica do projeto. A Figura 4.3 apresenta o relatório de autofinanciamento gerado por esta simulação. É importante referir que na ferramenta da empresa as variáveis IRR e NPV estão com a nomenclatura em português, ou seja, TIR e VAL respetivamente.

Dados Instalação	Instalação Sugerida		Dados Financeiros
Potência de cada painel (W)	Potência nominal (kW)	Potência instalada (kWp)	Investimento inicial (€)
570	1 941	2 156,31	2 156 310 €
Eficiência de cada painel (%)			
22,07%			
	Energia anual produzida PV (kWh)	Percentagem energia total produzida (%)	Poupança anual (€)
	3 552 262	42,69%	361 187 €
Nº painéis	Energia anual consumida antes PV (kWh)	Energia anual consumida depois PV (kWh)	Payback (anos)
3783	8 320 380	5 525 311	5,68
Área utilizada (m2)	Energia autoconsumida PV (kWh)	Percentagem energia autoconsumida (%)	TIR a 25 anos
9771	2 795 069	78,68%	18,43%
	Energia vendida à rede (kWh)	Percentagem energia vendida à rede (%)	VAL a 25 anos
Nº inversores	757 221	21,32%	4 669 987 €
		CO2 Evitado (Kg)	
		1 313 682	

Figura 4.3: Relatório de Autofinanciamento da Simulação Inicial.

De acordo com os resultados obtidos, estimou-se a instalação de 3783 painéis, ocupando cerca de $9771m^2$, com uma potência nominal de 1941 kW e uma potência instalada de 2156 kWp. A produção anual prevista é de 3552 MWh, com uma taxa de autoconsumo de 78,68% e uma injeção na rede de 21,32%. Estes valores correspondem a uma poupança anual estimada de 360000€, um período de retorno do investimento de 5,7 anos, uma taxa IRR a 25 anos de 18,4%, e um NPV de 4,669M€. Estima-se ainda uma redução anual de emissões de CO₂ de aproximadamente 1,3 milhões de kg. Estes resultados devem ser interpretados como estimativas obtidas num cenário ideal, ou seja, sem ainda considerar perdas reais no sistema.

Com o objetivo de aprofundar a análise técnica do sistema fotovoltaico, recorreu-se ao *software PVSyst* para uma nova simulação.

Numa primeira fase, foi realizada a distribuição dos painéis fotovoltaicos pelos inversores, tendo sido definida a configuração elétrica e o número de *strings* associadas a cada inversor. A distribuição detalhada encontra-se no relatório técnico gerado pelo *PVSyst*, incluído no Anexo B.1.

De seguida, foram introduzidos no *software* os dados técnicos relevantes, em conformidade com os utilizados na simulação realizada com a ferramenta existente, mas com a vantagem de o *PVSyst* permitir considerar perdas reais do sistema e outras condições específicas da instalação.

Esta simulação permitiu determinar o número exato de módulos a instalar, bem como os valores estimados das perdas do sistema. Como resultado, foi determinado um total de 3192 módulos fotovoltaicos a instalar, com perdas globais do sistema na ordem dos 14,77%, valor ligeiramente superior à estimativa inicial de 14%. A redução no número de painéis face à estimativa inicial (3783 unidades) justifica-se precisamente pela incorporação destas perdas reais, resultando num dimensionamento mais ajustado à realidade da instalação.

Tendo em conta os dados obtidos através da simulação no *PVSyst*, procedeu-se à atualização dos valores de perdas e do número de painéis na ferramenta de dimensionamento da empresa. Nesta fase, o número de painéis deixou de ser estimado automaticamente, passando a ser definido com base no valor obtido no *PVSyst*. A ferramenta permite realizar simulações com um número de painéis fornecido pelo utilizador, o que possibilita uma análise económica ajustada a configurações técnicas estimadas pelo *PVSyst*.

Com estas alterações, foi realizada uma nova simulação de autofinanciamento. O relatório final com os resultados desta simulação está ilustrado na Figura 4.4.

Dados Instalação	Instalação Sugerida		Dados Financeiros
Potência de cada painel (W)	Potência nominal (kW)	Potência instalada (kWp)	Investimento inicial (€)
570	1 637	1 819,44	1 819 440 €
Eficiência de cada painel (%)	Energia anual produzida PV (kWh)	Percentagem energia total produzida (%)	Poupança anual (€)
22,07%	2 970 448	35,70%	321 952 €
Nº painéis	Energia anual consumida antes PV (kWh)	Energia anual consumida depois PV (kWh)	Payback (anos)
3192	8 320 380	5 803 380	5,43
Área utilizada (m ²)	Energia autoconsumida PV (kWh)	Percentagem energia autoconsumida (%)	TIR a 25 anos
8245	2 517 020	84,74%	19,13%
Nº inversores	Energia vendida à rede (kWh)	Percentagem energia vendida à rede (%)	VAL a 25 anos
	453 424	15,26%	4 065 876 €
		CO ₂ Evitado (Kg)	
		1 182 999	

Figura 4.4: Relatório de Autofinanciamento da Simulação Final.

Em comparação com a simulação inicial, utilizou-se um número inferior de painéis fotovoltaicos, fixado em 3192 unidades conforme os resultados do *PVSyst*. Estes módulos ocupam uma área de aproximadamente 8245 m² dos 10000 m² disponíveis.

A potência nominal foi ajustada para 1637 kW, com uma potência instalada de 1819 kWp. Estes valores são inferiores aos inicialmente previstos, que correspondiam a 1941 kW para a potência nominal e 2156 kWp para a potência instalada.

Consequentemente, a produção anual estimada diminuiu para 2970MWh, face aos 3552MWh da simulação inicial, resultado das perdas reais e do menor número de módulos.

Em termos económicos, o investimento inicial foi ajustado para 1,819M€, inferior aos 2,156M€ da estimativa inicial, refletindo a redução no número de equipamentos. A poupança anual esperada desceu para cerca de 321952€, com um *Payback* ligeiramente menor de 5,43 anos. A taxa IRR aumentou para 19,13% a 25 anos, face aos 18,4% iniciais, devido à otimização do sistema e custos ajustados. O NPV foi ajustado para 4,065 M€, mantendo-se elevado e positivo, o que reforça a viabilidade económica do projeto.

Destaca-se ainda a melhoria na taxa de autoconsumo, que subiu para 84,74%, enquanto a energia injetada na rede diminuiu para 15,26%, refletindo um melhor aproveitamento da energia gerada. A redução anual de emissões de CO₂ foi atualizada para cerca de 1,2M de kg.

Para além do relatório de autofinanciamento, a simulação final gerou também um conjunto de dados detalhados relativos à produção e ao consumo de energia, com registos em intervalos de 15 minutos ao longo de todo o ano. Estes dados permitem uma análise precisa do desempenho do sistema fotovoltaico em diferentes períodos, possibilitando a identificação de padrões de autoconsumo, excedentes e necessidades energéticas. A partir desses resultados, foi elaborado um gráfico que representa o perfil energético anual da instalação, tal como ilustrado na Figura 4.5.

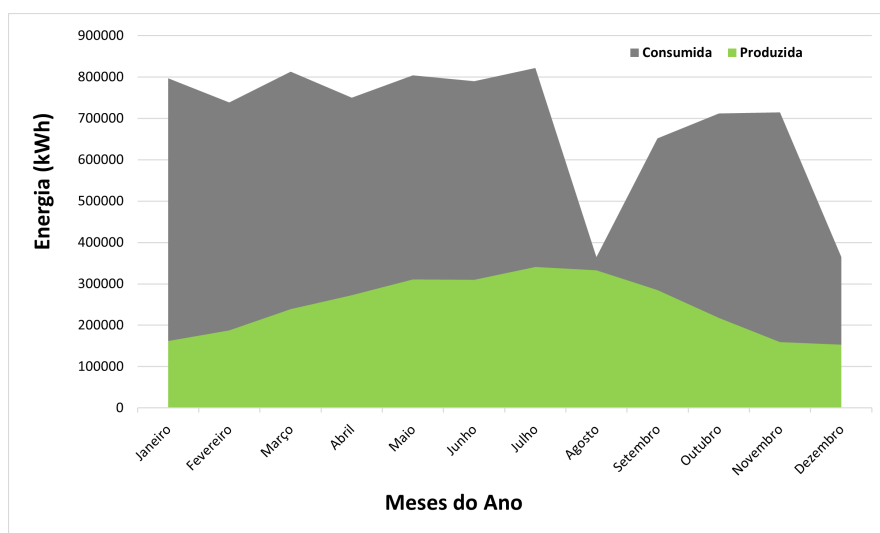


Figura 4.5: Energia Produzida e Consumida ao Longo do Ano.

4.1.2.3 Proposta de *Layout* da Instalação Fotovoltaica

Após a definição do número de painéis e do dimensionamento final, utilizou-se o *AutoCAD* para desenhar os painéis na área disponível, tendo em conta as dimensões dos painéis e as medidas precisas entre as fileiras. Este passo permitiu criar um *layout* de acordo com as condições específicas do terreno e os requisitos do projeto. A Figura 4.6 apresenta o *layout* dos painéis na área de instalação.

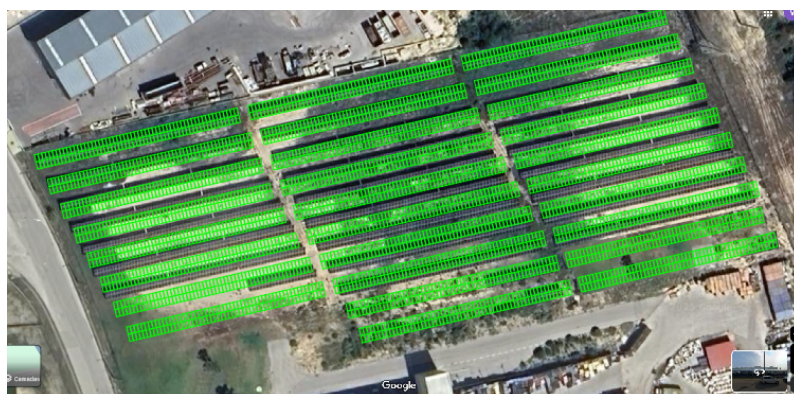


Figura 4.6: Disposição dos Painéis Fotovoltaicos no Terreno, elaborada no *AutoCAD*.

4.1.3 Aplicação da Ferramenta de Dimensionamento de Baterias

Após a definição do sistema fotovoltaico, procedeu-se à análise do sistema de armazenamento recorrendo à ferramenta de dimensionamento de baterias desenvolvida no âmbito deste trabalho. Esta etapa visa identificar a configuração ótima de baterias, considerando os critérios técnicos e económicos do projeto.

4.1.3.1 Escolha da Bateria e Dados Técnicos e Económicos

O primeiro passo na aplicação da ferramenta consistiu na escolha do tipo de bateria a utilizar. Com base na classificação apresentada na Secção 2.2.2, optou-se por baterias industriais, uma vez que estas se adequam melhor a sistemas de maior escala, como o caso em estudo, caracterizado por um elevado número de painéis instalados e a consequente grande produção de energia. Dentro das opções compatíveis, foi selecionado o modelo *LUNA2000-215-2S10*, por ser compatível com os inversores previamente definidos.

A partir da respetiva *datasheet*, presente no Anexo A.3, foram extraídos os dados técnicos necessários para o dimensionamento, introduzidos na interface ilustrada na Figura 4.7 (a). Em seguida, definiram-se as tarifas energéticas aplicáveis ao cliente, representadas na Figura 4.7 (b), bem como os parâmetros de venda de energia à rede e os dados financeiros do projeto, apresentados nas Figuras 4.7 (c) e 4.7 (d), respetivamente.

