



Instituto Superior de Engenharia

Politécnico de Coimbra

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Projeto e Instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

Projeto Final de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Autor

Diogo Rafael Coelho Gonçalves nº 2019136276

Orientador:

Engenheiro Carlos Jorge Coelho Teixeira



INSTITUTO POLITÉCNICO
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

Coimbra, maio 2025

AGRADECIMENTOS

A conclusão deste projeto marca o encerramento de uma das etapas mais significativas da minha vida, tanto a nível pessoal como académico. Este percurso apenas foi possível graças ao apoio e contributo de diversas pessoas e instituições, às quais expresso o meu sincero agradecimento.

- **Orientador do projeto:**

Ao professor Carlos Jorge Coelho Teixeira pela orientação valiosa, apoio e orientações perspicazes ao longo de todo o processo de elaboração deste projeto.

- **Instituição de Ensino:**

Ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra pela oportunidade concedida e pelo ambiente propício à aprendizagem e pesquisa.

- **Trineg:**

À empresa na qual desempenho funções, pelo bom ambiente da equipa e pelo apoio de todos os que contribuíram para o sucesso deste projeto.

- **Engenheiros José Silva e João Melo:**

Sócios-gerentes da empresa Trineg, pelo conhecimento transmitido ao longo desta experiência, pelo espírito de entreajuda e pelas oportunidades de crescimento profissional que me foram proporcionadas.

- **Proprietários da Quinta X**

Aos proprietários da Quinta X, pela disponibilidade e oportunidade de realização deste projeto nas suas instalações, pela colaboração no fornecimento de dados e, acima de tudo, pela hospitalidade e acolhimento prestados.

- **Família:**

À minha família, pela base sólida que sempre me proporcionaram, pelos valores que me foram transmitidos, pelas palavras de encorajamento e pela força transmitida nos desafios mais exigentes, expresso a minha eterna gratidão.

- **Colegas e Amigos:**

Aos colegas de curso e amigos que me acompanharam nesta jornada, pelo companheirismo, pela partilha de conhecimentos e pelo incentivo constante.

RESUMO

O presente trabalho descreve o desenvolvimento e a implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) baseada em energia fotovoltaica, realizada no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica. A UPAC proposta visa promover a sustentabilidade energética e reduzir os custos energéticos através da utilização de recursos renováveis. Além disso, o sistema implementado tem como principal objetivo garantir um fornecimento "contínuo" de energia às cargas, assegurando em parte a autonomia em relação à rede elétrica pública.

O projeto foi aplicado a um caso de estudo específico, a Quinta X, no qual se realizou a caracterização do local, a análise da instalação existente e o dimensionamento de um sistema fotovoltaico otimizado, com recurso ao *software PVsyst*. Foram ainda apresentados os principais componentes do sistema, os critérios de seleção e integração dos mesmos, garantindo a compatibilidade e eficiência do sistema implementado. Para além disto, através de uma análise aprofundada, foi possível identificar estratégias que otimizam o desempenho da UPAC, mesmo em condições adversas, assegurando um funcionamento robusto e estável.

Os resultados do projeto demonstram a viabilidade e os benefícios de uma solução energética para Autoconsumo eficiente e sustentável, contribuindo não apenas para a redução de custos energéticos, mas também para a promoção de boas práticas na transição para um modelo energético mais limpo e independente. Por fim, são apresentadas recomendações para futuras investigações e melhorias, de modo a potencializar a expansão desta abordagem em Portugal.

Palavras-chave: Autoconsumo; independência energética; energia fotovoltaica; sustentabilidade ambiental.

ABSTRACT

This work outlines the development and implementation of a Self-Consumption Energy Production Unit based on photovoltaic energy, carried out within the scope of the Master's in Electrical Engineering. The proposed UPAC aims to promote energy sustainability and reduce energy costs through the use of renewable resources. Furthermore, the implemented system is designed to ensure a "continuous" supply of energy to the loads, partially achieving independence from the public electricity grid.

The project was a case study applied to Quinta X, for which the site characterisation, the analysis of the existing installation and the design of an optimised photovoltaic system were conducted using the *PVsyst* software. The main system components, along with their selection and integration criteria, were also presented, ensuring compatibility and efficiency in the implemented solution. Moreover, through an in-depth analysis, strategies were identified to optimise the UPAC's performance, even under adverse conditions, ensuring robust and stable operation.

The project results demonstrate the feasibility and benefits of an efficient and sustainable self-consumption energy solution, contributing not only to energy cost reductions but also to the promotion of best practices in the transition toward a cleaner and more independent energy model. Finally, recommendations for future research and improvements are presented to foster the expansion of this approach in Portugal.

Keywords: Self-consumption; energy independence; photovoltaic energy; environmental sustainability.

ÍNDICE

Lista de Figuras	XI
Lista de Tabelas	XIII
1 Introdução	1
1.1 Importância das Energias Renováveis	1
1.2 Aproveitamento de Energia Solar Fotovoltaica	1
1.2.1 Efeito Fotovoltaico - Princípio de funcionamento	2
1.2.2 Geometria Terra-Sol	3
1.3 Enquadramento Legislativo	8
1.4 Motivação e objetivos	9
1.5 Organização do Documento	10
2 Tecnologias Fotovoltaicas	11
2.1 Evolução das Tecnologias Fotovoltaicas	11
2.1.1 Tecnologias de 1ª geração - Silício Cristalino	11
2.1.2 Tecnologias de 2ª geração - Filmes Finos	12
2.1.3 Tecnologias de 3ª geração - Filmes Finos	13
2.2 Constituição de painéis fotovoltaicos	13
2.3 Variantes Tecnológicas	15
2.3.1 Tecnologia <i>Passivated Emitter and Rear Cell</i> (PERC)	15
2.3.2 Half-Cell	15
2.4 Análise do desempenho dos painéis fotovoltaicos	16
2.4.1 Efeito <i>Potencial Induction Degradation</i> (PID)	16
2.4.2 Efeito <i>Light Induction Degradation</i> (LID)	17
2.4.3 Curvas I-V	17
2.4.4 Curvas P-V	18
2.5 Associação de painéis fotovoltaicos	19
2.5.1 Painéis conectados em série	19
2.5.2 Painéis conectados em paralelo	20
2.6 Influência da temperatura nos painéis fotovoltaicos	21
2.7 Inversor	22

2.8	Baterias	28
2.8.1	Tensões de carga das baterias de íões de lítio	29
2.8.2	Funcionamento das baterias de Lítio	29
2.8.3	Critérios para seleção de baterias	30
2.8.4	Sistema de gestão de baterias	30
2.9	Sistemas de montagem	31
2.9.1	Montagem no solo	31
2.9.2	Montagem em coberturas	31
2.9.3	Montagem em estruturas flutuantes	32
2.9.4	Montagem em Carports ou estruturas de sombra	32
3	Caso de estudo - Quinta X	33
3.1	Enquadramento	33
3.2	Caracterização da Instalação Existente	33
3.3	Caderno de encargos	34
3.4	Elegibilidade para instalação da UPAC	34
3.4.1	Elegibilidade jurídica	34
3.4.2	Elegibilidade técnica	35
4	Projeto e Implementação	37
4.1	Componentes principais da instalação	37
4.2	Estrutura de suporte	38
4.3	Painéis Fotovoltaicos	39
4.3.1	Critérios de seleção dos painéis fotovoltaicos	39
4.3.2	Painéis Fotovoltaicos utilizados	40
4.4	Inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M	42
4.5	Inversores/Carregadores Victron Quattro	43
4.6	Baterias	46
4.6.1	Controlo das baterias	48
4.6.2	Barramentos Lynx	49
4.7	Cerbo GX e GX Touch	51
4.8	Ziehl UFR1001E	52
4.9	Dimensionamento	52
4.9.1	Dimensionamento e configuração das <i>strings</i>	52
4.9.2	Dimensionamento da cablagem DC	54
4.9.3	Dimensionamento da cablagem AC	56
4.10	Simulação <i>PVsyst</i>	61
4.10.1	Introdução ao <i>PVsyst</i>	61
4.10.2	Funcionalidades do Software	61

Projeto e Instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

4.10.3	Utilidade	61
4.10.4	Utilização do <i>PVsys</i> no caso de estudo	62
4.10.5	Análise dos resultados obtidos com o <i>PVsys</i>	62
4.11	Funcionamento do Sistema	67
4.11.1	Falha da RESP - Off grid	67
4.11.2	Sem Falha da RESP	69
4.11.3	Funcionamento do sistema ESS	70
4.11.4	Sistema Alternativo de Garantia de Energia	72
5	Conclusão	75
	Anexos	83

LISTA DE FIGURAS

1.1	Ligações covalentes de um cristal de silício [5]	2
1.2	Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [6]	3
1.3	Inclinação Axial planeta Terra [9]	4
1.4	Órbita Terra Fonte [10]	5
1.5	Declinação solar em função do dia do ano. Fonte: Autor ¹	6
1.6	Condições Autoconsumo [14]	9
2.1	Componentes de um painel fotovoltaico [17]	13
2.2	Busbars [19]	15
2.3	Comparação entre células convencionais e células com a tecnologia PERC [20]	15
2.4	Curvas I-V de um módulo fotovoltaico de 505 W sob diferentes níveis de irradiância. [22]	17
2.5	Curvas P-V de um módulo fotovoltaico de 505 W sob diferentes níveis de irradiância. [22]	18
2.6	Ligação painéis em série [23]	19
2.7	Ligação painéis em paralelo [23]	20
2.8	Tipologias de Inversores Fotovoltaicos	22
2.9	Inversor central	25
2.10	Inversor string	26
2.11	Inversor multistring	27
2.12	Microinversor	28
3.1	Diagrama de consumos ano 2023	33
3.2	Edifício sugerido para a instalação dos painéis fotovoltaicos	34
3.3	Gráfico da irradiação direta e difusa no local da Quinta X (<i>PVsyst</i>)	36
4.1	Estrutura mini rail e Projeto 3D	38
4.2	Foto painel fotovoltaico utilizado. (Adaptada pelo autor) [22]	41
4.3	Instalação dos 3 inversores/carregadores Victron Quattro	44
4.4	LED indicadores do estado de funcionamento - Victron Quattro	45
4.5	Vantagem das baterias BYD Battery Box Premium LVL 15.4 [37]	47
4.6	6 racks de Baterias instaladas	47

4.7	BMU	48
4.8	Instalação dos equipamentos de controlo e monitorização	49
4.9	Módulo de barramento Lynx M10 [38]	50
4.10	Ligações realizadas nos barramentos	50
4.11		51
4.12	Ziehl UFR1001E [39]	52
4.13	Sumário de Resultados <i>PVsyst</i>	63
4.14	Resultados obtidos para a configuração de strings do inversor 1, Anexo L	63
4.15	Resultados obtidos para a configuração de strings do inversor 2, Anexo L	64
4.16	Resultados detalhados do <i>software PVsyst</i> , Anexo L	64
4.17	Produções Normalizadas por kWp. Anexo L	66
4.18	Desempenho do sistema (<i>Performance Ratio</i>). Anexo L	66
4.19	Árvore de decisão em caso de falha de abastecimento de energia da RESP	68
4.20	Controlo dos inversores Fronius através da frequência da micro-rede . .	68
4.21	Árvore de decisão com possibilidade de abastecimento de energia da RESP	69
4.22	Configuração ESS através do Display associado ao Cerbo Gx	70
4.23	Ciclos com e sem <i>Battery Life</i> ativo [36]	72
4.24	Método de prevenção de avaria dos equipamentos Victron	73

LISTA DE TABELAS

2.1	Tecnologias Fotovoltaicas	11
4.1	Lista dos principais equipamentos instalados	38
4.2	Especificações módulos Trina Solar TSM-DE18M.08(II)	41
4.3	Especificações gerais dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M	42
4.4	Especificações de entrada dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M	43
4.5	Especificações de saída dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M	43
4.6	Especificações gerais Victron Quattro 48/15000/200-100/100	45
4.7	Especificações da função inversor Victron Quattro 48/15000/200-100/100	46
4.8	Especificações da função carregador Victron Quattro 48/15000/200-100/100	46
4.9	Especificações BYD Battery Box Premium LVL 15.4	48

LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

AC	Alternating Current (Corrente alternada)
BMS	Battery Management System (Sistema de gestão de baterias)
BMU	Battery Management Unit (Unidade de gestão de baterias)
CPE	Código de Ponto de Entrega
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	Direct Current (Corrente contínua)
EPDM	Ethylene Propylene Diene Methylene Rubber (Borracha etileno-propileno-dieno)
ESS	Energy Storage System (Sistema de armazenamento de energia)
EVA	Ethylene Vinyl Acetat (Espuma Vinílica Acetinada)
ISEC	Instituto Superior de Engenharia de Coimbra
LED	Light Emitting Diode (Díodo emissor de luz)
LID	Light Induced Degradation (Degradação induzida pela face traseira)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Seguidor de ponto de máxima potência)
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell (Emissor passivo e face traseira)
PID	Potential Induced Degradation (Degradação induzida por potencial)
PWM	Pulse Width Modulation (Modulação por largura de impulso)
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
QHab	Quadro da Habitação
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SoC	State of Charge (Estado da carga)
SoH	State of Health (Estado de saúde)
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
VRM	Victron Remote Management (Gestão remota da Victron)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampere
DiffHor	Irradiação solar difusa horizontal (kWh/m ²)
E_Array	Energia elétrica produzida pelo conjunto de painéis (kWh)
E_FrGrid	Energia elétrica consumida da rede (kWh)
E_Grid	Energia elétrica injetada na rede (kWh)
E_Miss	Energia não fornecida pelo sistema (kWh)
E_User	Energia elétrica fornecida diretamente às cargas (kWh)
GlobEff	Irradiação solar eficaz no plano dos painéis (kWh/m ²)
GlobHor	Irradiação solar global horizontal (kWh/m ²)
GlobInc	Irradiação solar incidente no plano dos painéis (kWh/m ²)
Hz	Hertz (Hz)
I	Corrente elétrica (A)
I_{mpp}	Corrente elétrica no ponto de máxima potência (A)
I_{cc,min}	Corrente elétrica de curto-circuito mínima (A)
K_θ	Fator de correção da resistência em função da temperatura
L	Comprimento total do cabo (m)
N_{max}	Número máximo de painéis por string
N_{min}	Número mínimo de painéis por string
P	Potência (W)
P_{mpp}	Potência no ponto de máxima potência (W)
R_f	Resistência elétrica do cabo por unidade de comprimento (Ω/m)
R_{condutor}	Resistência do condutor (Ω)
SoC	Estado de Carga (<i>State of Charge</i>)
SoH	Estado de Saúde (<i>State of Health</i>)
ΔU	Queda de tensão no cabo (V)
V	Volt (V)
V_{string}	Tensão da string (V)
V_{mpp}	Tensão no ponto de máxima potência (V)
V_{oc}	Tensão em circuito aberto (V)
W	Watt (W)
W/m²	Watt por metro quadrado
Wh	Watt-hora
kVA	Quilovolt-Ampere
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico

$^{\circ}\text{C}$	Graus Celsius
α	Ângulo de elevação solar
δ_s	Declinação solar
ϕ	Latitude do local
θ_z	Ângulo zenital

LISTA DE ANEXOS

Anexo A - Esquema multifilar do projeto

Anexo B - Datasheet Estrutura Coplanar - K2 MiniRail MK2

Anexo C - Datasheet inversor/carregador Victron Quattro 3 kVA a 15 kVA

Anexo D - Códigos de LED's Victron Quattro

Anexo E - Esquema de ligação das comunicações entre baterias e BMU

Anexo F - Datasheet Baterias BYD BATTERY-BOX PREMIUM LVL (2021)

Anexo G - Datasheet Paineis Trina Solar TSM-DE18M.08(II)

Anexo H - Datasheet Inversor Fronius Symo Advanced 20.0-3-M

Anexo I - Esquema de ligação entre baterias e barramentos Lynx

Anexo J - Datasheet Ziehl UFR1001E

Anexo K - Datasheet Cabo Solar H 1Z2Z2-K

Anexo L - Relatório Simulação PVsyst

1 INTRODUÇÃO

1.1 Importância das Energias Renováveis

A sociedade é muito dependente da energia elétrica, um recurso utilizado em larga escala quer no setor doméstico, quer no setor industrial. Como referido no "Manual de Boas Práticas de Eficiência Energética" [1], é essencial a diversificação das fontes de produção desta energia, garantindo a sustentabilidade e a segurança no abastecimento.

A dependência da energia elétrica apresenta alguns desafios: por um lado é necessário garantir o fornecimento desta energia de forma confiável e contínua; por outro lado, é crucial reduzir a emissão de gases efeito de estufa (GEE) para contribuir para a mitigação das alterações climáticas.

Os objetivos do Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), com vista a atingir a neutralidade carbónica em 2050 [2], têm foco na descarbonização da economia e na mitigação das alterações climáticas, através da aposta em energias renováveis, eficiência energética e inovação tecnológica, contribuindo para melhorar a produtividade económica, a saúde e a qualidade de vida da sociedade.

O Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) define metas e políticas relacionadas com o clima e com a energia até 2030, nomeadamente:

- o aumento de fontes de energia renováveis,
- o melhoramento da eficiência energética,
- a diminuição de emissão de gases efeito estufa e promoção do desenvolvimento de tecnologias limpas que impulsionem a transição para a descarbonização [3].

1.2 Aproveitamento de Energia Solar Fotovoltaica

Devido a reações que ocorrem no núcleo do sol, é emitida uma grande quantidade de energia, que chega ao planeta terra sob a forma de radiação eletromagnética, da qual apenas uma parte é visível [4]. A captura desta energia renovável, através de painéis fotovoltaicos, permite a geração de eletricidade sem emissão de poluentes nocivos ao meio ambiente e a diminuição da dependência de combustíveis fósseis. Este meio de produção de energia elétrica pode ser usado em instalações residenciais, comerciais e industriais, bem como em projetos de energia em grande escala.

1.2.1 Efeito Fotovoltaico - Princípio de funcionamento

O princípio de funcionamento é comum às várias tecnologias da primeira geração. Quando um fóton da radiação solar com energia suficiente atinge um elétron na banda de valência, este pode ganhar energia suficiente para se mover para a banda de condução (caso a energia resultante seja superior ao valor de hiato), deixando uma lacuna no seu lugar, que se comporta como uma carga positiva. Graças ao processo de dopagem do silício, é possível criar duas camadas na célula: uma camada tipo p, rica em "buracos" (cargas positivas), e uma camada tipo n, rica em elétrons livres (cargas negativas). Dessa forma, cria-se uma junção p-n na região entre essas duas camadas, gerando um campo elétrico interno que impede a recombinação dos elétrons com as lacunas. Quando os terminais são conectados a um sistema externo, os elétrons deslocam-se através dele, gerando uma corrente contínua (DC).

Um átomo de silício é constituído por catorze prótons e catorze elétrons. A sua banda de valência é formada por quatro elétrons. Quando é constituído um cristal de silício os átomos alinham-se, formando quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos. Assim, cada átomo partilha os seus quatro elétrons de valência com quatro elétrons de valência dos átomos vizinhos, com vista a atingir uma configuração estável (Figura 1.1).

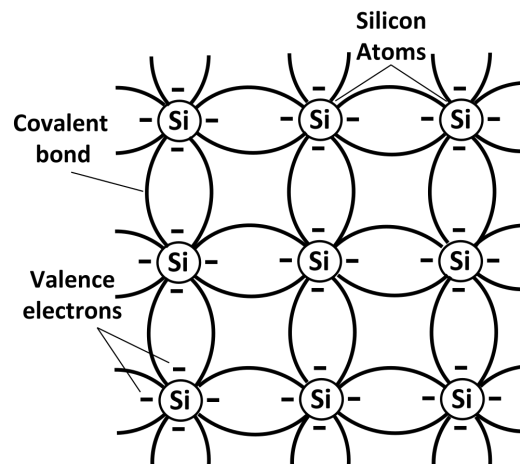


Figura 1.1: Ligações covalentes de um cristal de silício [5]

Se as células fotovoltaicas fossem constituídas por silício puro não seria possível produzirem energia, pois, embora os elétrons transitassem para a banda de condução acabariam por se recombinar com os "buracos", anulando o campo elétrico necessário para haver corrente elétrica.

O fenómeno de produção de energia através de células fotovoltaicas apenas é possível devido à dopagem do silício, que consiste na adição de elementos "estranhos" de

modo a alterar as propriedades elétricas, para que se criem duas camadas com potenciais distintos, uma com excesso de cargas positivas e outra com excesso de cargas negativas, relativamente ao silício, como se pode visualizar na figura 1.2.

O boro é o elemento normalmente usado para a criação da região do tipo *p*. Embora um átomo de boro forme quatro ligações covalentes com quatro elétrons de silício, uma dessas ligações é feita apenas com o elétron do silício, pois o elemento boro apenas possui três elétrons na sua camada de valência. A inexistência deste elétron é considerada um "buraco", ou seja, uma carga positiva. Quando um elétron vizinho ocupa este buraco é criado outro sucessivamente.

Para a criação da região *n* é usado o elemento fósforo. Um átomo de fósforo contém cinco elétrons na banda de valência. Assim, ao formar quatro ligações covalentes com o silício fica um elétron livre, comportando-se assim como uma carga negativa.

A dopagem de um cristal de silício constitui um semiconductor e a região entre os dois materiais é denominada junção *p-n*. Nesta junção *p-n* cria-se um campo elétrico, que faz com que os elétrons da banda de valência se movimentem para o terminal negativo e as lacunas (vistas como cargas positivas) se movimentem para o terminal positivo.

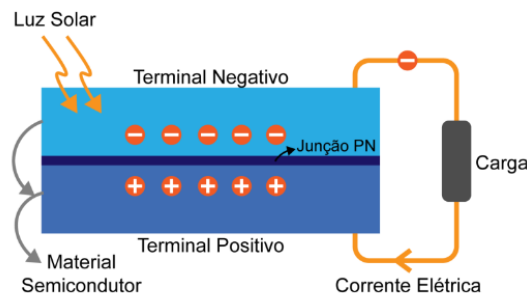


Figura 1.2: Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [6]

1.2.2 Geometria Terra-Sol

A Geometria Terra-Sol refere-se à disposição do planeta Terra em relação ao Sol, algo que tem um forte impacto no aproveitamento da energia solar, com vista a determinar qual a melhor posição para a instalação dos módulos fotovoltaicos. Para o estudo desta temática é necessário conhecer o conjunto de ângulos solares. Além disso, é necessário compreender as radiações solares de que queremos tirar proveito. A Radiação direta incide diretamente do sol sem ser refletida em nenhum obstáculo, contrariamente à Radiação difusa, que sofreu refração num obstáculo na atmosfera antes de incidir no painel.

Devido ao movimento de translação elíptico, o planeta terra atravessa quatro estações anualmente, uma vez que há uma variação da distância do sol à terra e existe

alteração da inclinação da terra em relação ao sol. A variação da distância descreve-se entre os $1,47 \times 10^8$ e $1,52 \times 10^8$ km [7]. Já a inclinação axial da terra (representada na Figura 1.3) é medida entre a perpendicular do plano de translação e o polo Norte. A variação da inclinação axial da terra varia ao longo de períodos bastante extensos, entre 22° e 25° , sendo que cada ciclo demora cerca de 41 mil anos [8]. Atualmente a inclinação axial é de $23^\circ 26' 21''$ [8].

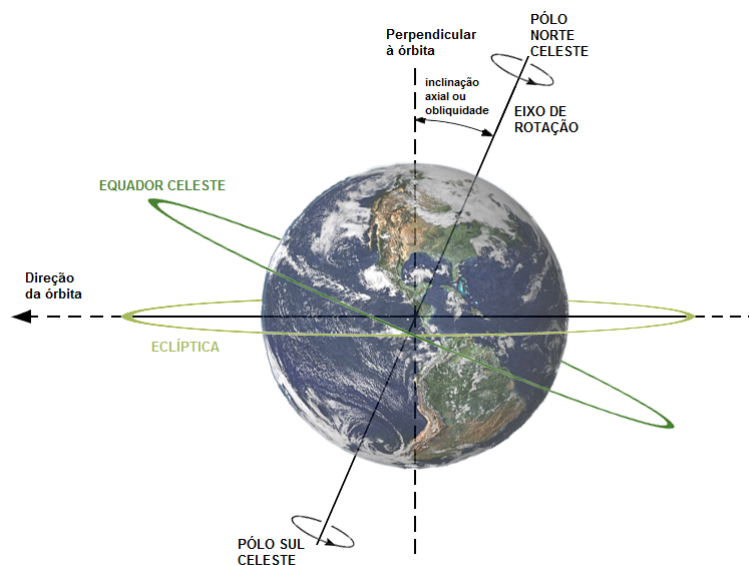


Figura 1.3: Inclinação Axial planeta Terra [9]

Na figura 1.4 podemos observar como se descreve o movimento da terra em torno do sol e quais os efeitos que disso advêm.