Dados da Baterias		Dados de Tarifas		Dados de Energia Vendida		Dados Económicos	
CAPACIDADE (kWh)	215,00	Tarifa Ponta	0,13510 €	Preço de Venda	0,00 €	Taxa Atualização	4,0%
C-RATE	0,50	Tarifa Cheia	0,11390 €	% de Energia	0%	Período (anos)	15
MAX BAT EM PARALELO	4	Tarifa Vazio	0,10850 €	Vendida Que é		Inflação	2,5%
Custo por Bateria	50 000,00 €	Tarifa Super Vazio	0,10670 €				
Eficiência de Descarga	91,3%						
DOD Máximo	0%						
SOC máximo	100%						

(a) Dados da Bateria (b) Tarifas Energéticas (c) Energia Vendida (d) Dados Económicos

Figura 4.7: *Inputs* da Ferramenta para o dimensionamento de baterias.

Além disso, foram também introduzidos os dados de energia produzida (*Produção*) e consumida (*Consumo*), obtidos na última simulação do sistema fotovoltaico. Importa referir que as tarifas utilizadas são as mesmas consideradas na simulação do sistema fotovoltaico, e que o cliente não realiza qualquer venda de energia à rede. Tal como já referido anteriormente, os parâmetros económicos mantêm-se constantes entre todos os projetos analisados.

4.1.3.2 Simulação do Módulo de Baterias

Com todos os dados técnicos e económicos devidamente preenchidos, procedeu-se à simulação do sistema de armazenamento utilizando a ferramenta de dimensionamento. A simulação gerou uma tabela comparativa entre diferentes configurações do sistema, variando o número de baterias instaladas, de 1 até 20 unidades, apresentada na Figura 4.8. Esta tabela permite avaliar, para cada cenário, os principais indicadores económicos do projeto, como o *Payback*, o NPV e a Taxa IRR.

Número de Baterias	Custo	Benefício Anual	Payback (Anos)	PV	NPV (15 anos)	IRR (15 anos)
1	50 000,00 €	7 045,41 €	7,10	91 971,51 €	41 971,51 €	13,56%
2	100 000,00 €	13 471,86 €	7,42	175 862,92 €	75 862,92 €	12,74%
3	150 000,00 €	19 168,48 €	7,83	250 227,22 €	100 227,22 €	11,81%
4	200 000,00 €	24 360,19 €	8,21	318 000,31 €	118 000,31 €	10,99%
5	250 000,00 €	29 186,44 €	8,57	381 002,54 €	131 002,54 €	10,28%
6	300 000,00 €	33 851,96 €	8,86	441 906,72 €	141 906,72 €	9,72%
7	350 000,00 €	38 298,98 €	9,14	499 958,62 €	149 958,62 €	9,22%
8	400 000,00 €	42 253,81 €	9,47	551 585,23 €	151 585,23 €	8,66%
9	450 000,00 €	45 531,87 €	9,88	594 377,34 €	144 377,34 €	8,00%
10	500 000,00 €	48 017,66 €	10,41	626 827,14 €	126 827,14 €	7,21%
11	550 000,00 €	49 878,37 €	11,03	651 117,04 €	101 117,04 €	6,36%
12	600 000,00 €	51 409,33 €	11,67	671 102,27 €	71 102,27 €	5,55%
13	650 000,00 €	52 573,80 €	12,36	686 303,37 €	36 303,37 €	4,74%
14	700 000,00 €	53 294,34 €	13,13	695 709,45 €	-4 290,55 €	3,92%
15	750 000,00 €	53 638,73 €	13,98	700 205,12 €	-49 794,88 €	3,09%
16	800 000,00 €	53 838,17 €	14,86	702 808,67 €	-97 191,33 €	2,30%
17	850 000,00 €	53 994,10 €	15,74	704 844,20 €	-145 155,80 €	1,58%
18	900 000,00 €	54 152,06 €	16,62	706 906,19 €	-193 093,81 €	0,91%
19	950 000,00 €	54 309,94 €	17,49	708 967,21 €	-241 032,79 €	0,29%
20	1 000 000,00 €	54 467,93 €	18,36	711 029,60 €	-288 970,40 €	-0,28%

Figura 4.8: Tabela de Resultados das Simulações para Diferentes Números de Baterias.

O cliente definiu como critério base um *Payback* inferior a 10 anos. Com base nessa restrição e na análise dos resultados apresentados, a configuração com 8 baterias destacou-se como a mais equilibrada. Esta solução apresenta um *Payback* de 9,5 anos, o maior NPV entre todas as opções simuladas e uma IRR superior à taxa de atualização de 4%, aproximando-se do valor de referência de 10%. Uma vez que esta solução se enquadrava dentro do orçamento disponível, optou-se pela instalação de 8 baterias, correspondendo a uma capacidade de armazenamento de 1,72 MWh.

Para analisar detalhadamente o comportamento do sistema de armazenamento, a Figura 4.9 apresenta a evolução do SOC das 8 baterias ao longo de um ano.

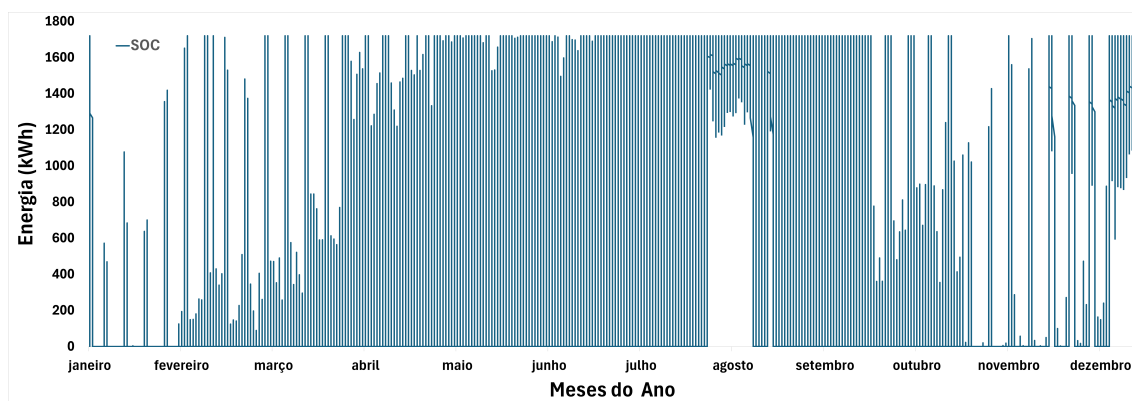


Figura 4.9: Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 8 Baterias.

Como se observa na Figura 4.9, durante grande parte do ano o sistema apresenta um ciclo diário regular de carga e descarga das baterias, refletindo o equilíbrio entre a energia armazenada pelo sistema e o consumo energético. Nos primeiros três meses e nos dois últimos, este padrão torna-se menos frequente, devido à menor produção fotovoltaica nestes períodos, o que limita o carregamento das baterias. Esta redução na utilização pode, por sua vez, contribuir para a preservação da vida útil das baterias, uma vez que a redução de número de ciclos ajuda a prolongar a sua durabilidade, o que reforça a viabilidade económica do projeto a longo prazo.

Destaca-se ainda o mês de agosto, durante o qual se verifica um período de cerca de duas semanas com o estado de carga praticamente constante em níveis elevados. Este comportamento deve-se à interrupção do consumo por parte do cliente nesse intervalo, mantendo-se apenas a produção solar, o que resulta num carregamento contínuo sem descargas significativas.

Para contextualizar a decisão tomada, analisaram-se os dois cenários-limite: o sistema com apenas 1 bateria e o sistema com 20 baterias. As Figuras 4.10 e 4.11 apresentam, respetivamente, a evolução do estado de carga ao longo de um ano para cada uma destas soluções.

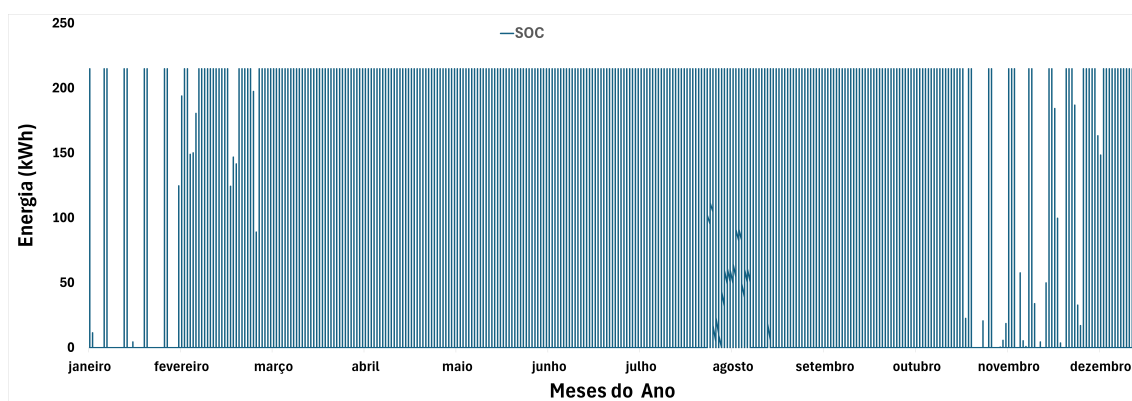


Figura 4.10: Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 1 Bateria.

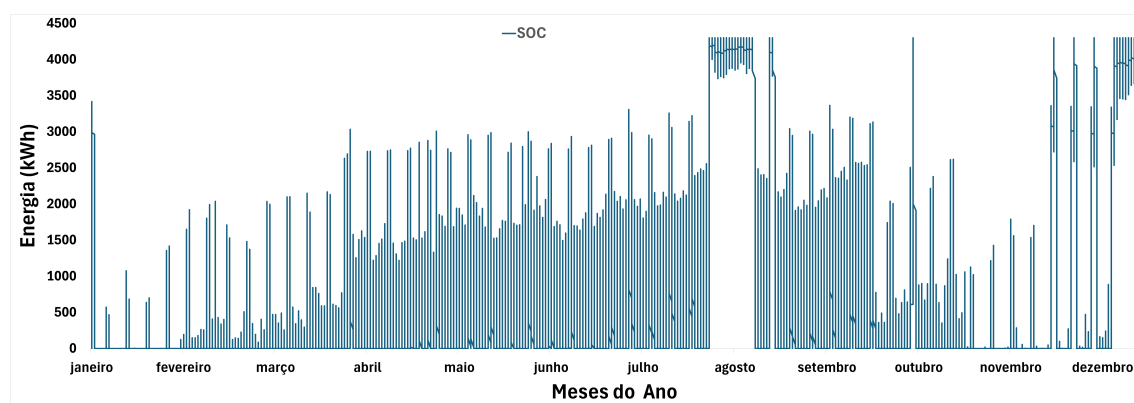


Figura 4.11: Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 20 Baterias.

No primeiro cenário, verifica-se um subdimensionamento evidente, em que a bateria atinge rapidamente o estado de carga máximo, o que limita a capacidade de armazenar os excedentes da produção fotovoltaica. Além disso, a bateria realiza praticamente um ciclo completo de carga e descarga por dia, o que pode comprometer a sua vida útil.

No segundo cenário, observa-se um sobredimensionamento da capacidade de armazenamento. Durante grande parte do ano, as baterias não atingem metade da sua capacidade, o que torna o investimento menos rentável. Apenas em períodos específicos, como durante o verão, quando o consumo do cliente é interrompido, é que se verifica uma aproximação à carga máxima.

Esta análise evidencia que a solução com 8 baterias representa um equilíbrio adequado entre custo e desempenho, uma vez que evita tanto a saturação frequente da capacidade de armazenamento como a sua subutilização.

4.2 Caso de Estudo Residencial

Este caso de estudo visa aplicar a ferramenta de dimensionamento de baterias desenvolvida no Capítulo 3 a uma instalação fotovoltaica de pequena escala já existente, situada num contexto residencial.