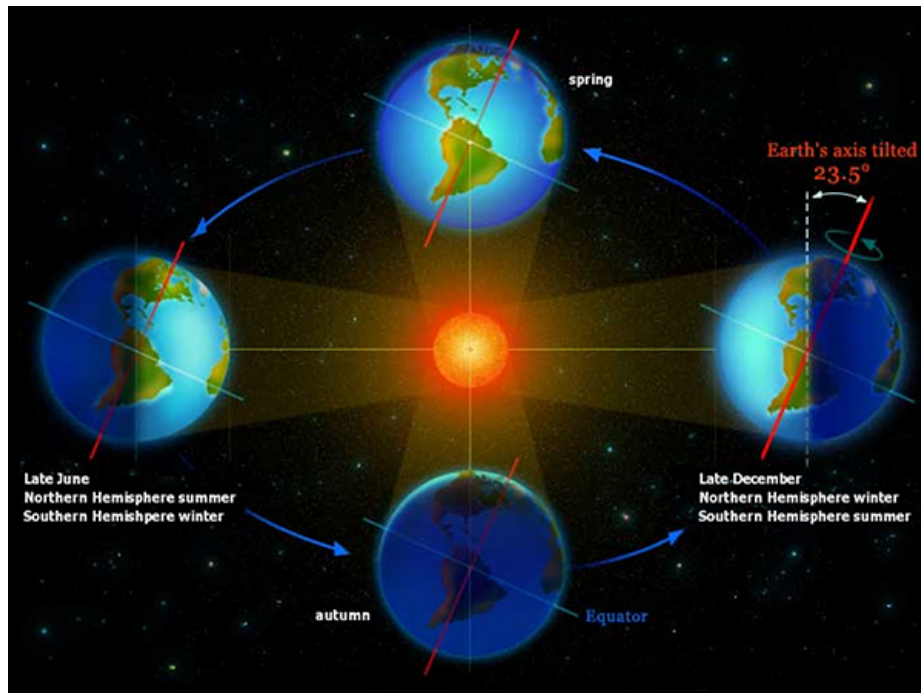


Figura 1.4: Órbita Terra Fonte [10]

Declinação Solar (δ_s)

A Declinação Solar define-se como o ângulo formado entre o plano do equador terrestre e o astro solar, varia ao longo do ano, devido à inclinação do eixo do planeta Terra, e é medido em graus e minutos. Este parâmetro atinge um valor nulo nos equinócios, que ocorrem aproximadamente a 20 de março e a 23 de setembro de cada ano. Nesses dias o Sol está exatamente alinhado com o equador terrestre, o que dá origem a que o dia e a noite tenham a mesma duração em todo o mundo. Por outro lado, os valores máximos para a declinação solar acontecem durante os solstícios: 21 de junho e 21 de dezembro. Nesses dias temos a distância máxima entre o equador e a direção do astro solar, atingindo assim uma declinação de $23,43^\circ$ no solstício de verão e $-23,43^\circ$ no solstício de inverno, conforme se encontra representado na figura 1.5. O valor da declinação solar pode ser calculado pela equação (1.2.1), sendo "n" o número do dia do ano.

$$\delta = 23,43^\circ \cdot \sin\left[360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right] \quad (1.2.1)$$

Onde:

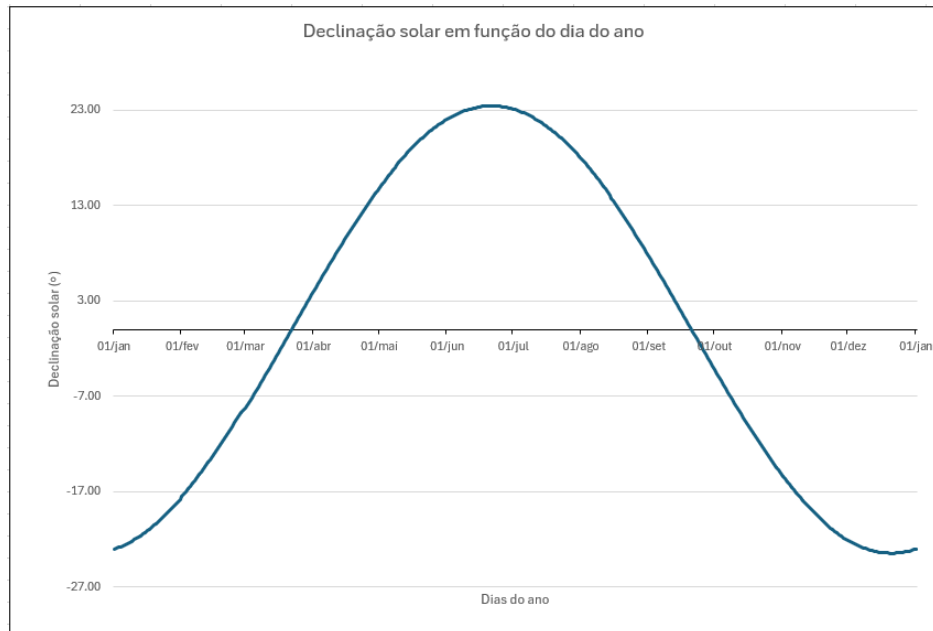


Figura 1.5: Declinação solar em função do dia do ano. Fonte: Autor¹

Ângulo horário (h)

O Ângulo horário, h , trata-se do ângulo entre a linha que conecta o centro da Terra ao Sol (projetada no plano do equador) e o meridiano local. Este ângulo é calculado através da seguinte equação (1.2.2):

$$h = (AST - 12) \cdot \frac{360}{24} \quad (1.2.2)$$

O Tempo Solar Aparente, AST , é o tempo baseado no movimento aparente do Sol no céu e depende do meridiano de cada zona. Pode ser calculado através da expressão (1.2.3):

$$AST = LST + \frac{ET}{60} \pm LC - DS \quad (1.2.3)$$

Onde:

LST = Instante em que o Sol passa pelo meridiano local;

ET = Variação do dia solar;

LC = Correção de longitude;

DS = Acerto da hora legal.

Uma vez que o instante em que o Sol cruza o meridiano local não corresponde necessariamente ao momento em que são indicadas 12 horas pelos nossos relógios, torna-se

¹ Doravante, todas as fotos sem referência explícita são consideradas como sendo do autor deste documento.

necessário incluir a variável LST na equação do tempo solar aparente, AST .

A variável ET refere-se à equação do tempo que permite ter em conta a variação do dia solar derivada da órbita da Terra ao redor do Sol, à declinação da Terra e à variação da velocidade de translação da Terra. Para o cálculo aproximado desta componente é necessária a determinação do parâmetro B com recurso à seguinte equação (1.2.4):

$$B = \frac{(N - 81) \cdot 364}{360} \quad (1.2.4)$$

Conhecendo B podemos determinar ET segundo (1.2.5):

$$ET = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B) \quad (1.2.5)$$

A introdução do valor LC corrige a longitude, considerando a diferença entre a longitude do meridiano de referência e a do local em estudo. O valor é calculado por (1.2.6):

$$LC = \frac{Lon_m - Lon}{15} \quad (1.2.6)$$

Sendo que:

Lon_m = Longitude do meridiano de referência;

Lon = Longitude do local.

O parâmetro DS indica o ajuste do horário oficial para o horário de verão ou inverno, o qual, em Portugal, equivale a 1 hora a partir do último domingo de março até ao último domingo de outubro, e zero durante o restante do ano.

Ângulo zenital (θ_z)

O Ângulo zenital é formado entre uma linha vertical imaginária no local de medição na superfície da Terra e a radiação solar incidente. Deste modo, quando o Sol está exatamente acima do observador, o ângulo zenital formado é zero graus (fenómeno que geralmente acontece ao meio-dia solar). Esta é uma variável de grande relevância para a determinação da quantidade de radiação solar que atinge a superfície terrestre num determinado instante e local. Quanto menor for o ângulo zenital maior será a quantidade de energia que incide no local por unidade de área. É possível calcular o valor deste ângulo através da equação (1.2.7):

$$\cos \Phi_z = (\cos \delta_s \cdot \cos h_s \cdot \cos l) + (\sin \delta_s \cdot \sin l) \quad (1.2.7)$$

Sendo:

θ_z : Ângulo zenital;

δ_s : Declinação solar;

h_s : Ângulo horário (posição angular do Sol acima do horizonte);

l : Latitude do local em estudo.

Pode-se relacionar o Ângulo zenital com a Altura solar (ângulo entre a linha do horizonte e direção da incidência dos raios solares nesse local), através da equação (1.2.8):

$$\phi + \alpha = 90^\circ \quad (1.2.8)$$

Horas de nascer e pôr do sol

Por definição, o nascer e o pôr do Sol ocorrem quando o Ângulo solar zenital atinge 90° , o que equivale ao momento em que o Sol aparece ou desaparece no horizonte. Para determinar esses horários, resolve-se a equação do cálculo do Ângulo zenital (1.2.7), em ordem ao ângulo horário, considerando um ângulo zenital de 90° , resultando na equação (1.2.9). Esta última equação permite calcular os ângulos horários do nascer e do pôr do Sol, h_{sr} e h_{ss} , respetivamente. Depois de serem conhecidos os ângulos horários, é possível substituir esses valores na equação apresentada para o Ângulo Horário (1.2.2), de modo a obtermos os horários do nascer e pôr do sol.

A relação entre o nascer e o pôr do sol é dada pela condição descrita em 1.2.9:

$$h_{ss} = -h_{sr} = \cos^{-1}(-\tan(L) \cdot \tan(\delta)) \quad (1.2.9)$$

A diferença entre as horas de pôr e de nascer do sol corresponde às horas teóricas de sol num determinado dia.

1.3 Enquadramento Legislativo

Em Portugal, a produção de eletricidade para autoconsumo e venda à rede elétrica nacional era regulamentada pelo Decreto-Lei nº 162/2019 [11], mais tarde substituído pelo Decreto-Lei nº 15/2022 [12], que, na presente data de elaboração deste documento, estabelece os requisitos para a instalação e operação de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), assim como para a venda de energia excedente. É importante referir ainda o Decreto-Lei nº 72/2022, que introduz simplificações de procedimentos burocráticos, agilizando assim processos e promovendo a transição para energias renováveis. A UPAC permite a produção da própria energia para utilização

Projeto e Instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

na instalação associada a cada CPE (Código de Ponto de Entrega), reduzindo assim os custos energéticos. O detentor da UPAC pode também celebrar um contrato com um comercializador de energia, para venda da energia excedente (que seja produzida pela UPAC mas não seja consumida na sua instalação), sendo desta forma remunerado pela energia injetada na RESP (Rede Elétrica de Serviço Público). Estes contratos, com o comercializador, têm um prazo máximo de 10 anos e são renováveis por 5 anos [13]. O procedimento a seguir para o registo da unidade de produção varia consoante a potência instalada e com a decisão de venda ou não da energia excedente. Deste modo, encontram-se apresentadas na Figura 1.6 e descritas abaixo as diretrizes a seguir para Unidades de Produção para Autoconsumo, conforme o Decreto de Lei nº 15/2022 [12]:

- Potência instalada igual ou inferior a 700 W: Encontram-se isentas de procedimentos de controlo prévio, desde que não esteja prevista a injeção de excedentes na RESP;
- Potência instalada superior a 700 W e inferior a 30 kW: Sujeitas a comunicação prévia, independentemente da intenção de injeção de excedentes na RESP;
- Potência instalada superior a 30 kW e inferior a 1 MW: Obrigatoriedade de efetuar um registo prévio e obtenção de certificado de exploração;
- Potência instalada superior a 1 MW: Sujeitas à obtenção de licença de produção e posteriormente à licença de exploração.



Figura 1.6: Condições Autoconsumo [14]

1.4 Motivação e objetivos

O desenvolvimento de soluções sustentáveis para produção de energia elétrica tornou-se uma prioridade global devido à crescente necessidade de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e as emissões de gases com efeito de estufa (GEE). Este projeto surge, em parte, para dar resposta a esta necessidade, tendo como foco a implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), baseada num sistema fotovoltaico. Este tipo de solução contribui para a sustentabilidade ambiental e permite uma redução significativa nos custos energéticos, promovendo a independência do abastecimento de energia da RESP.

O projeto tem como principais objetivos:

- Aprendizagem e desenvolvimento de competências técnicas: explorar tecnologias e metodologias de dimensionamento, instalação e integração de sistemas fotovoltaicos;
- Contribuição para o crescimento profissional do autor, proporcionando-lhe experiência prática e técnica numa área em rápida evolução;
- Promoção da eficiência energética: implementar uma solução prática que sirva de modelo para futuros projetos similares.

1.5 Organização do Documento

Este documento está estruturado em cinco capítulos, que abordam todos os aspetos do projeto, desde a contextualização teórica até à descrição da solução final implementada:

- **Introdução:** apresenta o contexto do projeto, incluindo a relevância das energias renováveis e o enquadramento legislativo em Portugal;
- **Tecnologias Fotovoltaicas:** explora os princípios de funcionamento, diferentes tecnologias de células fotovoltaicas e fatores condicionantes do desempenho dos módulos;
- **Caso de Estudo - Quinta X:** descreve o local da instalação e respetivas características que levaram ao desenvolvimento do projeto;
- **Solução Encontrada:** apresenta as soluções implementadas, descreve os componentes principais, aborda as etapas de desenvolvimento do projeto e descreve o modo de funcionamento da UPAC, assim como possíveis configurações;
- **Conclusões e Trabalho Futuro:** reflete acerca dos resultados alcançados e sugere possíveis desenvolvimentos.

2 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

2.1 Evolução das Tecnologias Fotovoltaicas

O desenvolvimento dos sistemas de geração de energia elétrica de base fotovoltaica teve o seu início com as células de silício, ditas de primeira geração. Posteriormente, numa lógica de poupança de matéria-prima, surgiram tecnologias de filmes finos, que podem ser fabricadas com substratos flexíveis, dando origem às tecnologias de segunda geração. Mais tarde, as tecnologias da terceira geração tentaram superar as limitações das tecnologias, entregando melhor custo e maior eficiência através de células sensibilizadas por corante e de células orgânicas. Na Tabela 2.1 apresenta-se um resumo da tecnologia e dos materiais utilizados.

Geração	Tecnologia	Materiais utilizados
1º	Silício Cristalino	Silício Policristalino; Silício Monocristalino
2º	Filmes finos	Silício Amorfo (a-Si); Telureto de cádmio (CdTe); Seleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)
3º	Semicondutores	Arseniato de gálio (GaAs); Fosforeto de índio-gálio (InGaP)

Tabela 2.1: Tecnologias Fotovoltaicas

O desenvolvimento das tecnologias fotovoltaicas tem tido como foco ultrapassar as limitações associadas à eficiência e ao custo dos equipamentos. Entre as inovações mais relevantes, destacam-se os módulos bifaciais, que conseguem captar radiação solar em ambas as faces, os painéis com células de Perovskita, reconhecidos pelo seu elevado potencial de eficiência e custos de produção reduzidos, e as células Tandem, que combinam diferentes materiais para otimizar a absorção da luz solar. Estes progressos apontam para um futuro promissor, onde soluções fotovoltaicas mais eficientes e económicas desempenharão um papel crucial na transição energética [15].

2.1.1 Tecnologias de 1ª geração - Silício Cristalino

As células de silício cristalino, pertencentes à primeira geração das tecnologias fotovoltaicas, são as mais amplamente usadas até hoje. Estas células podem ser essenciais

almente de dois tipos:

- **Silício Monocristalino**, obtido de um único cristal de silício puro;
- **Silício Policristalino**, proveniente de múltiplos cristais de silício.

As células multicristalinas apresentam menor eficiência (13 a 18 %) relativamente às células monocristalinas, uma vez que a estrutura molecular contém descontinuidades que dificultam o movimento dos elétrons, resultando assim numa menor potência de saída. Embora apresentem custos de produção mais baixos, possuem uma vida útil menor. Estas células têm uma aparência mais azulada, resultante da estrutura cristalina múltipla.

Por outro lado, as células de silício monocristalino, graças à sua estrutura molecular organizada, permitem eficiências mais elevadas (entre 15 a 22 %). Têm como desvantagem a produção mais complexa e com maiores quantidades de silício puro necessário, o que aumenta os seus custos de produção. Distinguindo-se das células multicristalinas, este tipo de células apresenta uma aparência de cor preta, referente à estrutura cristalina única.

Além das células Monocristalinas e Policristalinas, existe outra tipologia de células considerada de primeira geração: as células de silício amorfo. Este tipo de células não teve implementação em grande escala, em parte justificado por não apresentarem uma estrutura cristalina definida, o que resulta em eficiências baixas (entre 6% e 9%). Apesar disto têm como vantagem os reduzidos custos de produção.

2.1.2 Tecnologias de 2ª geração - Filmes Finos

Devido ao elevado preço de produção dos painéis fotovoltaicos associado ao custo do silício cristalino, a indústria viu-se obrigada a procurar alternativas economicamente mais viáveis. Deste modo, foram desenvolvidas tecnologias que utilizam semicondutores com espessuras muito menores (na ordem das unidades de micrómetro), para tentar diminuir o custo das matérias-primas necessárias à produção dos módulos fotovoltaicos. Além da utilização do silício amorfo, nestas tecnologias foram utilizadas junções de materiais tais como:

- Cobre, índio, gálio e selénio (CIGS);
- Telureto de cádmio (CdTe);
- Arsénio de gálio (GaAs).

Estas tecnologias primam pela simplicidade do processo de produção. Estas células podem ser aplicadas sobre substratos flexíveis, permitindo aplicações inovadoras tais como: painéis fotovoltaicos integrados em edifícios, dispositivos portáteis (como calculadoras) e até mesmo em roupas com tecnologia solar [15]. Assim, a produção destas células apresenta como vantagem a possibilidade de poder ser feita com diver-

sas formas e tamanhos.

Por outro lado, apesar dos menores custos de produção, relativamente à geração anterior, as células de filmes finos não conseguem atingir eficiências tão altas como as da geração anterior, o que se traduz na necessidade de uma maior área para produzir a mesma quantidade de energia. Além disto, estas apresentam uma maior degradação do que as células de silício cristalino.

2.1.3 Tecnologias de 3ª geração - Filmes Finos

A terceira geração de tecnologias fotovoltaicas emerge com base no desenvolvimento da energia solar, focando-se em grande parte no aumento da eficiência dos módulos com base na utilização de novos materiais, juntamente com um menor custo de produção. Além disto, têm como objetivo conseguir ultrapassar o limite de Shockley-Queisser, que refere que a eficiência termodinâmica de uma célula fotovoltaica de junção única é cerca de 33 %, nas condições de uma temperatura ambiente de 300 K e um espectro AM1,5 [16]. Esta geração abrange tecnologias como: células orgânicas, células sensibilizadas por corante, células de Perovskita, células de ponto quântico e células de múltipla junção.

2.2 Constituição de painéis fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são essencialmente um conjunto de módulos, interligados entre si através de ligações em série e em paralelo para obter a tensão e corrente pretendidas à saída do painel.

Os painéis são constituídos por vários componentes, como representado na Figura 2.1.

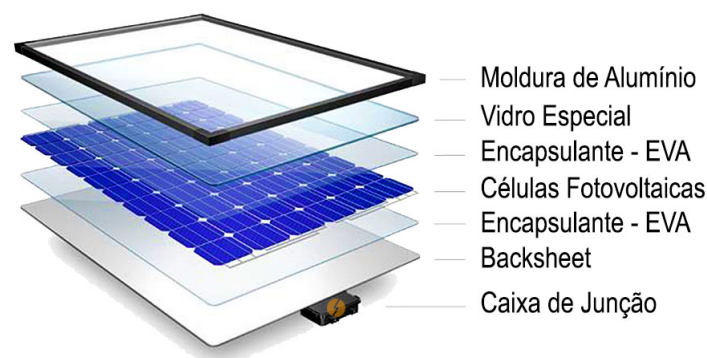


Figura 2.1: Componentes de um painel fotovoltaico [17]

Os componentes dos painéis têm requisitos específicos, de acordo com as funções desempenhadas, nomeadamente:

- **Moldura de alumínio anodizado ou *frame*:** Estrutura que oferece robustez ao painel, para que seja capaz de suportar cargas mecânicas e evitar torções que possam danificar as células. É utilizado o alumínio por ser um material leve mas com robustez suficiente para suportar cargas e condições climáticas adversas.
- **Vidro temperado:** Vidro na parte frontal do painel para proteção de impactos nas células fotovoltaicas. Além disto, este componente é submetido a um tratamento especial com uma substância anti-reflexiva, para permitir que a radiação atravessa o vidro ao invés de ser refletida. Os painéis são submetidos ao teste de impacto *Hailstone*, em que esferas de gelo com dimensões de 10 a 25 milímetros de diâmetro, a uma velocidade de 20 a 35 metros por segundo, atingem o painel em diversos pontos. Para ser aprovado neste teste de impacto, o painel não poderá apresentar quebras no vidro frontal e a eficiência terá de ser mantida nos níveis esperados [18].
- **Material de encapsulamento Etileno Acetato de Vinilo (EVA):** Película flexível, translúcida e não refletora da radiação solar, que se localiza sob o vidro temperado e acima das células, garantindo o isolamento elétrico das células e retardando o seu envelhecimento.
- **Camada traseira *Backsheet*:** Camada que se situa na parte traseira do painel, composta por plástico branco e que tem como função proteger as células da humidade, poeira e outros agentes externos. Além disto, contribui também para o isolamento elétrico e para a resistência estrutural do painel.
- **Caixa de junção (*Junction box*):** Este componente situa-se na parte traseira dos painéis fotovoltaicos e é essencial para o seu funcionamento dos mesmos. Nesta caixa estão contidos os díodos *bypass*, por onde passa a corrente quando ocorre sombreamento parcial no painel, evitando perdas de potência. Nesta caixa estão ligados dois cabos (um para o polo positivo e outro para o polo negativo), que permitem a interligação entre os painéis, de forma simples, eficiente e segura.
- **Busbars (barramentos):** Os busbars interligam as células fotovoltaicas, fazendo a recolha da corrente gerada em cada uma. Este componente permite que células solares sejam conectadas formando uma matriz em série ou em paralelo, o que permite ajustar a tensão e a corrente de saída do painel para os níveis desejados. Quanto maior for o número de busbars maior será a eficiência do módulo, pois haverá diminuição da resistência interna (Figura 2.2).

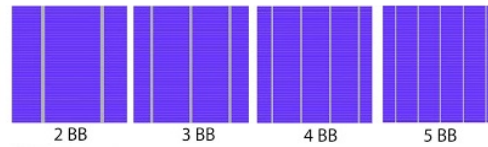


Figura 2.2: Busbars [19]

2.3 Variantes Tecnológicas

2.3.1 Tecnologia *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC)

Nos módulos convencionais, parte da radiação solar que atinge os painéis fotovoltaicos atravessa as células sem que seja utilizada para a produção de eletricidade. A tecnologia PERC consiste em adicionar uma camada suplementar na parte traseira das células que impede a passagem dessa radiação sem que seja utilizada, fazendo com que seja refletida e incida novamente na célula para a tentativa de uma segunda conversão em energia elétrica, tal como apresentado na Figura 2.3.

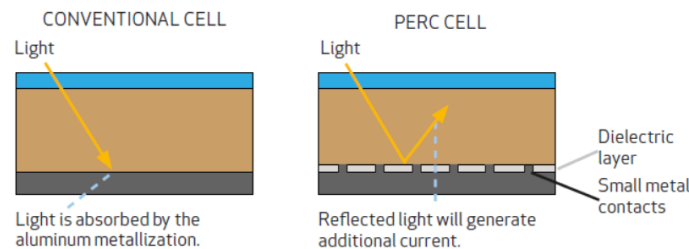


Figura 2.3: Comparação entre células convencionais e células com a tecnologia PERC [20]

Além disto, uma vez que as células convencionais não possuem esta camada na parte traseira das células, uma parte da radiação incidente acaba por atravessar a célula, acabando por ser desperdiçada, ou absorvida pela camada de alumínio, aumentando a temperatura da célula e, conseqüentemente, diminuindo a sua eficiência.