4.2.1 Contexto do Projeto

Neste caso de estudo, o sistema fotovoltaico já se encontrava implementado à data da análise. A instalação dos painéis foi realizada em duas fases distintas. Numa fase inicial, foram instalados 56 painéis com potência unitária de 540 W, totalizando uma potência instalada de 30,24 kWp. Na segunda fase, realizou-se uma expansão da instalação com a intenção de possibilitar a integração de um sistema de armazenamento, no futuro. Foram adicionados 37 painéis com potência de 570 W, correspondendo a 21,09 kWp de potência instalada. Assim, a potência instalada total do sistema após a conclusão da segunda fase atingiu 51,33 kWp, que corresponde à soma das potências instaladas em ambas as fases.

Dado que o sistema fotovoltaico já estava desenvolvido, não foi necessário realizar o processo de dimensionamento descrito no caso de estudo industrial. Assim, a análise centrou-se diretamente na avaliação dos perfis anuais de consumo e produção de energia, que serviram de base à aplicação da ferramenta de dimensionamento de baterias desenvolvida.

4.2.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Uma vez que o sistema fotovoltaico foi implementado em duas fases distintas, existiam inicialmente duas simulações separadas, cada uma correspondente a uma das fases do projeto. No entanto, para efeitos de aplicação da ferramenta de dimensionamento de baterias, era necessário dispor de uma única simulação agregada que refletisse o sistema completo.

Dado que em cada fase foram utilizados painéis com potências distintas, ainda que com eficiências semelhantes, não é tecnicamente correto simplesmente somar o número de painéis de ambas as fases. Assim, foi necessário adaptar a simulação com base na potência total instalada, que, conforme referido, corresponde a 51,33 kWp. Assim, sabendo a potência total instalada, foi possível estimar o número equivalente de painéis, assumindo apenas um modelo de painel com potência de 570 W. Para isso, dividiu-se a potência total instalada pela potência de cada painel 4.1:

$$\frac{51,33 \text{ kWp}}{0,570 \text{ kWp}} \approx 90 \text{ paineis} \quad (4.1)$$

Desta forma, a simulação final considerou 90 painéis de 570W, ao que correspondeu um valor de 51,3kWp para a potência instalada. A Figura 4.12 apresenta o relatório detalhado resultante da simulação realizada com esta configuração.

Dados Instalação	Instalação Sugerida		Dados Financeiros
Potência de cada painel (W)	Potência nominal (kW)	Potência instalada (kWp)	Investimento inicial (€)
570	46	51,30	51 300 €
Eficiência de cada painel (%)	Energia anual produzida PV (kWh)	Percentagem energia total produzida (%)	Poupança anual (€)
21,10%	75 813	150,98%	8 059 €
Nº painéis	Energia anual consumida antes PV (kWh)	Energia anual consumida depois PV (kWh)	Payback (anos)
90	50 215	26 473	6,06
Área utilizada (m2)	Energia autoconsumida PV (kWh)	Percentagem energia autoconsumida (%)	TIR a 25 anos
243	23 742	31,32%	17,16%
Nº inversores	Energia vendida à rede (kWh)	Percentagem energia vendida à rede (%)	VAL a 25 anos
	52 071	68,68%	98 667 €
		CO2 Evitado (Kg)	
		11 159	

Figura 4.12: Relatório de Autofinanciamento da Simulação Final.

Com base nesta configuração, a simulação apresentou os seguintes resultados: um investimento inicial estimado em cerca de 51300€, um *Payback* de 6 anos, uma poupança anual de aproximadamente 8000€, uma taxa IRR de 17% e um NPV próximo dos 100000€. A produção anual estimada foi de 75800 kWh, dos quais apenas 31,3% corresponde a autoconsumo. Os restantes 68,7% foram injetados na rede, o que reforça a importância de analisar a viabilidade da integração de um sistema de armazenamento.

Adicionalmente, esta simulação permitiu obter os perfis anuais de produção e consumo, que constituem os dados de entrada necessários para a aplicação da ferramenta de dimensionamento de baterias, conforme ilustrado na Figura 4.13.

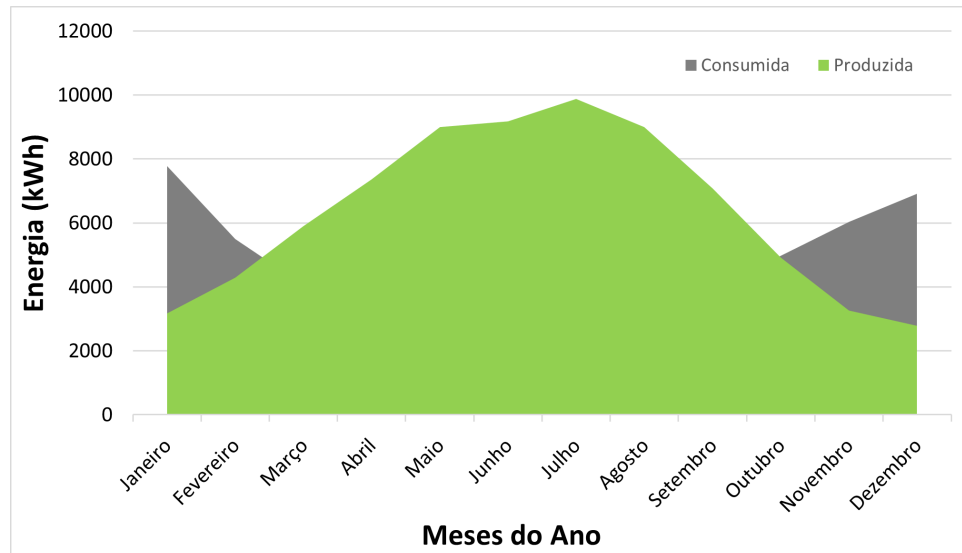


Figura 4.13: Energia Produzida e Consumida ao Longo do Ano.

4.2.3 Aplicação da Ferramenta de Dimensionamento de Baterias

Com os dados de produção e consumo obtidos, avançou-se para a aplicação da ferramenta desenvolvida, com o intuito de estudar a viabilidade técnica e económica da integração de um sistema de armazenamento neste caso de estudo.

4.2.3.1 Escolha da Bateria e Dados Técnicos e Económicos

Com os perfis de consumo e produção já disponíveis, tornou-se possível aplicar a ferramenta de dimensionamento de baterias. O primeiro passo consistiu na seleção da bateria a utilizar no projeto. Dado tratar-se de um sistema de pequena dimensão, optou-se pela utilização de baterias residenciais, de acordo com a classificação apresentada na Secção 2.2.2. O modelo selecionado foi a bateria *Huawei LUNA2000-5-S0*, cuja ficha técnica se encontra no Anexo A.4. A partir desta, foram extraídos os dados técnicos necessários para o preenchimento da ferramenta. Para além disso, foram ainda introduzidos os valores relativos às tarifas energéticas, à energia vendida à rede e aos dados económicos relevantes. Assim, a Figura 4.14 apresenta os principais *inputs* inseridos na ferramenta para esta análise:

Dados da Baterias		Dados de Tarifas		Dados de Energia Vendida		Dados Económicos	
CAPACIDADE (kWh)	5,00	Tarifa Ponta	0,20210 €	Preço de Venda	0,03 €	Taxa Atualização	4,0%
C-RATE	1,00	Tarifa Cheia	0,18520 €	% de Energia	20%	Período (anos)	15
MAX BAT EM PARALELO	3	Tarifa Vazio	0,17730 €	Vendida Que é		Inflação	2,5%
Custo por Bateria	1 700,00 €	Tarifa Super Vazio	0,16980 €				
Eficiência de Descarga	95,0%						
DOD Máximo	10%						
SOC máximo	100%						

(a) Dados da Bateria (b) Tarifas Energéticas (c) Energia Vendida (d) Dados Económicos

Figura 4.14: *Inputs* da Ferramenta para o Dimensionamento de Baterias.

Este cliente conseguia vender cerca de 20% da energia injetada na rede a um preço de 0,04 €/kWh. As tarifas energéticas utilizadas foram as mesmas consideradas na simulação fotovoltaica, mantendo-se também constantes os parâmetros económicos entre todos os projetos analisados.

4.2.3.2 Simulação do Módulo de Baterias

Com todos os dados devidamente introduzidos na ferramenta, foi possível simular diferentes cenários de dimensionamento, variando o número de módulos de baterias entre 1 e 20. O *output* da simulação consiste, novamente, numa tabela comparativa com os principais indicadores económicos de cada solução: *Payback*, NPV e a taxa IRR.

Número de Baterias	Custo	Benefício Anual	Payback (Anos)	PV	NPV (15 anos)	IRR (15 anos)
1	1 700,00 €	284,89 €	5,97	3 718,98 €	2 018,98 €	16,94%
2	3 400,00 €	495,70 €	6,86	6 470,87 €	3 070,87 €	14,20%
3	5 100,00 €	664,99 €	7,67	8 680,82 €	3 580,82 €	12,16%
4	6 800,00 €	813,26 €	8,36	10 616,37 €	3 816,37 €	10,68%
5	8 500,00 €	949,62 €	8,95	12 396,41 €	3 896,41 €	9,56%
6	10 200,00 €	1 070,44 €	9,53	13 973,57 €	3 773,57 €	8,56%
7	11 900,00 €	1 176,41 €	10,12	15 357,01 €	3 457,01 €	7,64%
8	13 600,00 €	1 268,22 €	10,72	16 555,52 €	2 955,52 €	6,77%
9	15 300,00 €	1 344,43 €	11,38	17 550,31 €	2 250,31 €	5,90%
10	17 000,00 €	1 410,65 €	12,05	18 414,72 €	1 414,72 €	5,10%
11	18 700,00 €	1 464,52 €	12,77	19 118,03 €	418,03 €	4,30%
12	20 400,00 €	1 505,14 €	13,55	19 648,22 €	-751,78 €	3,50%
13	22 100,00 €	1 536,35 €	14,38	20 055,67 €	-2 044,33 €	2,72%
14	23 800,00 €	1 563,15 €	15,23	20 405,51 €	-3 394,49 €	2,00%
15	25 500,00 €	1 588,70 €	16,05	20 739,05 €	-4 760,95 €	1,34%
16	27 200,00 €	1 611,78 €	16,88	21 040,38 €	-6 159,62 €	0,73%
17	28 900,00 €	1 634,49 €	17,68	21 336,77 €	-7 563,23 €	0,17%
18	30 600,00 €	1 656,62 €	18,47	21 625,69 €	-8 974,31 €	-0,35%
19	32 300,00 €	1 678,25 €	19,25	21 908,09 €	-10 391,91 €	-0,83%
20	34 000,00 €	1 699,40 €	20,01	22 184,13 €	-11 815,87 €	-1,27%

Figura 4.15: Tabela de Resultados das Simulações para Diferentes Números de Baterias.

Na ausência de um valor de referência para o orçamento do cliente, optou-se por apresentar duas soluções viáveis, nomeadamente as configurações com 4 e 5 baterias, uma vez que correspondem aos casos com maior NPV, IRR dentro dos valores de referência e *Payback* considerados aceitáveis para o projeto.

A solução com 5 baterias representa um investimento mais elevado face à configuração com 4 baterias. Embora resulte num NPV ligeiramente superior, o que é economicamente favorável, este aumento de investimento implica um *Payback* superior em mais de meio ano e uma redução da IRR em cerca de 1%, ficando esta última ligeiramente abaixo dos 10%. Ambas as configurações são tecnicamente e economicamente viáveis, dependendo das prioridades do cliente. Se a preferência recair sobre um retorno mais rápido e um investimento inicial mais reduzido, a solução de 4 baterias será a mais adequada. Por outro lado, caso se valorize mais o retorno acumulado ao longo dos 15 anos e tiver orçamento disponível, a opção de 5 baterias poderá ser a mais indicada.

Neste caso, escolheu-se a solução com 4 baterias como proposta principal, dado que a diferença de NPV entre as duas opções é relativamente pequena e poderá não justificar o maior investimento e o prolongamento do período de *Payback*.