2.3.2 Half-Cell

Esta tecnologia consiste no corte das células a meio, que resulta em benefícios em termos de desempenho e eficiência dos painéis. Ao cortar as células a meio, a corrente gerada por cada célula passa a ser metade da corrente gerada por uma célula convencional, o que faz com que as perdas por efeito de Joule sejam mais baixas, já que $P = R \cdot I^2$. Além disso, faz com que painéis com esta tecnologia integrada obtenham potências de saída mais elevadas que os convencionais para casos de sombreamento parcial.

2.4 Análise do desempenho dos painéis fotovoltaicos

A eficiência dos painéis fotovoltaicos é um dos parâmetros mais relevantes na análise do desempenho e da viabilidade de sistemas de energia fotovoltaica. Este parâmetro pode ser influenciado por diversos fatores, desde as condições ambientais até às características do material e da tecnologia utilizada. Para compreender os principais desafios e limitações que afetam a eficiência dos módulos fotovoltaicos, é essencial analisar fenômenos como a degradação potencial induzida (PID) e a degradação induzida por luz (LID). Além disso, podem ser usadas ferramentas de análise de desempenho de modo a facilitar a compreensão do funcionamento dos módulos em análise, tais como as curvas características I-V (corrente-tensão) e P-V (potência-tensão), que fornecem informações detalhadas sobre o comportamento elétrico dos painéis sob diferentes condições de operação.

2.4.1 Efeito *Potencial Induction Degradation* (PID)

O efeito *Potencial Induced Degradation*, PID, é um fenômeno indesejado que acontece nos painéis fotovoltaicos, devido à diferença de potencial entre as células e o material que as envolve (normalmente o "quadro" ou "frame" do painel), e que causa diminuição da eficiência dos módulos.

A diferença de potencial entre as células e os restantes materiais (que pode ser significativamente elevada nos pólos das *strings*), origina migração de iões para dentro das células, que "atrapalham" o fluxo da eletricidade, uma vez que afetam o equilíbrio de cargas do semicondutor necessário para a geração de corrente, fazendo com que os módulos produzam menos energia.

O fenômeno é agravado pela humidade e por altas temperaturas que diminuem a resistência entre os materiais isolantes do painel e o interior das células (tornando os materiais mais condutores), facilitando assim a migração dos iões. Além destes fatores, como é evidente, a tensão a que estão sujeitas as células também influencia o efeito PID. Assim, quanto maior for a tensão a que as células se encontram, maior será a diferença de potencial entre as células e os materiais isolantes (normalmente aterrados) e, conseqüentemente, mais fácil será a movimentação dos iões.

Uma solução para anular este efeito seria aterrar o polo negativo de cada *string*. Contudo apenas seria possível em sistemas com inversores que tenham isolamento galvânico (que tenham transformador), ou a inversores sem transformador mas com aterramento interno (não usuais). Outra solução seria tentar reverter os efeitos do PID aplicando uma tensão inversa aos módulos (por exemplo durante a noite) [16]

2.4.2 Efeito *Light Induction Degradation* (LID)

O efeito LID é um fenómeno que acontece nas primeiras horas de exposição dos painéis fotovoltaicos à radiação solar, resultando numa perda de eficiência entre 1 e 4% [21]. Durante o fabrico dos módulos ficam retidas pequenas quantidades de oxigénio nos cristais de silício. Quando os fotões da luz solar atingem as células, provocam a movimentação dos átomos de oxigénio e boro, presentes nos cristais de silício, formando combinações entre estes átomos, que "absorvem" os eletrões excitados que iriam ser usados para a produção de eletricidade, diminuindo assim a eficiência dos painéis [21].

2.4.3 Curvas I-V

As curvas I-V são gráficos que representam a tensão e corrente elétrica gerada por um painel ou célula fotovoltaica, para diferentes condições de irradiância e temperatura. A análise destes gráficos é essencial para entender o desempenho dos painéis fotovoltaicos, uma vez que, torna possível a determinação do ponto MPP (Maximum Power Point), onde o produto entre a tensão elétrica e a corrente é máximo (máxima potência de saída) (Figura 2.4).

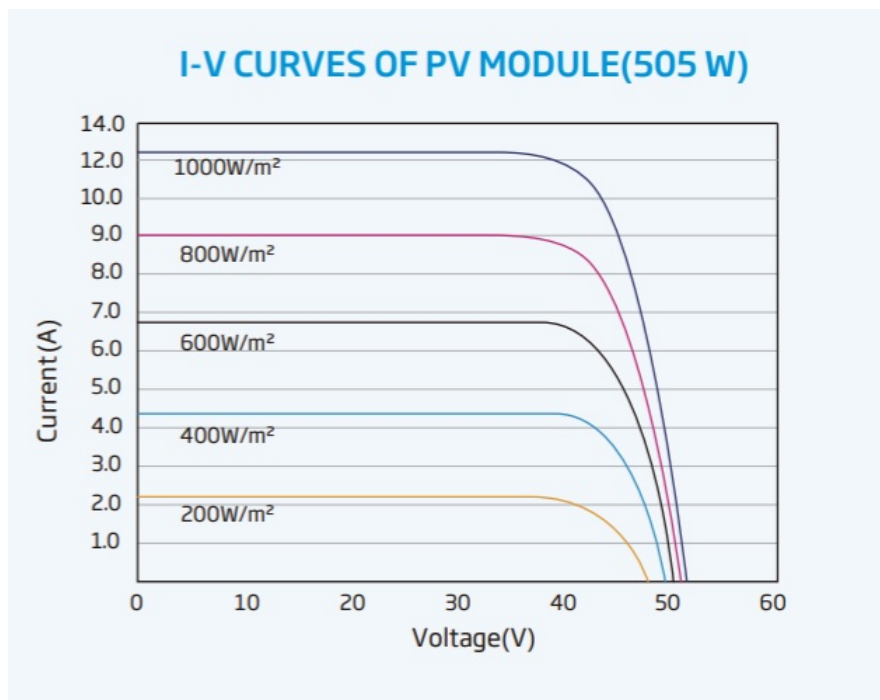


Figura 2.4: Curvas I-V de um módulo fotovoltaico de 505 W sob diferentes níveis de irradiância. [22]

As curvas I-V revelam os seguintes comportamentos:

- A corrente elétrica gerada é diretamente proporcional à irradiância. Para irradiâncias mais altas, a corrente de curto circuito aumenta.

- A tensão nos terminais do módulo/célula permanece relativamente constante para diferentes níveis de irradiância, especialmente na região próxima ao MPP.
- O comportamento da curva muda com a temperatura: temperaturas mais elevadas reduzem a tensão nos terminais, diminuindo a potência gerada.

2.4.4 Curvas P-V

As curvas P-V (potência-tensão) são fundamentais para caracterizar o desempenho dos módulos e células fotovoltaicas, fornecendo informações essenciais sobre a relação entre a tensão (V) e a potência (P) sob diferentes condições de irradiância e temperatura. A análise destas curvas é crucial para o dimensionamento e otimização dos sistemas fotovoltaicos.

As curvas P-V, como ilustrado na Figura 2.5, representam a relação entre a potência (P) e a tensão (V) aos terminais do módulo. Cada curva P-V apresenta um ponto de máxima potência (*Maximum Power Point*, MPP), no qual a potência gerada aos terminais do módulo em estudo é máxima. Este ponto varia consoante as condições ambientais, como a irradiância solar e a temperatura (Figura 2.5).

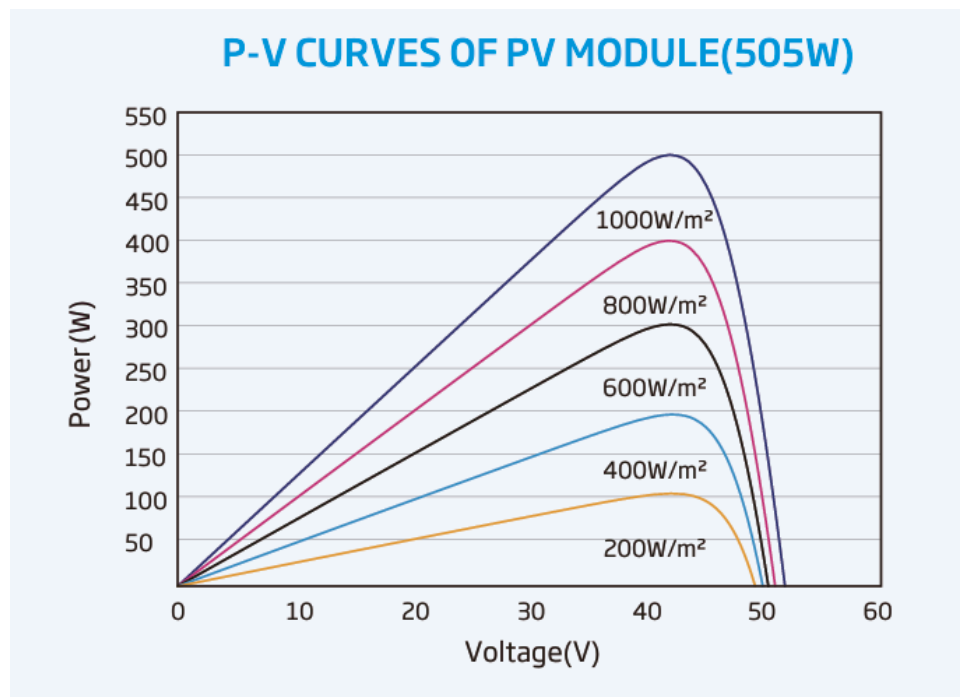


Figura 2.5: Curvas P-V de um módulo fotovoltaico de 505 W sob diferentes níveis de irradiância. [22]

As curvas P-V mostram que:

- Para níveis mais altos de irradiância (exemplo, 1000 W/m^2), a potência máxima gerada pelo módulo aumenta, o que corresponde a um deslocamento do MPP para tensões mais altas.

- À medida que a irradiância diminui, a potência máxima gerada também reduz, enquanto o ponto de máxima potência se mantém aproximadamente no mesmo intervalo de tensão. Este comportamento evidencia que a tensão no MPP não é significativamente afetada pela irradiância, contrariamente à corrente gerada, que diminui, resultando numa menor potência de saída.
- Por outro lado, as variações de temperatura afetam principalmente a tensão nos terminais do módulo/célula. Para temperaturas mais elevadas, observa-se uma redução na tensão do MPP, diminuindo a potência gerada.

2.5 Associação de painéis fotovoltaicos

Ao serem atingidos pela radiação solar, as células fotovoltaicas apresentam uma tensão aos seus terminais, que varia consoante as suas características. A associação de painéis fotovoltaicos é uma prática essencial para adequar as características elétricas do conjunto às necessidades específicas de cada instalação. Estas associações podem ser realizadas em série ou em paralelo, ajustando os valores de tensão e corrente na saída do sistema, o que influencia diretamente a eficiência do sistema.

2.5.1 Painéis conectados em série

Uma *string* é um conjunto de painéis ligados em série, ou seja, na prática é ligado o terminal negativo do painel 1 ao terminal positivo do painel 2, seguidamente do negativo do painel 2 ao positivo do painel 3 e assim sucessivamente (conforme representado na Figura 2.6), resultando a tensão da *string* da soma das tensões de cada painel. Deste modo, ligam-se painéis em série até que a tensão aos terminais da *string* esteja dentro do intervalo de tensões admitido pelo inversor.

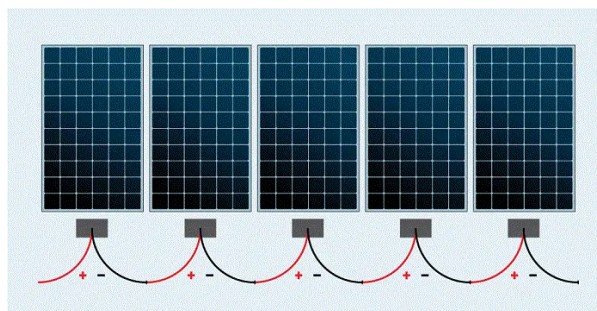


Figura 2.6: Ligação painéis em série [23]

Uma vez que os painéis estão ligados em série, quando adicionamos painéis a uma *string* a tensão aos seus terminais aumenta, mas a corrente mantém-se, como pode ser verificado nas equações 2.5.1 e 2.5.2:

- Tensão total:

$$V_{total} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (2.5.1)$$

- Corrente total:

$$I_{total} = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (2.5.2)$$

Este tipo de conexão tem como desvantagem o caso de uma parte da *string* estar sujeita a sombreamento ou avariada, afetando a corrente resultante da *string* uma vez que irá ser limitada ao painel com menor desempenho.

2.5.2 Painéis conectados em paralelo

Neste tipo de ligação, todos os terminais negativos dos painéis são ligados entre si e todos os terminais positivos são ligados entre si também. Obtemos assim, aos terminais da *string* a soma da corrente de cada painel e uma tensão constante.

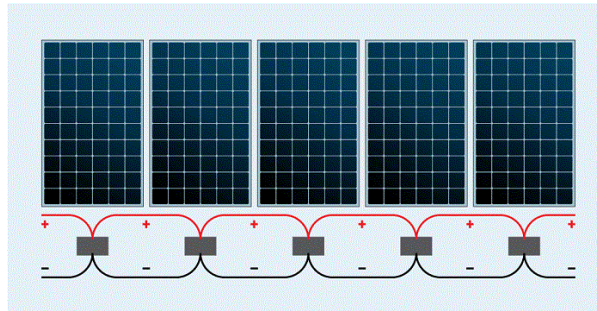


Figura 2.7: Ligação painéis em paralelo [23]

Deste tipo de ligação resultam as seguintes equações 2.5.3 e 2.5.4:

- Tensão total:

$$V_{total} = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (2.5.3)$$

- Corrente total:

$$I_{total} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (2.5.4)$$

Nas ligações de painéis em paralelo conseguem-se valores altos de corrente, o que poderá ser útil para sistemas com baterias de baixa tensão. Além disto, se um painel da *string* estiver sombreado ou avariado, os restantes continuam em funcionamento normal. Por outro lado, esta ligação tem como desvantagem a necessidade de cabos com maiores secções condutoras para transportar correntes elevadas e, consequentemente, maiores custos associados.

2.6 Influência da temperatura nos painéis fotovoltaicos

Contrariamente à percepção comum, o desempenho dos painéis fotovoltaicos não é otimizado para altas temperaturas. Na verdade, a ocorrência de temperaturas elevadas afeta o desempenho dos painéis, principalmente através da diminuição da tensão aos seus terminais, que se traduz em menor potência gerada nos módulos.

Este efeito é medido através do coeficiente de temperatura, que se traduz na variação percentual da potência de saída para cada grau Celsius que aumenta acima da temperatura de teste padrão (25°C).

Exemplo: Se um painel apresentar um valor de coeficiente de temperatura de $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$ e operar a 45°C (20°C acima da temperatura de teste padrão), terá uma perda de potência de:

$$20^{\circ}\text{C} \cdot (-0,4\%/^{\circ}\text{C}) = -8\% \quad (2.6.1)$$

Ou seja, o painel perderá 8% da sua capacidade nominal devido ao efeito da temperatura. Deste modo, é essencial dimensionar o sistema tendo em conta a influência da temperatura demonstrada acima, mas também adotar estratégias para minimizar o impacto, tais como: garantir uma ventilação adequada, escolher um local para a instalação onde haja boa circulação de ar, preferencialmente com brisas regulares e selecionar painéis com coeficiente de temperatura adequado para o clima local.

2.7 Inversor

Os inversores são responsáveis pela conversão da corrente contínua (produzida pelos painéis), para corrente alternada com características idealmente iguais às da rede elétrica nacional. Existem vários tipos de equipamentos deste tipo, de acordo com as necessidades de cada sistema fotovoltaico, a dimensão da instalação, o regime de funcionamento, entre outros fatores. Com o avanço da tecnologia, estes componentes, além de fazerem a conversão da energia produzida pelos módulos, assumiram também um papel fundamental na deteção de falhas, proteção do sistema e monitorização.

Os inversores podem ser classificados com base em diversos critérios, apresentados na Figura 2.8, tais como: tipologia de ligação, tipo de conversão, modulação e controlo, etc.

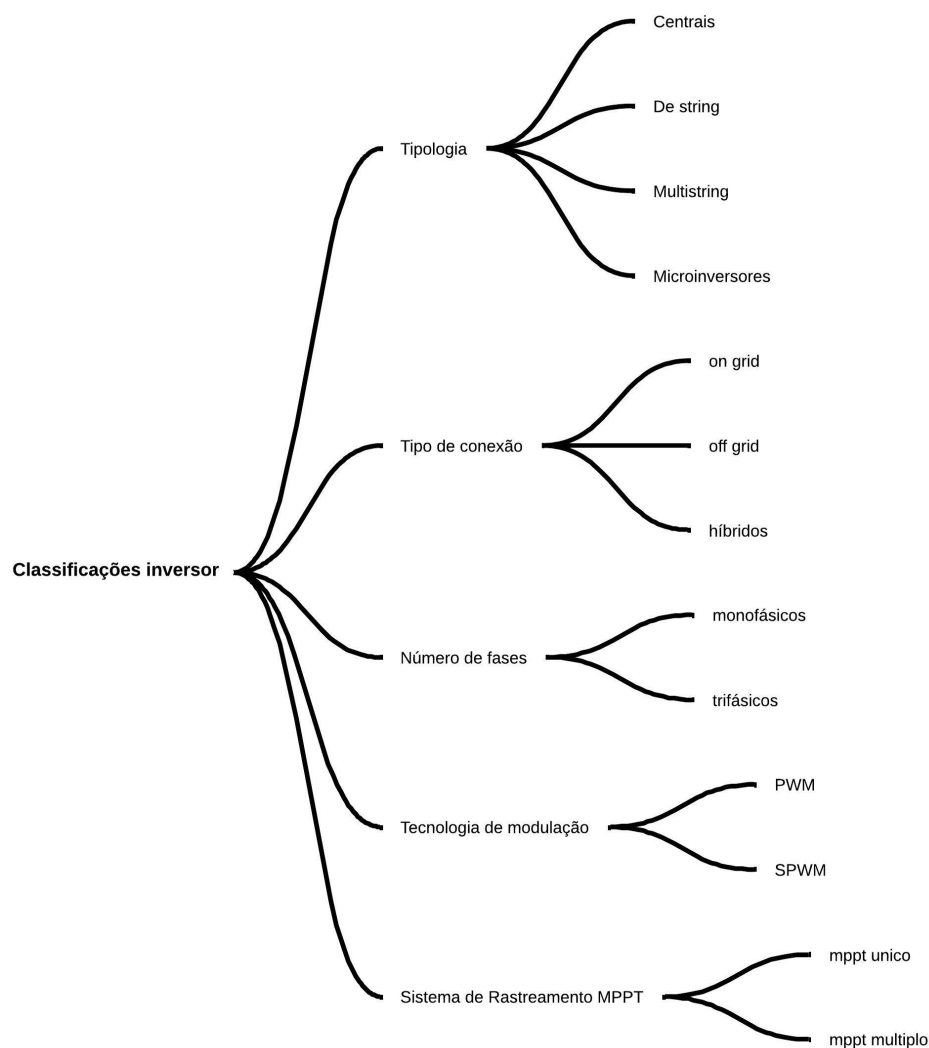


Figura 2.8: Tipologias de Inversores Fotovoltaicos

Inversores isolados/não isolados

No início dos sistemas fotovoltaicos, os inversores continham um transformador, utilizado para conseguir que os valores de tensão de saída do inversor fossem mais próximos dos da rede pública. No entanto, com o avanço da eletrónica de potência este elemento caiu em desuso, uma vez que é possível garantir valores de tensão à saída do inversor bastante semelhantes aos da rede [24], conseguindo assim utilizar inversores com menores pesos e, por isso, de instalação mais fácil. Além disto, a inclusão de transformadores nos inversores representa um custo significativo no preço final destes equipamentos e limita a eficiência dos inversores (graças às perdas introduzidas por esses componentes) [24]. Deste modo, o uso de transformadores nos inversores fotovoltaicos apenas é justificado em casos em que seja essencial o isolamento entre o sistema fotovoltaico e a rede pública ou nos casos em que a saída AC do inversor não tem características de tensão semelhantes às da rede pública local.

Atualmente, dado que os inversores fotovoltaicos funcionam com tensões de entrada maiores, é regular a utilização de inversores estáticos (sem transformador), uma vez que apresentam preço mais reduzido e melhores eficiências de conversão [25].

Tipos de comutação dos inversores

Os inversores não isolados utilizam elementos semicondutores para realizar a comutação, comutando com altas frequências entre o modo de corte (isolante) e modo de saturação (condutor), resultando assim um sinal alternado quadrado na saída, que com recurso a filtros de potência pode ser transformado num sinal sinusoidal. A inversão ideal tem como objetivo obter na saída um sinal com baixo conteúdo harmónico (que pode ser filtrado por condensadores e bobinas) e com alto fator potência. Os inversores podem ser classificados de dois modos quanto aos dispositivos utilizados para realizar a comutação, caso sejam tirístores ou transístores [25].

- **Inversores comutados pela rede:** Os inversores comutados pela rede usam o tiristor como elemento de comutação. Estes elementos são semi-comandados, dado que apenas permitem o controlo do instante de passagem à condução e não o instante de passagem ao corte. A passagem ao corte dá-se quando a corrente se anula, devido à presença de tensão da rede, acontecimento que também pode ser simulado com a presença de circuitos auxiliares que façam a mesma função. Apesar da praticidade este método de inversão introduzia um elevado conteúdo harmónico no sinal de saída, pelo que caiu em desuso na indústria fotovoltaica [15].
- **Inversores totalmente comutados:** Atualmente os semicondutores utilizados são os IGBT ou os MOSFET que funcionam com altas frequências de comutação (dezenas ou centenas de kHz) [15], e que permitem o controlo no instante de

passagem ao corte e no de condução, tornando possível ajustar o conteúdo harmônico e o fator potência. Estes inversores podem ser do tipo fonte de tensão ou fonte de corrente, sendo que o tipo vulgarmente utilizado é o tipo fonte de tensão, em que uma onda da tensão é introduzida como referência e o objetivo do sistema de controlo é obter uma forma de onda da tensão à saída com as mesmas características da referência. Utiliza-se assim a técnica de controlo de modulação por largura de impulso (PWM), em que a comutação dos semicondutores é feita pela comparação entre a onda sinusoidal de referência e uma onda triangular de frequência elevada, obtendo-se uma onda com impulsos de amplitude constante e largura variável. Em alternativa, no esquema de controlo de corrente é a forma de onda da corrente que é dada como referência, pelo que neste caso é a forma de onda da tensão de saída que é variada até que se atinja a forma de onda da corrente de saída pretendida.

Ligação à rede

Quanto ao tipo de conexão com a rede, os inversores podem ser integrados três tipologias de sistemas fotovoltaicos, sendo que para cada um deles existe uma gama de inversores.

- **Sistemas conectados à rede pública (*On grid*):** Este tipo de Sistemas fotovoltaicos encontram-se ligados à rede pública e dependem dela para funcionar, pelo que não é exigido que contenham baterias acumuladoras de carga. A energia produzida pode ser diretamente consumida na instalação, pode ser injetada na rede pública (e possivelmente remunerada) ou pode ser armazenada em baterias. Em caso de falha na rede pública o sistema deixa de funcionar mesmo que contenha baterias, o que se traduz numa desvantagem deste tipo de sistema.
- **Sistemas isolados (*Off-grid*):** Os sistemas isolados encontram-se completamente separados da rede pública, não tendo nenhum tipo de ligação à mesma. Ao contrário da tipologia de sistema mencionada anteriormente, estes sistemas não dependem da rede e usualmente contêm baterias para o armazenamento da energia produzida.
- **Sistemas híbridos:** Permitem o funcionamento com e sem a rede pública. Caso haja uma falha na rede o inversor utiliza um modo *Off-grid* para alimentar as cargas, impedindo a passagem de energia para a rede pública, garantindo assim a segurança para efetuar manutenção na mesma. Além disto, esta tipologia permite também a venda de energia para injeção na rede caso se verifique o normal funcionamento da infraestrutura elétrica pública e assim se pretenda (exemplo: caso as baterias tenham a carga máxima e continue a haver excedente de produção que não é consumido pelas cargas).