Para uma análise mais aprofundada, foi também avaliada a evolução do SOC ao longo do ano para ambas as soluções, representadas nas Figuras 4.16 e 4.17, respetivamente para os casos de 4 e 5 baterias.

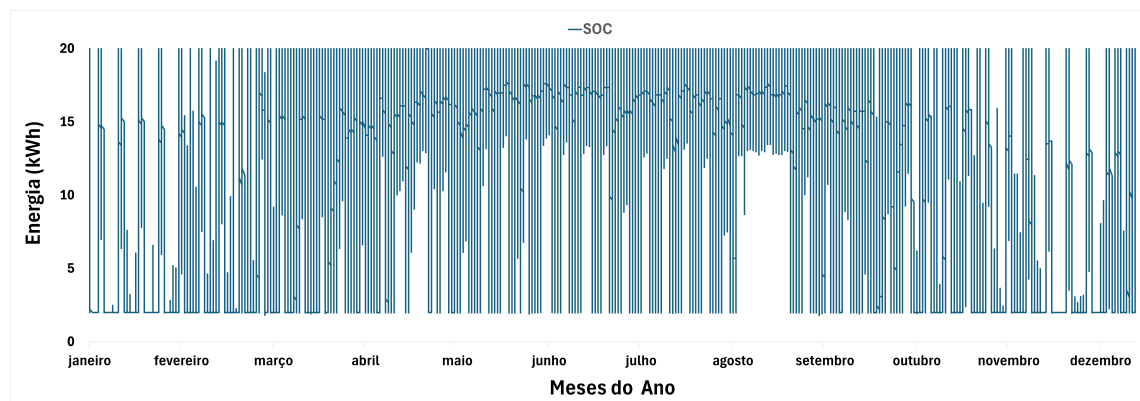


Figura 4.16: Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 4 Baterias.

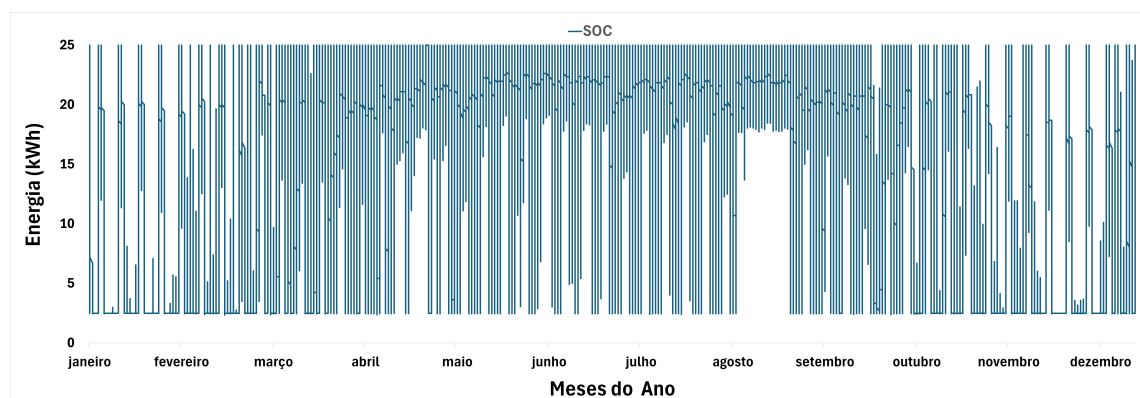


Figura 4.17: Evolução do SOC ao Longo do Ano para a Solução com 5 Baterias.

Observa-se que os perfis de carga e descarga são bastante semelhantes em ambos os casos, não se registrando diferenças significativas no aproveitamento da energia disponível. A principal diferença entre as soluções reside nos limites de capacidade do sistema de armazenamento. No caso de 5 baterias, o limite superior de carga é maior, como seria esperado (25 kWh face aos 20 kWh do sistema com 4 baterias), refletindo a maior capacidade instalada. Quanto ao limite inferior, dado que o DoD da bateria é de 10%, este corresponde sempre a 10% da capacidade total do sistema, ou seja, 2 kWh para o sistema com 4 baterias e 2.5 kWh para o sistema com 5 baterias.

No mês de julho, as diferenças referidas entre os dois sistemas tornam-se mais evidentes. Nas Figuras 4.18 e 4.19, relativas aos casos de 4 e 5 baterias respetivamente, observa-se que, em vários dias, o sistema com 4 baterias descarrega totalmente, enquanto que o sistema com 5 baterias mantém um carregamento residual. Esta diferença reforça a preferência pelo sistema com 4 baterias, uma vez que permite um aproveitamento mais eficiente da energia armazenada, descarregando até ao limite mínimo do mesmo.

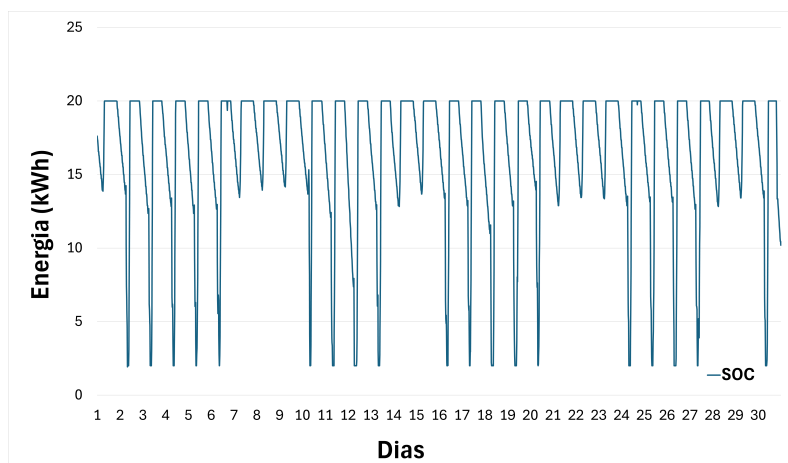


Figura 4.18: Evolução do SOC no Mês de julho para o Sistema de 4 Baterias.

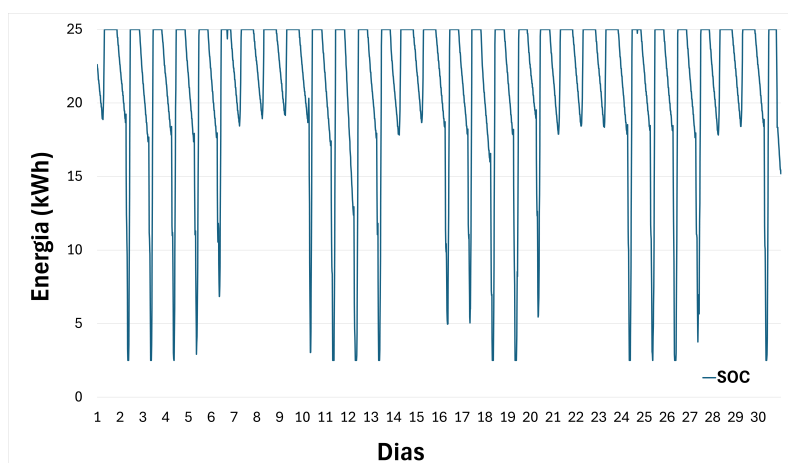


Figura 4.19: Evolução do SOC no Mês de Julho para o Sistema de 5 Baterias.

4.3 Conclusão

Para o caso de estudo industrial descrito na Secção 4.1, todo o processo de dimensionamento pode ser descrito pelo esquema ilustrado na Figura 4.20. Foram definidos 3192 painéis fotovoltaicos distribuídos por cerca de 8245 m², e seleccionaram-se 8 baterias com capacidade total de 1,72 MWh. Foi também analisada a evolução do estado de carga das baterias ao longo do ano, que revelou ciclos diários regulares de carga e descarga.

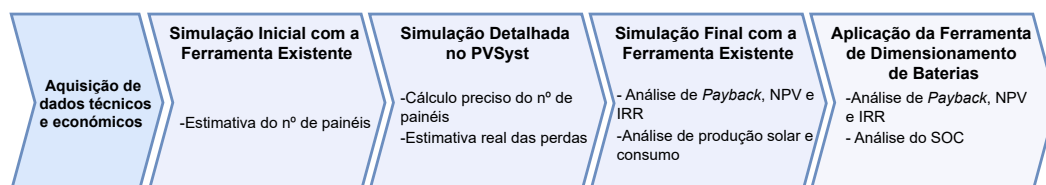


Figura 4.20: Metodologia para o Dimensionamento do Caso de Estudo Industrial.

No segundo caso de estudo, descrito na Secção 4.2, o sistema fotovoltaico já se encontrava implementado, com uma potência instalada de 51,33 kWp, correspondente a uma configuração equivalente a 90 painéis de 570 W. Assim, a análise incidiu exclusivamente sobre a aplicação da ferramenta de dimensionamento de baterias, sendo que este processo pode ser descrito pelo esquema ilustrado na Figura 4.21. Os resultados das simulações permitiram identificar duas configurações viáveis, com 4 e 5 baterias, ambas com indicadores económicos positivos. A solução com 4 baterias destacou-se por apresentar um equilíbrio mais favorável entre o NPV, *Payback* e taxa IRR.

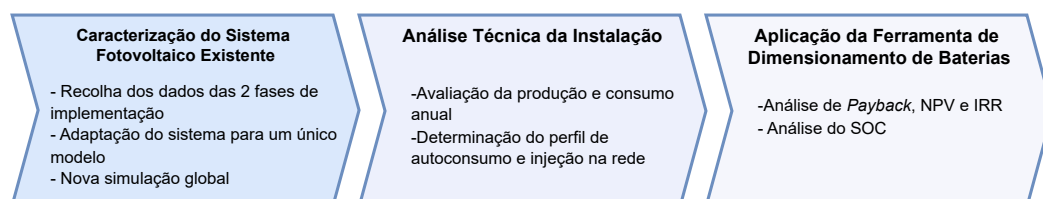


Figura 4.21: Metodologia para o Dimensionamento do Caso de Estudo Residencial.

Com estes dois casos de estudo, foi possível validar o funcionamento e a aplicabilidade da ferramenta de dimensionamento de baterias desenvolvida, tanto em contextos industriais de grande escala como em instalações de menor dimensão com baterias residenciais. Esta versatilidade demonstra a robustez do módulo desenvolvido, evidenciando a sua capacidade de adaptação a diferentes perfis de consumo, escalas de produção e requisitos técnicos e económicos.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

Neste trabalho, foi desenvolvida uma ferramenta que veio solucionar um problema concreto da empresa *Ecoinside* no processo de dimensionamento de sistemas de armazenamento de energia. Até à data, a empresa não dispunha de qualquer meio interno eficaz para realizar este tipo de dimensionamento nos seus projetos. Apesar de já terem sido feitas diversas tentativas com esse propósito, nenhuma permitiu alcançar uma solução funcional. Assim, a ferramenta desenvolvida veio preencher essa lacuna, adotando uma abordagem simples e ajustada às necessidades reais da empresa, o que permite tratar de forma mais direta os dados essenciais ao dimensionamento de baterias em sistemas fotovoltaicos ligados à rede.

Esta ferramenta representa um contributo significativo, ao possibilitar pela primeira vez, a incorporação do dimensionamento técnico-económico de baterias. Assim, abre-se uma porta à exploração de oportunidades de negócio que anteriormente se encontravam inacessíveis, permitindo à empresa oferecer soluções energéticas mais completas aos seus clientes.

Contudo, é importante referir que a ferramenta apresenta várias soluções possíveis, correspondentes a diferentes configurações do sistema de armazenamento, mas não aponta uma solução ótima concreta. Cabe ao utilizador analisar e interpretar os resultados, avaliando qual a configuração mais adequada em função das necessidades específicas de cada cliente. Isto porque cada projeto apresenta características próprias, como o perfil de consumo, objetivos e custos envolvidos, que exigem uma decisão personalizada. Assim, a ferramenta fornece estimativas rigorosas que suportam o processo de dimensionamento e a tomada de decisão, mas a escolha final depende da análise técnica e do contexto de cada caso.

A ferramenta foi validada com sucesso em dois casos de estudo distintos, demonstrando a sua aplicabilidade em cenários reais. Nestes exemplos, ficou clara a importância da interpretação crítica dos resultados obtidos, já que a melhor solução depende dos requisitos e das prioridades definidas em cada projeto. A escolha da configuração de armazenamento mais adequada exige sempre uma análise cuidada entre custos, autonomia e outros parâmetros técnicos e económicos.

Além disso, foi criado um Manual de Utilização com base no conteúdo apresentado na Secção 3.2, que serve como recurso prático para os colaboradores da empresa. O manual permite que qualquer utilizador aprenda a operar a ferramenta de forma intuitiva, sem necessidade de formação, o que facilita a sua adoção e utilização no quotidiano da empresa.

Os objetivos propostos na introdução do trabalho foram cumpridos com sucesso. Conseguiu-se desenvolver um módulo funcional para o dimensionamento de baterias em sistemas fotovoltaicos ligados à rede, conforme definido nos objetivos específicos da Secção 1.2.

A Tabela 5.1 apresenta um resumo dos objetivos estabelecidos e descreve de que forma cada um foi alcançado ao longo do trabalho:

Objetivos intermédios	Como foram alcançados
Analisar a ferramenta existente e identificar as variáveis necessárias para o módulo de baterias.	Identificaram-se como essenciais as variáveis de Produção e Consumo energético, provenientes da ferramenta existente de simulação fotovoltaica.
Identificar diferentes tipos de dimensionamento de armazenamento com baterias.	Foram identificados os principais tipos de dimensionamento: maximização do autoconsumo, dimensionamento baseado em TOU e <i>Peak Shaving</i> , conforme descrito na Secção 2.2.3.2.
Desenvolver a lógica do dimensionamento de baterias.	A lógica de dimensionamento desenvolvida está sintetizada na Figura 3.4.
Construir e integrar o módulo para o dimensionamento de baterias na ferramenta existente.	Optou-se por desenvolver uma ferramenta independente em <i>Excel</i> , para evitar complexidade excessiva na ferramenta existente. A ferramenta final é descrita na Secção 3.2.2.
Tornar o módulo genérico para permitir a simulação e o dimensionamento para diferentes tipos de baterias.	O módulo foi desenvolvido com base em variáveis ajustáveis (Tabelas 3.6 e 3.7), permitindo simular e dimensionar diversas configurações de baterias.
Analisar dados de consumo e produção energética dos diferentes casos de estudo.	Estes dados foram analisados detalhadamente, permitindo validar a ferramenta de simulação fotovoltaica existente e constituindo a base para a validação do módulo de baterias, conforme descrito na Secção 3.1.
Testar o módulo das baterias e analisar os resultados para dois casos de estudo diferentes.	Foram analisados dois casos de estudo: um industrial e um doméstico. Os resultados obtidos são discutidos nas Secções 4.1 e 4.2, respetivamente.

Tabela 5.1: Avaliação dos Objetivos Intermédios e Estratégias de Implementação

Contudo, importa salientar que a versão atual da ferramenta foi concebida exclusivamente para simular e dimensionar sistemas com base na estratégia de maximização do autoconsumo, não integrando outras abordagens descritas na Secção 2.2.3.2, como o *Peak Shaving* ou o *Time-of-Use*. Esta limitação restringe a aplicabilidade da ferramenta a cenários em que a maximização do autoconsumo é o objetivo principal, impedindo a sua utilização em projetos orientados para a redução de picos de consumo ou para a otimização do sistema em função da tarifa horária. Por exemplo, não é possível simular cenários em que as baterias são carregadas durante o período noturno com energia da rede, aproveitando preços mais baixos, uma vez que a ferramenta está desenhada para permitir o carregamento apenas com o excedente da produção fotovoltaica.

Adicionalmente, a ferramenta desenvolvida não contempla a degradação das baterias ao longo do tempo, o que implica que a eficiência das mesmas se mantém constante durante todo o período de simulação. Este fator pode levar a uma estimativa mais otimista do desempenho do sistema a longo prazo, uma vez que, na realidade, as baterias tendem a perder capacidade ao longo dos anos de utilização. Além disso, a ferramenta não considera o valor residual das baterias no final da sua vida útil, o que poderia ser relevante para uma avaliação mais precisa do custo-benefício do sistema ao longo de todo o seu ciclo de vida.

Assim, como principal orientação para trabalho futuro, propõe-se a evolução da ferramenta para incluir diferentes estratégias de dimensionamento, com a introdução de uma interface inicial que permita ao utilizador selecionar o objetivo pretendido para o sistema de baterias. Esta evolução permitiria simular e comparar diferentes abordagens num mesmo projeto, oferecendo uma visão mais abrangente e adaptada às necessidades específicas de cada cliente, e reforçando ainda mais o potencial da ferramenta enquanto apoio à decisão técnica e económica em sistemas de armazenamento energético. Posteriormente, pode ser explorada a degradação das baterias e o valor residual do sistema nas simulações.

Referências

- [1] A.G. Olabi e Mohammad Ali Abdelkareem. «Renewable energy and climate change». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 158 (2022), p. 112111. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000405>.
- [2] Jaqueline Oliveira Rezende. «A importância da energia solar para o desenvolvimento sustentável». Em: *Atena* (2019).
- [3] Modupeola Dada e Patricia Popoola. «Recent advances in solar photovoltaic materials and systems for energy storage applications: a review». Em: *Beni-Suef University Journal of Basic and Applied Sciences* 12.1 (2023), pp. 1–15.
- [4] A. Zahedi. «Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.1 (2011), pp. 866–870. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.011>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110002984>.
- [5] Correio de Azambuja. *Apagão afecta Portugal e Espanha em 28 de Abril de 2025*. 2025. URL: <https://correiodeazambuja.sapo.pt/apagao-afecta-portugal-e-espanha-em-28-de-abril-de-2025/>.
- [6] Chr. Lamnatou, C. Cristofari e D. Chemisana. «Renewable energy sources as a catalyst for energy transition: Technological innovations and an example of the energy transition in France». Em: *Renewable Energy* 221 (2024), p. 119600. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119600>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812301515X>.
- [7] Assembleia da República. *Resolução da Assembleia da República n.º 127/2025*. abril de 2025. URL: https://portugal2030.pt/wp-content/uploads/sites/3/2025/04/raa127_2025.pdf.
- [8] Redes Energéticas Nacionais. *Recorde de produção de renováveis abastece 71% do consumo de eletricidade em 2024*. Jan. de 2025. URL: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/recorde-de-producao-de-renovaveis-abastece-71-do-consumo-de-eletricidade-em-2024>.
- [9] Redes Energéticas Nacionais. *Energia solar ligada à rede de transporte duplicou em 2024*. fevereiro de 2025. URL: <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/energia-solar-ligada-a-rede-de-transporte-duplicou-em-2024>.
- [10] O Instalador. *Setembro com mais 25% de produção de energia renovável*. 2024. URL: <https://www.oinstalador.com/Artigos/575041-Setembro-com-mais-25-por-ciento-de-producao-de-energia-renovavel.html>.

- [11] Comissão Europeia. *O Pacto Ecológico e a Transição Energética em Portugal*. 2025. URL: https://portugal.representation.ec.europa.eu/estrategia-e-prioridades/principais-politicas-da-ue-para-portugal/o-pacto-ecologico-e-transicao-energetica-em-portugal_pt.
- [12] Vikash Singh et al. «A review of solar photovoltaic technologies». Em: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 15 (2025). Acesso em: 26 maio 2025. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174525001898>.
- [13] A. E. Dixon e J. D. Leslie. «Photovoltaic Energy Conversion: Theory, Present and Future Solar Cell Materials». Em: *Solar Energy Conversion II*. Ed. por A. F. Janzen. Academic Press, 1981. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080253886500374>.
- [14] Luís Silva e Ricardo Vigoderis. «Estudo da viabilidade para instalação eletrogeradores termossolares no município de Garanhuns, Pernambuco». Em: *Journal of Hyperspectral Remote Sensing* 11 (jan. de 2022), p. 347. DOI: [10.29150/2237-2202.2021.252314](https://doi.org/10.29150/2237-2202.2021.252314).
- [15] Martin A. Green et al. «Solar cell efficiency tables (Version 60)». Em: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 30.7 (2022), pp. 687–701. DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.3595>. eprint: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/pip.3595>. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.3595>.
- [16] International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics*. Rel. téc. Volume 1: Power Sector, Issue 4/5. Acesso em: 26 maio 2025. IRENA, jun. de 2012. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf.
- [17] Neeraj Kant e Pushpendra Singh. «Review of next generation photovoltaic solar cell technology and comparative materialistic development». Em: *Materials Today: Proceedings* 56 (2022). First International Conference on Design and Materials, pp. 3460–3470. ISSN: 2214-7853. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.11.116>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785321071236>.
- [18] Hailin Zhang et al. «Review on efficiency improvement effort of perovskite solar cell». Em: *Solar Energy* 233 (2022), pp. 421–434. ISSN: 0038-092X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.01.060>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X22000718>.
- [19] Anurag Sahu, Ashish Garg e Ambesh Dixit. «A review on quantum dot sensitized solar cells: Past, present and future towards carrier multiplication with a possibility for higher efficiency». Em: *Solar Energy* 203 (jun. de 2020), pp. 210–239. DOI: [10.1016/j.solener.2020.04.044](https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.044).
- [20] Pedro Reis. *Quais são os fatores que influenciam a eficiência de um painel solar?* maio de 2024. URL: <https://www.portal-energia.com/fatores-influenciam-eficiencia-painel-solar/>.
- [21] X. Moreno-Vassart et al. «Relationships between remarkable points in photovoltaic I–V curves». Em: *Renewable Energy* 237 (2024), p. 121661. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121661>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148124017294>.

- [22] Kanaga Gnana e Kanchanee. «Development of Smart Grid with Renewable Energy Sources». Em: (mai. de 2013).
- [23] A. Zegaoui et al. «Photovoltaic Cell/Panel/Array Characterizations and Modeling Considering Both Reverse and Direct Modes». Em: *Energy Procedia* 6 (2011). Impact of Integrated Clean Energy on the Future of the Mediterranean Environment?, pp. 695–703. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.079>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211014901>.
- [24] Cláudio Monteiro. *Energia Solar Fotovoltaica: Componentes e dimensionamento de sistemas FV*. Aula presencial. Slides da unidade curricular EES – Energia Eólica e Solar, Universidade do Porto. 2023.
- [25] M. Bianchi et al. «Simplified Model for PV Panels Performance Prediction». Em: *Energy Procedia* 142 (2017). Proceedings of the 9th International Conference on Applied Energy, pp. 198–203. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.032>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217357594>.
- [26] Géremi Dranka et al. «Economic and Risk Analysis of Small-Scale PV Systems in Brazil». Em: *IEEE Latin America Transactions* 16 (out. de 2018), pp. 2530–2538. DOI: [10.1109/TLA.2018.8795132](https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8795132).
- [27] Valeria Boscaino et al. «Grid-connected photovoltaic inverters: Grid codes, topologies and control techniques». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 189 (2024), p. 113903. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113903>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212300761X>.
- [28] Firas Obeidat. «A comprehensive review of future photovoltaic systems». Em: *Solar Energy* 163 (2018), pp. 545–551. ISSN: 0038-092X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.01.050>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X18300719>.
- [29] Olympia Zogou. «EXPERIMENTAL AND COMPUTATIONAL INVESTIGATION OF THE THERMAL AND ELECTRICAL PERFORMANCE OF A NEW BUILDING INTEGRATED PHOTOVOLTAIC CONCEPT». Tese de doutoramento. Jan. de 2011.
- [30] Goldenergy. *Qual a melhor inclinação para painéis solares em Portugal?* 2024. URL: <https://goldenergy.pt/blog/autoconsumo/melhor-inclinacao-para-paineis-solares-portugal/>.
- [31] Josephine Rathinadurai Louis et al. «Effective utilisation and efficient maximum power extraction in partially shaded photovoltaic systems using minimum distance-average-based clustering algorithm». Em: *IET Renewable Power Generation* (2016). URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84959323465&doi=10.1049%2fiet-rpg.2014.0316&partnerID=40&md5=3b30455f7169929b21c4326409092b07>.
- [32] Majid Shahatha Salim, Jassim Mohammed Najim e Salih Mohammed Salih. «Practical evaluation of solar irradiance effect on PV performance». Em: *Energy Science and Technology* 6.2 (2013), pp. 36–40.
- [33] Suneetha Racharla e K. Rajan and. «Solar tracking system – a review». Em: *International Journal of Sustainable Engineering* 10.2 (2017), pp. 72–81. DOI: [10.1080/19397038.2016.1267816](https://doi.org/10.1080/19397038.2016.1267816).