Ligação às strings

A integração eficiente dos módulos fotovoltaicos com os sistemas de inversão é um dos fatores cruciais para o desempenho geral de uma instalação fotovoltaica. Nos tópicos seguintes são abordadas as diferentes tipologias de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos, com foco na forma como estes se conectam às strings dos módulos [25].

- **Inversor Central**

Os inversores centrais são normalmente utilizados em sistemas fotovoltaicos com alguma dimensão, onde são conectadas várias strings em paralelo na entrada do inversor, conforme apresentado no esquema da Figura 2.9. Tem como desvantagens o facto do mau funcionamento de uma string poder afetar o funcionamento de todo o sistema, uma vez que não permite a tecnologia MPPT (máximo ponto de potência) para cada série de módulos.

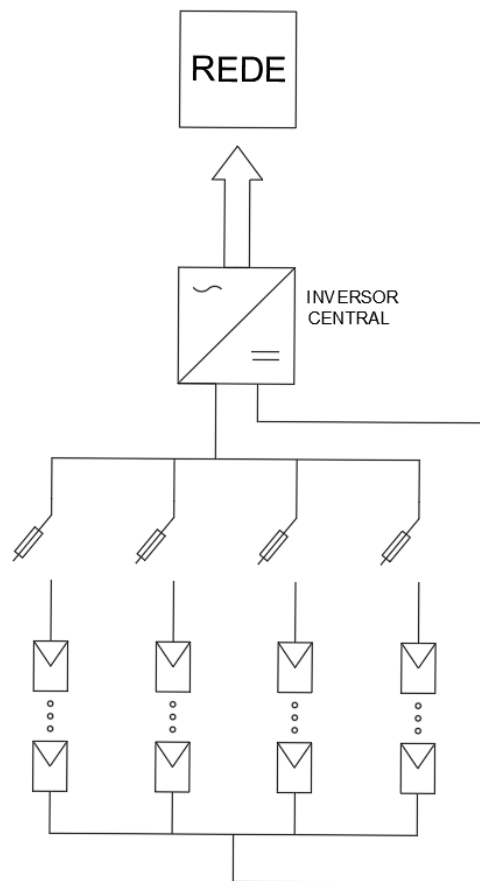


Figura 2.9: Inversor central

- **Inversor de String**

Esta tipologia de inversor usa-se apenas para a conexão de uma série de painéis fotovoltaicos, conforme apresentado no esquema da Figura 2.10. Esta opção im-

plica custos mais elevados e apenas é viável para sistemas fotovoltaicos de pequena dimensão. Tem como vantagem a diminuição de defeitos tais como o sombreamento, uma vez que cada inversor adapta-se unicamente a uma string, não sendo afetado pelos defeitos de outras.

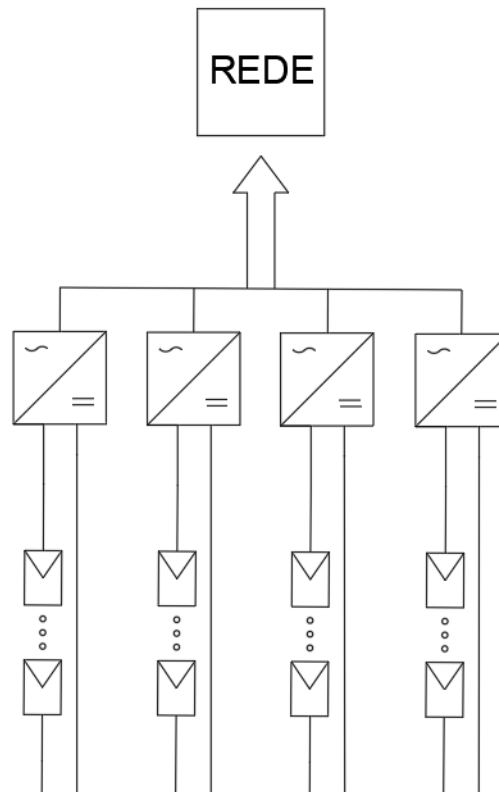


Figura 2.10: Inversor string

- **Inversor Multistring**

Os inversores multistring são os mais indicados para instalações que contenham strings sujeitas a condições distintas, tais como: diferentes orientações, irradiancias, sombreamentos, temperaturas, etc. Deste modo, cada string ou conjunto de strings (com as mesmas condições) estão ligadas a um conversor DC-DC, com a função de MPPT, de modo a ajustar a corrente e a potência na entrada do inversor para otimizar a produção de cada string. Embora para cada entrada haja um conversor DC-DC, o conversor DC-AC é centralizado (Figura 2.11).

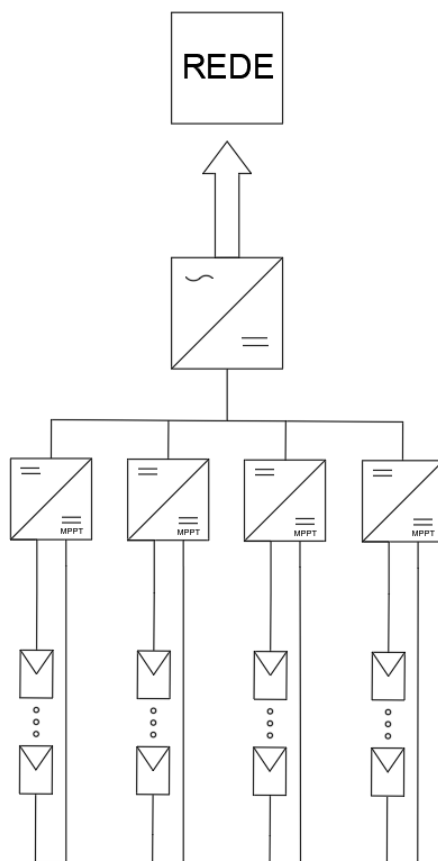


Figura 2.11: Inversor multistring

- **Micro-inversor**

A cada painel é conectado um microinversor individual, convertendo a corrente DC gerada, para corrente AC, para ser posteriormente injetada na rede. Este tipo de inversor apenas é vulgarmente usado em instalações de escala muito pequena.

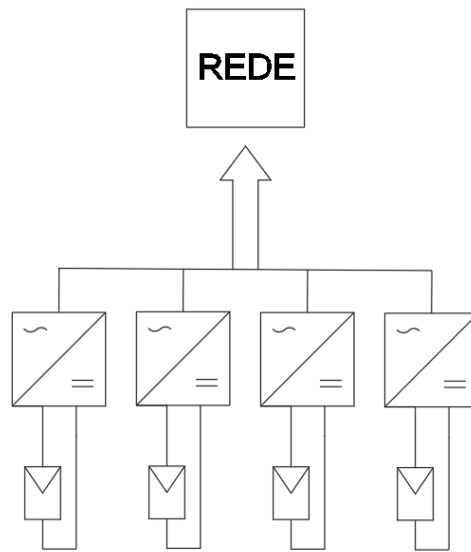


Figura 2.12: Microinversor

2.8 Baterias

As baterias integradas em produções fotovoltaicas armazenam o excesso de energia produzida pela unidade de produção (que supera o consumo das cargas), para que seja utilizada durante a noite, em momentos de baixa produção ou quando não há outra fonte de energia disponível. O processo de armazenamento da energia ocorre na forma de energia química, através de reações reversíveis de oxidação/redução eletroquímica entre dois materiais (ânodo e cátodo), separados por um meio condutor (eletrólito) [26]. Os avanços das tecnologias para armazenamento de energia acontecem em grande escala, pelo que, atualmente, existe uma vasta gama de baterias no mercado, com características distintas, consoante a aplicação pretendida. Alguns dos tipos de baterias mais utilizados são [27]:

- **Baterias de Chumbo Ácido:** uma das tecnologias mais antigas e mais utilizadas de dispositivos de armazenamento de energia, baratas mas com necessidade de manutenção e baixas eficiências.
- **Baterias de íões de Lítio:** amplamente aplicadas em Sistemas de armazenamento de energia renovável, são leves, têm longa vida útil e alta eficiência.
- **Baterias de Lítio Ferro Fosfato:** são derivadas das baterias de íões de Lítio, esta tecnologia de armazenamento de energia apresenta mais segurança, mais durabilidade e são capazes de suportar ciclos de carga e descarga mais profundos, sendo a principal tipologia utilizada em Sistemas Fotovoltaicos.
- **Baterias de Níquel-Cádmio:** apesar da alta durabilidade e da possibilidade de

funcionamento num grande intervalo de temperaturas, esta tecnologia integra o elemento Cádmiu, que se trata de um metal pesado tóxico. Apresenta ainda a desvantagem de possuir baixas eficiências comparada com as baterias de Lítio.

Dado que a tecnologia mais utilizada em dispositivos de armazenamento de energia em Sistemas Fotovoltaicos são as baterias de íões de Lítio, apresentam-se nos seguintes capítulos 2.8.1 e 2.8.2 algumas características desta tipologia de baterias, tendo também em conta que foram equipamentos deste tipo que foram instalados no projeto do caso de estudo a que o presente documento se refere.

2.8.1 Tensões de carga das baterias de íões de lítio

O processo de carregamento das baterias de íões de lítio requer especial atenção de modo a garantir a sua segurança e desempenho ideal. Para isso, diferentes tensões de carga são aplicadas durante o ciclo de carregamento, cada uma com funções específicas para proteger os componentes internos da bateria e maximizar a sua vida útil [28].

- **Tensão de Absorção:** Tensão aplicada na fase final da carga das baterias. Nesta fase o carregador mantém esta tensão constante, diminuindo a corrente de carga para que as baterias atinjam a carga máxima sem risco de sobrecarga.
- **Tensão de Flutuação:** Aplicada às baterias depois de totalmente carregadas de modo a não "forçar" elementos internos.
- **Tensão de Armazenamento:** Tensão utilizada para manter as baterias num nível seguro quando estão carregadas mas não estão a ser utilizadas ativamente.

2.8.2 Funcionamento das baterias de Lítio

- **Fase de carga da Bateria:**

No cátodo, ocorre uma oxidação do material, em que os íões de carga positiva são libertados e movem-se através do eletrólito em direção ao ânodo. No circuito externo, uma fonte de energia externa fornece eletrões ao ânodo, esses eletrões combinam-se com os íões que chegaram pelo eletrólito, completando uma reação de redução. Esse processo acumula energia química na bateria, permitindo que ela seja descarregada posteriormente para alimentar dispositivos.

- **Fase de descarga da bateria:**

Durante a descarga da bateria ocorre o processo inverso, no ânodo ocorre a oxidação do material, libertando eletrões que fluem pelo circuito externo, ou seja, uma corrente (que pode ser utilizada para alimentar dispositivos). Os eletrões após percorrerem o circuito externo entram no cátodo, recombina-se com os íões de carga positiva (lítio), que fluíram pelo eletrólito, dando origem a uma reação

de redução.

2.8.3 Critérios para seleção de baterias

A escolha de um banco de baterias é um dos fatores mais importantes para a boa eficiência e a longevidade de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. Assim, é importante analisar as características das baterias em função do tipo de uso pretendido pelo utilizador [26].

- **Capacidade de armazenamento:**

Refere-se à quantidade de energia que é possível armazenar na bateria, sendo medida em *Ah* ou *kWh*.

- **Tempo de descarga:**

Intervalo de tempo que a bateria demora desde o instante que está completamente carregada até ficar completamente descarregada.

- **Durabilidade:**

Reflete o número de ciclos de carga e descarga completos para os quais a bateria foi projetada.

- **Auto descarga:**

Quantidade de energia que é dissipada enquanto não está a ser utilizada ou conectada a um circuito. Este fenómeno ocorre devido a reações químicas internas que consomem lentamente a energia armazenada, podendo ser medida em percentagem de bateria dissipada por unidades de tempo, tais como: *%/mês*, *%/dia*, *%/hora*.