- [34] Mehmet Emin Meral e Furkan Dinçer. «A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15.5 (2011), pp. 2176–2184. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.010>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111000256>.
- [35] M.M. Fouad, Lamia A. Shihata e ElSayed I. Morgan. «An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017), pp. 1499–1511. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.141>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307803>.
- [36] Ahmet Aktaş e Yağmur Kirçiçek. *Solar Hybrid Systems: Design and Application*. Elsevier, 2021. ISBN: 9780128236576.
- [37] A.-K Hamid et al. «A systematic review of grid-connected photovoltaic and photovoltaic/thermal systems: Benefits, challenges and mitigation». Em: *Energy Environment* 34 (ago. de 2022), p. 0958305X2211176. DOI: [10.1177/0958305X221117617](https://doi.org/10.1177/0958305X221117617).
- [38] Meghraj Morey et al. «A comprehensive review of grid-connected solar photovoltaic system: Architecture, control, and ancillary services». Em: *Renewable Energy Focus* 45 (2023), pp. 307–330. ISSN: 1755-0084. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.04.009>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008423000376>.
- [39] V2Charge. *OFF-grid PV systems: what it is, how it works and what are its advantages?* 2023. URL: <https://v2charge.com/off-grid-pv-systems/>.
- [40] V. Karthikeyan et al. «Grid-Connected and Off-Grid Solar Photovoltaic System». Em: abr. de 2017, pp. 125–157. ISBN: 978-3-319-50196-3. DOI: [10.1007/978-3-319-50197-0_5](https://doi.org/10.1007/978-3-319-50197-0_5).
- [41] Yijie Zhang, Tao Ma e Hongxing Yang. «Grid-connected photovoltaic battery systems: A comprehensive review and perspectives». Em: *Applied Energy* 328 (dez. de 2022), p. 120182. DOI: [10.1016/j.apenergy.2022.120182](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120182).
- [42] Mayuri Upasani e Sangita Patil. «Grid connected solar photovoltaic system with battery storage for energy management». Em: *2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)*. 2018, pp. 438–443. DOI: [10.1109/ICISC.2018.8399111](https://doi.org/10.1109/ICISC.2018.8399111).
- [43] Francisco Mendes Micaelo André. «Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos com Baterias Ligados à Rede». Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Lisboa, Portugal: Universidade NOVA de Lisboa, fev. de 2022.
- [44] Instituto Solar. *Armazenamento de Energia Solar: Como funcionam as baterias solares?* Mai. de 2019. URL: <https://institutosolar.com/armazenamento-de-energia-solar-como-funcionam-as-baterias-solares/>.
- [45] Bora Tar e Ayman Fayed. «An overview of the fundamentals of battery chargers». Em: *2016 IEEE 59th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS)*. 2016, pp. 1–4. DOI: [10.1109/MWSCAS.2016.7870048](https://doi.org/10.1109/MWSCAS.2016.7870048).
- [46] Andreas Jossen, Juergen Garche e Dirk Uwe Sauer. «Operation conditions of batteries in PV applications». Em: *Solar Energy* 76.6 (2004), pp. 759–769. ISSN: 0038-092X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.12.013>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X03004699>.

- [47] N. Achaibou, M. Haddadi e A. Malek. «Modeling of Lead Acid Batteries in PV Systems». Em: *Energy Procedia* 18 (2012). Terragreen 2012: Clean Energy Solutions for Sustainable Environment (CESSE), pp. 538–544. ISSN: 1876-6102. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.05.065>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212008351>.
- [48] Manimekalai Ponnusamy, Harikumar Rajaguru e Raghavan Singaravelu. «An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) Systems». Em: *International Journal of Computer Applications* 82 (nov. de 2013), pp. 28–32. DOI: [10.5120/14170-2299](https://doi.org/10.5120/14170-2299).
- [49] Bioenno Power. *The Pros and Cons of Lithium-Ion Batteries: A Deep Dive*. n.d. URL: <https://www.bioennopower.com/blogs/news/the-pros-and-cons-of-lithium-ion-batteries-a-deep-dive>.
- [50] BloombergNEF. *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour*. Publicado a 10 de dezembro de 2024. 2024. URL: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>.
- [51] Mahyar Mirzaei Omrani e Hamid Jannesari. «Economic and environmental assessment of reusing electric vehicle lithium-ion batteries for load leveling in the residential, industrial and photovoltaic power plants sectors». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 116 (2019), p. 109413. ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109413>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119306215>.
- [52] Ana Foles, Luis Fialho e Manuel Collares Pereira. *Economic Evaluation of the Portuguese PV and Energy Storage Residential Applications*. 2019. arXiv: 1909.00657 [eess.SY]. URL: <https://arxiv.org/abs/1909.00657>.
- [53] Ltd. Huawei Technologies Co. *FusionSolar Overview: One Fits All Solution*. <https://solar.huawei.com/pt/professionals/all-products/LUNA2000-5-10-15-S0>. 2025.
- [54] *Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro*. Diário da República, 1.ª série — N.º 202 — 20 de outubro de 2014. 2014. URL: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/153-2014-58406974>.
- [55] M.M. Hasan et al. «Advancing energy storage: The future trajectory of lithium-ion battery technologies». Em: *Journal of Energy Storage* 120 (2025), p. 116511. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116511>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X25012241>.
- [56] Yves Lavoie, François Danet e Benoit Lombard. «Lithium-ion batteries for industrial applications». Em: *2017 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*. 2017, pp. 283–290. DOI: [10.1109/PCICON.2017.8188747](https://doi.org/10.1109/PCICON.2017.8188747).
- [57] Hend M. Fahmy, Ayedh H. Alqahtani e Hany M. Hasanien. «Precise modeling of lithium-ion battery in industrial applications using Walrus optimization algorithm». Em: *Energy* 294 (2024), p. 130859. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130859>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224006315>.

- [58] Nico Orth et al. «Efficiency characterization of 26 residential photovoltaic battery storage systems». Em: *Journal of Energy Storage* 65 (2023), p. 107299. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107299>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23006965>.
- [59] Chi Nguyen Van e Duy Ta Quang. «State of charge estimation for Lithium-Ion battery cell considering the influence of aging parameters and operating temperature». Em: *International Journal of Electrochemical Science* 18.12 (2023), p. 100379. ISSN: 1452-3981. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijoes.2023.100379>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1452398123198336>.
- [60] Gökhan Yükses e Alkan Alkaya. «Effect of the Depth of Discharge and C-Rate on Battery Degradation and Cycle Life». Em: nov. de 2023, pp. 1–5. DOI: [10.1109/ELECO60389.2023.10415967](https://doi.org/10.1109/ELECO60389.2023.10415967).
- [61] Hector Beltran, Pablo Ayuso e Emilio Pérez. «Lifetime Expectancy of Li-Ion Batteries used for Residential Solar Storage». Em: *Energies* 13 (jan. de 2020), p. 568. DOI: [10.3390/en13030568](https://doi.org/10.3390/en13030568).
- [62] Wenjing Yang et al. «Influence of connection impedance on the performance of parallel-connected lithium-ion battery modules». Em: *Journal of Power Sources* 593 (2024), p. 233949. ISSN: 0378-7753. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2023.233949>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775323013253>.
- [63] Redway Power. *Understanding and Calculating Battery C Rating*. 2023. URL: <https://www.redwaypower.com/understanding-and-calculating-battery-c-rating/>.
- [64] Razzaqul Ahshan et al. «Design and Economic Analysis of a Solar Photovoltaic System for a Campus Sports Complex». Em: *International Journal of Renewable Energy Research* 10 (mar. de 2020), pp. 67–78.
- [65] Kranich. *FusionSolar Overview: One Fits All Solution*. Apresentação institucional, Huawei. Sem data. n.d.
- [66] Han Vandevyvere et al. «Positive Energy Districts Solution Booklet». Em: (2020).
- [67] Filomeno M. Vieira, Pedro S. Moura e Aníbal T. de Almeida. «Energy storage system for self-consumption of photovoltaic energy in residential zero energy buildings». Em: *Renewable Energy* 103 (2017), pp. 308–320. ISSN: 0960-1481. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.11.048>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116310321>.
- [68] Antonio José Gil Mena et al. «Analysis and optimisation of collective self-consumption in residential buildings in Spain». Em: *Energy and Buildings* 283 (2023), p. 112812. ISSN: 0378-7788. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.112812>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778823000427>.
- [69] Inês Gaspar, Rui Castro e Tânia Sousa. «Optimisation and economic feasibility of Battery Energy Storage Systems in electricity markets: The Iberian market case study». Em: *Journal of Cleaner Production* 324 (2021), p. 129255. ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129255>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621034417>.
- [70] Powder River Energy Corporation. *Time of Use Rate (TOU)*. 2023. URL: <https://www.precorp.coop/time-use-rate-tou>.

- [71] Fernando M. Camilo e Paulo Santos. «Technical-Economic Evaluation of Residential Wind and Photovoltaic Systems with Self-Consumption and Storage Systems in Portugal». Em: *Energies* 16.4 (2023). ISSN: 1996-1073. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/4/1805>.
- [72] Manuel Sage, Joshua Campbell e Yaoyao Fiona Zhao. «Enhancing Battery Storage Energy Arbitrage With Deep Reinforcement Learning and Time-Series Forecasting». Em: *ASME 2024 18th International Conference on Energy Sustainability*. ES2024. American Society of Mechanical Engineers, jul. de 2024. DOI: [10.1115/es2024-130538](https://doi.org/10.1115/es2024-130538). URL: <http://dx.doi.org/10.1115/ES2024-130538>.
- [73] Dimitrios Zafirakis et al. «The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets». Em: *Applied Energy* 184 (2016), pp. 971–986. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.047>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916306419>.
- [74] Robert L. Fares e Michael E. Webber. «What are the tradeoffs between battery energy storage cycle life and calendar life in the energy arbitrage application?» Em: *Journal of Energy Storage* 16 (2018), pp. 37–45. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.01.002>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X1730261X>.
- [75] Exro Technologies. *Peak Shaving: Optimize Power Consumption with Battery Energy Storage Systems*. 2023. URL: <https://www.exro.com/industry-insights/peak-shaving>.
- [76] Christopher Lange et al. «Dimensioning battery energy storage systems for peak shaving based on a real-time control algorithm». Em: *Applied Energy* 280 (2020), p. 115993. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115993>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920314379>.
- [77] César Cienfuegos et al. «Comparative analysis of battery energy storage systems’ operation strategies for peak shaving in industries with or without installed photovoltaic capacity». Em: *Renewable Energy Focus* 49 (2024), p. 100574. ISSN: 1755-0084. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2024.100574>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008424000383>.
- [78] Mengru Xiang et al. «Peak-shaving cost of power system in the key scenarios of renewable energy development in China: Ningxia case study». Em: *Journal of Energy Storage* 91 (2024), p. 112133. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112133>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24017195>.
- [79] European Commission, Joint Research Centre. *Interactive Tools. PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System*. 2025. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR.

Anexo A

Componentes dos Casos de Estudo

A.1 Datasheet do Paine Solar

www.jinkosolar.com

Tiger Neo N-type
72HL4-BDV
560-580 Watt
BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS
N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)
ISO9001:2015: Quality Management System
ISO14001:2015: Environment Management System
ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems

Key Features



SMBB Technology
Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance
Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output
Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology
The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

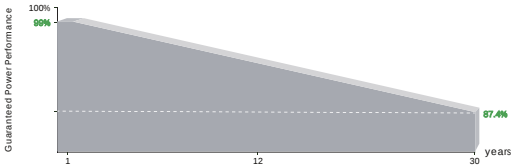


Enhanced Mechanical Load
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



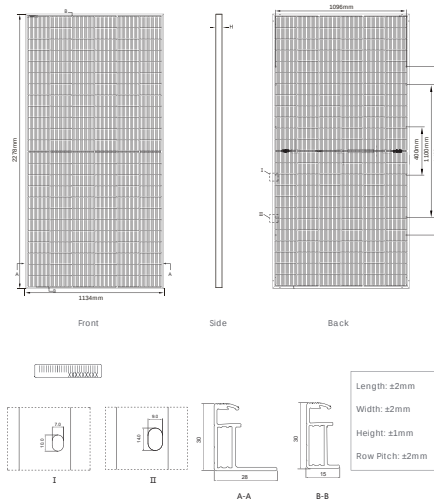
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty
30 Year Linear Power Warranty
0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

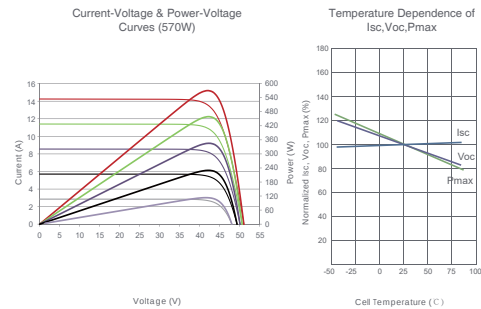


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V
Maximum Power Current (Imp)	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V
Short-circuit Current (Isc)	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A
Module Efficiency STC (%)	21.68%		21.87%		22.07%		22.26%		22.45%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

5%	Maximum Power (Pmax)	588Wp	593Wp	599Wp	604Wp	609Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.76%	22.97%	23.17%	23.37%	23.57%
15%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	650Wp	656Wp	661Wp	667Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.93%	25.15%	25.37%	25.60%	25.82%
25%	Maximum Power (Pmax)	700Wp	706Wp	713Wp	719Wp	725Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.10%	27.34%	27.58%	27.82%	28.07%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

A.2 Datasheet do Inversor

SUN2000-115KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



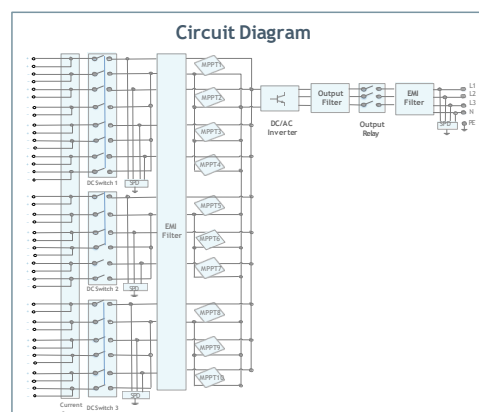
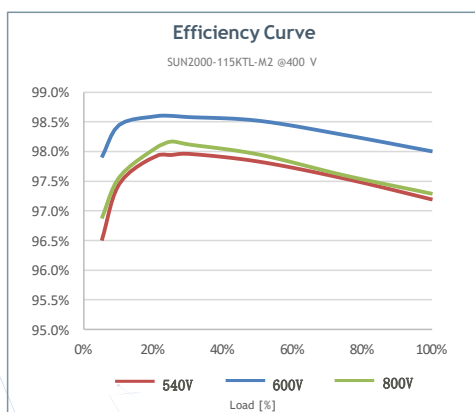
Support
Smart String Level
Disconnect



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SUN2000-115KTL-M2
Technical Specification

Technical Specification		SUN2000-115KTL-M2
Efficiency		
Max. efficiency		98.6% @400 V, 98.8% @480 V
European efficiency		98.4% @400 V, 98.6% @480 V
Input		
Max. Input Voltage ¹		1,100 V
Max. Current per MPPT		30 A
Max. Current per Input		20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		40 A
Start Voltage		200 V
MPPT Operating Voltage Range ²		200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage		600 V @400 Vac, 720 V @480 Vac
Number of MPP trackers		10
Max. input number per MPP tracker		2
Output		
Nominal AC Active Power		115,000 W
Max. AC Apparent Power		125,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		125,000 W
Nominal Output Voltage		400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		166.0 A @400 V, 138.4 A @480 V
Max. Output Current		182.3 A @400 V, 151.9 A @480 V
Adjustable Power Factor Range		0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion		< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Smart String Level Disconnecter		Yes
Communication		
Display		LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485		Yes
USB		Yes
Smart Dongle-4G		Smart Dongle - 4G / WLAN (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)		Yes (isolation transformer required)
General Data		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)		93 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol Helios H4
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless
Nighttime Power Consumption		< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)		
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards		VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

^{*1} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

^{*2} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

A.3 Datasheet da Bateria Industrial

LUNA2000-215-2S10 Smart String ESS



More Energy



Simple O&M



Safe & Reliable

Energy Storage System Parameters

Model type	LUNA2000-215-2S10
Rated capacity	215.0kWh
Maximum cycle rate	0.5 CP
Maximum cycle efficiency	91.3%
Depth of charge and discharge	0~100%
Dimensions (W x D x H)	1150mm×1800mm×2100mm
Weight	≤ 2.8 T
Operating temperature range	-30 °C ~ 55 °C (> 50°C Derating)
Storage temperature range	-35 °C ~ 60 °C
Operating humidity range	0 ~ 100% (non-condensing)
Maximum operating altitude	4,000 m
System temperature control mode	Hybrid cooling
Balance mode	Active balance
SOC calibration mode	Automatic
Fire suppression mode	Directional gas exhaust, Top explosion vent, Aerosol
Auxiliary power supply	176~264 Vac, single phase, ≤5 kW
Power consumption standby	≤150 W
Communication port	Ethernet / Optical fiber
Communication protocol	Modbus TCP
Protection degree	IP55
EMC protection rating	Class B
Noise (rated operating condition)	65 dB(A)
Lightning protection	Type II (AC port)
Protection mode	Anti-islanding protection, residual current detection, insulation resistance detection, AC overcurrent protection, and AC cable connection protection
Environment	RoHS6
Certification standards	UL9540A; UN38.3; IEC 62477-1; IEC 62040-1; IEC 61000-6-1/2/3/4; IEC61727

Battery Parameters (DC)

Cell material	LFP
Rated battery capacity	280Ah
System battery configuration	240S1P
Number of battery packs	4
Operating voltage range	648~864 V
Rated DC current	140 A

PCS Parameters (AC)

PCS model type	PCS2000-108K-MB1
Rated output power	108 kW
Rated AC current	164.1 A
AC voltage & frequency	380 / 400 / 415 V (3P4W), 50 / 60 Hz
Adjustable power factor range	-1 ... +1
AC current harmonics THDI (rated operating condition)	≤1.5 %

Note:

- (1) * Rated operating condition: In the on-grid scenario, the ambient temperature is 25°C, the charge/discharge rate is 0.5 CP, and the AC output voltage is 400 Vac.
 (2) This product datasheet is used only for the bidding of early projects .

A.4 Datasheet da Bateria Domestica

 **HUAWEI**

SMART STRING ENERGY STORAGE SYSTEM

LUNA2000-5/10/15-S0





More Usable Energy 100%
Depth of Discharge and Pack-Level
Energy Optimization



Flexible Investment
5 kWh Modular Design,
Scalable from 5 to 30 kWh



Safe & Reliable
5-layer Safety Protection
IP66



Easy Installation 12 kg
Power Module 50 kg
Battery Module



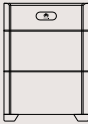
Quick Commissioning
Automatic Device
Discovery by the App



Perfect Compatibility Compatible
to Single & Three Phase Inverters

Version No.: 01-202410

LUNA2000-5/10/15-S0 Technical Specification

	LUNA2000-5-S0	LUNA2000-10-S0	LUNA2000-15-S0	
Technical Specification				
	Performance			
	Power module	LUNA2000-5KW-C0		
	Number of power modules	1		
Battery module	LUNA2000-5-E0			
Battery module capacity	5 kWh			
Number of battery modules	1	2	3	
Battery usable capacity ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh	
Charging & discharging power	2.5 kW	5 kW	5 kW	
Max. charging & discharging power ²	3.74 kW	7 kW	7 kW	
Nominal voltage (single-phase system)	450 V			
Operating voltage range (single-phase system)	350-560 V			
Nominal voltage (three-phase system)	600 V			
Operating voltage range (three phase system)	600 ~ 980 V			
Cycles and SOH ³	>5000, 80%(10 years)			
Communication				
Display	SOC status indicator, LED indicator			
Communication	RS485/CAN (only for parallel operation)			
General Specification				
Dimensions (W x D x H)	670 mm x 150 mm x 600 mm (26.4 in. x 5.9 in. x 23.6 in.)	670 mm x 150 mm x 960 mm (26.4 in. x 5.9 in. x 37.8 in.)	670 mm x 150 mm x 1320 mm (26.4 in. x 5.9 in. x 60.0 in.)	
Weight (Floor stand toolkit included)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)	
Power module dimension (W x D x H)	670 mm x 150 mm x 240 mm (26.4 in. x 5.9 in. x 9.4 in.)			
Power module weight	12 kg (26.5 lb)			
Battery module dimensions (W x D x H)	670 mm x 150 mm x 360 mm (26.4 in. x 5.9 in. x 14.0 in.)			
Battery module weight	50 kg (110.2 lb) ⁴			
Installation	Floor stand (standard), Wall mount (optional)			
Operating temperature	-20°C to +55°C (-4°F to +131°F) ⁵			
Max. operating altitude	4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2,000 m)			
Environment	Outdoor / Indoor ⁶			
Relative humidity	5%-95% RH			
Cooling	Natural convection			
IP rating	IP 66			
Noise emission ⁷	< 29 dB			
Cell technology	Lithium-iron phosphate (LiFePO4)			
Compatible inverters ⁸	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-8/10K-LCD SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1, SUN2000-12/15/17/20/25K-MB0 SUN2000-5/6/8/10/12K-MAPO, SUN5000-8/12K-MAPO, SUN5000-17/25K-MB0			
Standards Compliance (More Available Upon Request)				
Certificates	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3			
Ordering and Deliverable Part				
Available for ordering ⁹	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Wall Mounting Bracket			

*1 Test conditions: 100% depth of discharge (DoD), 0.2C rate charge & discharge at 25°C, at the beginning of life. If no PV modules are installed or the system has not detected sunlight for at least 24 hours, the minimum end of discharge SOC is 15%.

*2 The Max. power can maintain 5s, under the conditions: <80% SOC, work temperature between 25 °C to 40 °C.

*3 Under the condition 35% DOD(depth of discharge).

*4 The weight of the battery module is subject to the actual product, with a tolerance of ±3%.

*5 Refer to battery warranty letter for conditional application.

*6 Outdoor installation is recommended. For indoor installation, refer to the user manual for instruction.

*7 Noise level (typical): < 29 dB(A) @ 1 m, 30°C, power on and run stably for 2 hours

*8 Please contact local engineer for the compatibility.

*9 Storage system is ordered and delivered in the form of power module and battery module separately with corresponding quantity.

Disclaimer: the preceding values are measured by an internal laboratory of Huawei in a specific environment. The actual values may vary with products, software versions, usage conditions, and environmental factors.

Version No.: 01-202410

Anexo B

Relatórios de Simulação

B.1 Relatório PVsyst do Caso de Estudo



PVsyst V8.0.7

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project:

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1819 kWp



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project

Variant: New simulation variant

Project summary			
Portugal	Latitude	Project settings	Albedo 0.20
	Longitude		
	Altitude		
	Time zone	UTC	
Weather data			
Meteonorm 8.2 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Near Shadings	User's needs
Fixed plane		no Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth	30 / -24 °		
System information			
PV Array			
Nb. of modules	3192 units	Inverters	
Pnom total	1819 kWp	Nb. of units	14 units
		Pnom total	1610 kWac
		Pnom ratio	1.130

Results summary					
Produced Energy	2970.5 MWh/year	Specific production	1633 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.66 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	11
Loss diagram	12
Predef. graphs	13
Single-line diagram	14



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project

Variant: New simulation variant

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition	Perez
Tilt/Azimuth		Diffuse	Perez, Meteonorm
30 / -24 °		Circumsolar	separate
Horizon		User's needs	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	
		Near Shadings	
		no Shadings	

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JKM-570N-72HL4-BDV	Model	SUN2000-115KTL-M2
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	570 Wp	Unit Nom. Power	115 kWac
Number of PV modules	3192 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	1819 kWp	Total power	1610 kWac
Array #1 - INV1			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #2 - INV1			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #3 - INV2			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #4 - INV2			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project:

Variant: New simulation variant

PV Array Characteristics

Array #5 - INV3			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #6 - INV3			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #7 - INV4			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #8 - INV4			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #9 - INV5			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #10 - INV5			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project
Variant: New simulation variant

PV Array Characteristics			
Array #11 - INV6			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #12 - INV6			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #13 - INV7			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #14 - INV7			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #15 - INV8			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #16 - INV8			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project
Variant: New simulation variant

PV Array Characteristics

Array #17 - INV9			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #18 - INV9			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #19 - INV10			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #20 - INV10			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #21 - INV11			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #22 - INV11			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project
Variant: New simulation variant

PV Array Characteristics			
Array #23 - INV12			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #24 - INV12			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #25 - INV13			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #26 - INV13			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		
Array #27 - INV14			
Number of PV modules	152 units	Number of inverters	8 * MPPT 8% 0.7 unit
Nominal (STC)	86.6 kWp	Total power	76.7 kWac
Modules	8 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	80.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	108 A		
Array #28 - INV14			
Number of PV modules	76 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 unit
Nominal (STC)	43.3 kWp	Total power	38.3 kWac
Modules	4 string x 19 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	40.1 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	740 V		
I mpp	54 A		



PVsyst V8.0.7
 VC0, Simulation date:
 17/03/25 13:16
 with V8.0.7

Project
 Variant: New simulation variant

PV Array Characteristics			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	1819 kWp	Total power	1610 kWac
Total	3192 modules	Number of inverters	14 units
Module area	8246 m ²	Pnom ratio	1.13
		Power sharing defined	

Array losses			
Thermal Loss factor		Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.8 %
Uc (const)	20.0 W/m ² K		
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
Module mismatch losses			
Array #1 - INV1			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #2 - INV1			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #3 - INV2			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #4 - INV2			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #5 - INV3			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #6 - INV3			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #7 - INV4			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #8 - INV4			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #9 - INV5			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #10 - INV5			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #11 - INV6			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #12 - INV6			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #13 - INV7			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #14 - INV7			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #15 - INV8			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #16 - INV8			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #17 - INV9			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #18 - INV9			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #19 - INV10			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		
Array #20 - INV10			
Loss Fraction	2.0 % at MPP		



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project
Variant: New simulation variant

Array losses

Module mismatch losses	
Array #21 - INV11	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #22 - INV11	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #23 - INV12	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #24 - INV12	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #25 - INV13	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #26 - INV13	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #27 - INV14	
Loss Fraction	2.0 % at MPP
Array #28 - INV14	
Loss Fraction	2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance	5.3 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - INV1		Array #2 - INV1	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - INV2		Array #4 - INV2	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #5 - INV3		Array #6 - INV3	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #7 - INV4		Array #8 - INV4	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #9 - INV5		Array #10 - INV5	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #11 - INV6		Array #12 - INV6	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #13 - INV7		Array #14 - INV7	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #15 - INV8		Array #16 - INV8	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project

Variant: New simulation variant

DC wiring losses

Array #17 - INV9		Array #18 - INV9	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #19 - INV10		Array #20 - INV10	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #21 - INV11		Array #22 - INV11	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #23 - INV12		Array #24 - INV12	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #25 - INV13		Array #26 - INV13	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #27 - INV14		Array #28 - INV14	
Global array res.	111 mΩ	Global array res.	223 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



Project

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.7

VC0, Simulation date:

17/03/25 13:16

with V8.0.7

Main results

System Production

Produced Energy

2970.5 MWh/year

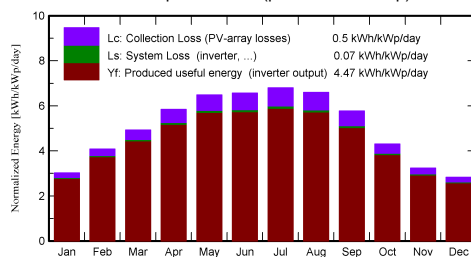
Specific production

1633 kWh/kWp/year

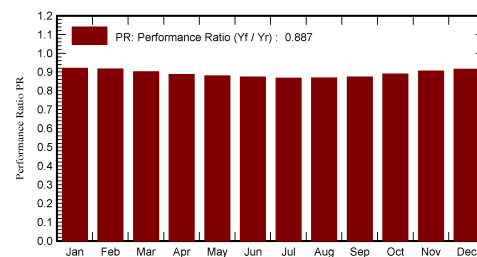
Perf. Ratio PR

88.66 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	61.7	31.16	9.65	93.7	91.7	159.4	156.8	0.920
February	82.2	37.45	10.28	114.4	112.2	193.8	190.7	0.917
March	125.9	55.83	12.78	152.9	149.7	254.7	250.8	0.901
April	161.5	65.78	14.16	175.3	171.5	287.5	283.0	0.887
May	202.4	77.06	16.65	201.0	196.3	327.2	322.0	0.880
June	206.5	78.80	18.99	197.1	192.6	318.7	313.5	0.874
July	214.6	74.76	20.55	210.8	205.9	338.1	332.7	0.868
August	194.4	71.45	20.95	204.4	200.0	328.3	323.2	0.869
September	147.6	51.48	19.49	173.1	169.6	279.5	275.1	0.874
October	102.5	45.94	17.31	133.6	130.9	219.9	216.4	0.890
November	66.1	28.83	12.43	97.2	94.9	162.7	160.1	0.905
December	55.0	26.83	10.59	87.7	85.4	148.5	146.2	0.916
Year	1620.4	645.35	15.35	1841.4	1800.8	3018.3	2970.5	0.887

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

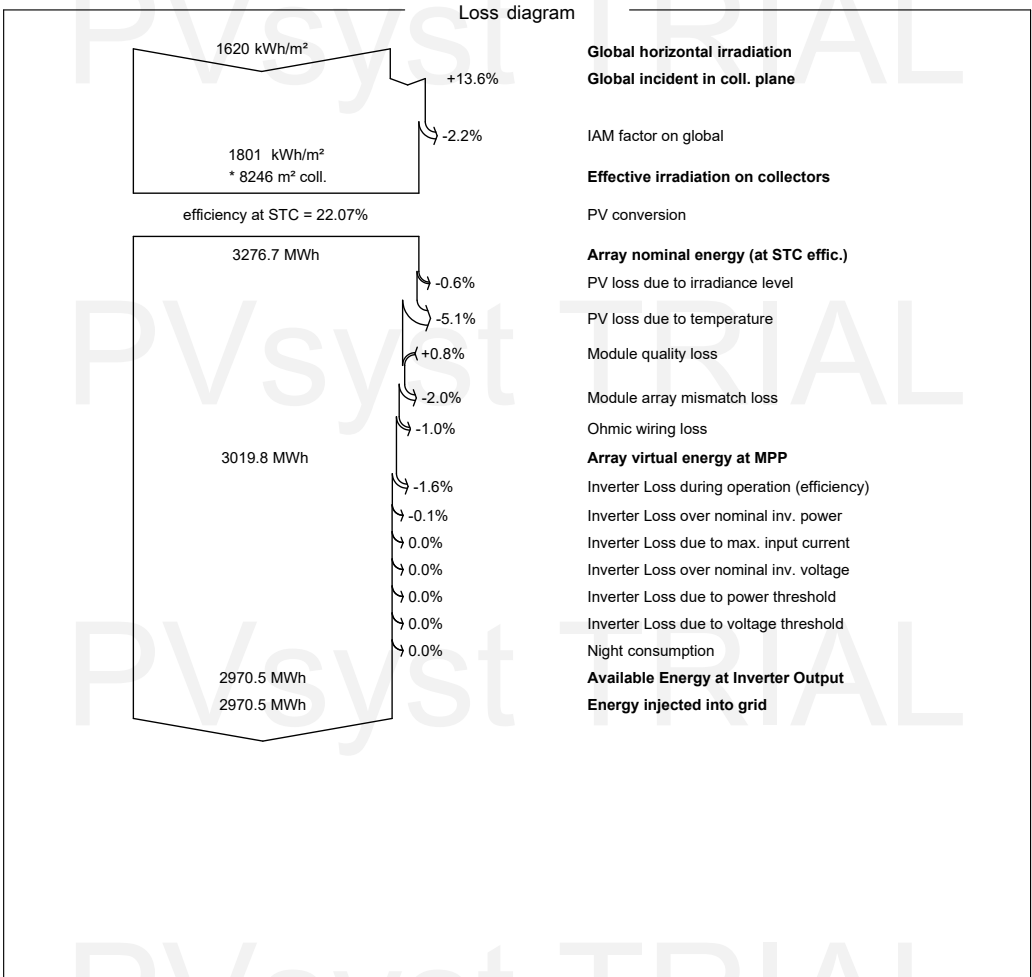
E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project
Variant: New simulation variant





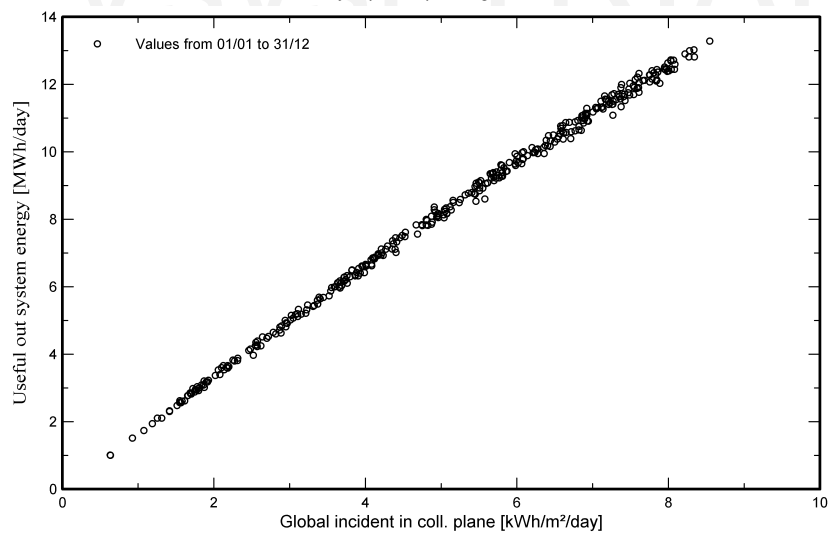
PVsyst V8.0.7
VC0, Simulation date:
17/03/25 13:16
with V8.0.7

Project

Variant: New simulation variant

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