2.8.4 Sistema de gestão de baterias

Um sistema de gestão de baterias, ou *Battery Management System* (BMS), é um sistema de controlo e monitorização que faz a gestão do desempenho de baterias e é utilizado essencialmente em aplicações de várias células e sistemas onde se requer alta fiabilidade, tal como o armazenamento de energia num sistema fotovoltaico. Para baterias de lítio este sistema é imprescindível, uma vez que estes equipamentos têm uma alta densidade de energia e são sensíveis a alterações de temperatura e de carga, sendo assim o BMS um elemento essencial para a garantia da segurança e correta utilização dos mesmos ([26] e [29]).

As principais funções de um BMS são:

- **Monitorização de tensão e corrente:** Mede a tensão e corrente de cada célula de forma a garantir que se encontram dentro dos limites de segurança.
- **Controlo de Temperatura:** Monitoriza a temperatura das células de modo a evitar que atinjam sobreaquecimento, danificando a bateria.

- **Equilíbrio das células:** Equilibra a carga entre as células para garantir que se mantêm em níveis semelhantes, maximizando a capacidade todas da bateria.
- **Proteção contra sobrecarga e sobredescarga:** Limita a carga e descarga da bateria de modo a que não sejam ultrapassados os limites de segurança e a que a bateria não seja danificada.
- **Estimativa do estado de carga, ou SoC (*State of Charge*):** Calcula a quantidade de carga restante na bateria, ajudando a prever o tempo de operação restante.
- **Estimativa do estado de saúde, ou SoH (*State of Health*):** Avalia a condição da bateria ao longo do tempo, tendo em conta a capacidade real em relação à capacidade inicial.
- **Comunicação:** Transmite dados de desempenho e envia alertas para outros sistemas, possibilitando o controlo remoto e monitorização em tempo real.

2.9 Sistemas de montagem

2.9.1 Montagem no solo

Sistemas Fixos: Os painéis são fixos a estruturas que não alteram a sua posição ao longo do dia. Este tipo de estrutura tem como vantagem ser de montagem simples e de custo reduzido, mas tem como desvantagem a menor produção de energia pelos módulos.

Seguidores Solares: Estas estruturas permitem que os painéis acompanhem o movimento aparente do sol ao longo do dia, melhorando a produção do sistema fotovoltaico.

- **Eixo único:** A estrutura do plano de fixação dos painéis move-se ao longo de um único eixo, geralmente este-oeste;
- **Dois eixos:** Permitem que os painéis sigam o movimento aparente do sol em ambos os eixos (vertical e horizontal), maximizando a produção fotovoltaica ao longo do dia e de todas as estações do ano. Estes sistemas são mais complexos e têm custos mais elevados mas, por outro lado, aumentam significativamente a geração de energia.

2.9.2 Montagem em coberturas

Coberturas inclinadas: Estes sistemas são fixos em telhados com inclinação, método usualmente utilizado em instalações residenciais. A estrutura de fixação dos painéis geralmente segue a inclinação do telhado, presando pela estética da instalação.

Coberturas planas: Em coberturas planas geralmente utilizam-se estruturas inclinadas para otimizar o ângulo de inclinação dos painéis. Além disso, é também comum a utilização de estruturas que utilizam lastros como base, para evitar perfurações.

2.9.3 Montagem em estruturas flutuantes

Instalações fotovoltaicas flutuantes são montadas sobre áreas aquáticas, aproveitando estes espaços. Este tipo de sistemas têm também a vantagem de reduzirem a evaporação da água e de se manterem refrigerados (aumentando a eficiência).

2.9.4 Montagem em Carports ou estruturas de sombra

Este tipo de estruturas possibilita a instalação de painéis fotovoltaicos em locais que podem ser aproveitados também para outros fins. Estes sistemas são constituídos por estruturas elevadas, projetadas para suportar a instalação dos módulos e aplicam-se usualmente em espaços como estacionamentos de grandes instalações comerciais ou empresas.

3 CASO DE ESTUDO - QUINTA X

3.1 Enquadramento

O projeto real que suporta este trabalho académico incide nas infraestruturas elétricas de uma propriedade, doravante designada por Quinta X, situada em Ponte de Lima, Portugal, onde estão instalados, para além dos elementos habituais em locais de habitação, sistemas de domótica, servidores informáticos, sistemas de bombagem de água, entre outros.

Dada a dependência da energia elétrica, e a sensibilidade de alguns dos sistemas a falhas de fornecimento de energia elétrica, recorrentes na zona, o cliente (dono da Obra) entendeu tornar-se o mais independente possível da RESP e, ao mesmo tempo, reduzir o valor da fatura de energia elétrica, explorando recursos energéticos de natureza renovável disponíveis na sua propriedade.

3.2 Caracterização da Instalação Existente

A Quinta X conta com diversos equipamentos instalados, grande parte correspondente a cargas trifásicas, a que corresponde um consumo médio anual de 66,97 MWh (representado na Figura 3.1). A instalação existente corresponde a um sistema trifásico, com uma potência contratada de 41,4 kVA.

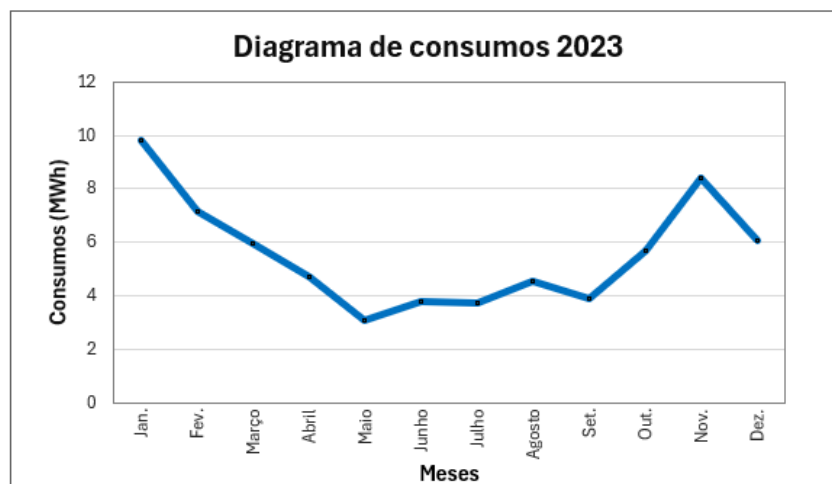


Figura 3.1: Diagrama de consumos ano 2023

3.3 Caderno de encargos

Da reunião com o Cliente, foi decidido avançar para a instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), composta por um Sistema Fotovoltaico com baterias de acumulação de energia integradas.

Para a instalação dos módulos fotovoltaicos foi sugerida a utilização da cobertura de um edifício de armazenamento da Quinta (representado na Figura 3.2), ainda em construção à data da referida sugestão do dono da Obra.



Figura 3.2: Edifício sugerido para a instalação dos painéis fotovoltaicos

O cliente pretende continuar a ser alimentado a partir da RESP, embora com significativa redução de consumos face aos valores habituais. Além disto, é importante realçar que se pretendia uma solução que, em caso de falha da rede pública, entrasse em funcionamento em tempo útil para fornecer energia sem que os equipamentos se desligassem, uma vez que a instalação contém servidores e sistemas informáticos que não podem perder a alimentação, sendo esta a principal dificuldade do planeamento e integração desta UPAC e, por isso, o principal foco deste trabalho.

3.4 Elegibilidade para instalação da UPAC

3.4.1 Elegibilidade jurídica

Tal como referido no Capítulo 1.3, a instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) em Portugal encontra-se regulamentada pelo Decreto-Lei nº 15/2022 [12], que estabelece os requisitos e procedimentos legais para a sua imple-

mentação. Este decreto foi consultado na fase inicial do planeamento deste projeto, de forma a garantir a sua elegibilidade jurídica.

A instalação elétrica existente na Quinta X tinha, à data da primeira visita às instalações, uma potência contratada de 20,7 kVA. Contudo, a infraestrutura encontra-se certificada para um aumento até 41,4 kVA, o que foi essencial para acomodar a instalação da UPAC com uma potência de 40 kW. Este aumento foi previamente solicitado e concluído, permitindo o cumprimento dos requisitos para registo e exploração da unidade.

Importa referir que a propriedade não está localizada em área protegida ou de reserva ecológica, garantindo a elegibilidade do local para a instalação da unidade.

A UPAC projetada para a Quinta X contempla uma potência de 40 kW, pelo que foi exigido registo prévio na DGEG e certificado de exploração. Estes passos asseguram que a unidade pode operar em conformidade com a legislação.

É relevante mencionar que não é permitida a instalação de uma UPAC de potência superior à potência contratada. Além disso, a unidade deve ser projetada e dimensionada para autoconsumo da energia produzida, conforme descrito no Artigo 88.º, n.º 2, alínea e) do Decreto-Lei nº 15/2022 [12], "Dimensionar a UPAC de forma a garantir a maior aproximação possível da energia elétrica produzida à quantidade de energia elétrica consumida, minimizando o excedente;"

De acordo com o Decreto-Lei nº 72/2022, que introduz simplificações no processo de licenciamento, foi possível agilizar os trâmites administrativos associados ao registo desta unidade. A instalação projetada cumpre com todos os requisitos técnicos e ambientais previstos, tornando-se elegível para exploração com potencial para injeção de excedentes na RESP, caso pretendido.

3.4.2 Elegibilidade técnica

No gráfico da Figura 3.3 é possível visualizar a irradiação incidente estimada (pelo *PVsyst*) para o local sugerido para a implantação desta UPAC (Quinta X). A irradiação total, composta pela radiação direta e pela radiação difusa, tem uma soma de 1522,9 kWh/m²/ano; este valor está acima do limiar de 1200 kWh/m²/ano, geralmente considerado como o mínimo necessário para viabilizar a instalação de sistemas fotovoltaicos, o que sugere um bom potencial de produção de energia elétrica [30]. Além disso, é obtido o valor de 610,2 kWh/m² de irradiação difusa por ano; essa radiação é especialmente importante em regiões com maior nebulosidade. A radiação difusa garante que, mesmo em dias parcialmente nublados, os módulos fotovoltaicos conseguem produzir energia, embora com eficiência inferior.

Meteorologia para Ponte de Lima - Dados gerados de acordo com um modelo a partir de valores mensais.

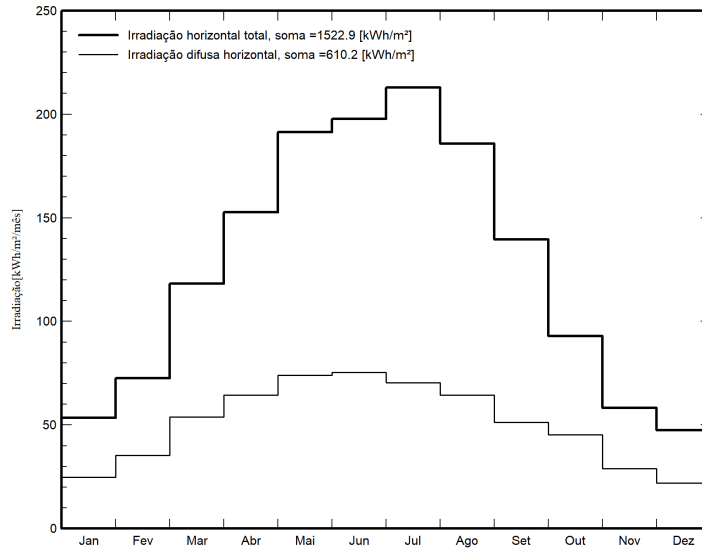


Figura 3.3: Gráfico da irradiação direta e difusa no local da Quinta X (*PVsyst*)

Sabendo a irradiação estimada, por ano, para o local de instalação dos módulos, tendo em conta valores genéricos de eficiência do painel (η) de 21%, e a área de 2,39 m², é possível prever a produção de energia num ano por cada módulo, através da equação 3.4.1.

$$E_{prod/painel}(kWh/ano) = Irradiacao \cdot Area \cdot \eta \quad (3.4.1)$$

Obtém-se que a energia produzida por cada painel fotovoltaico instalado, num ano, seria 764,34 kWh. Caso a instalação seja composta por 80 módulos, teríamos aproximadamente 61,15 MWh de produção de energia por ano. Este cálculo, embora não tenha em conta as perdas inerentes ao sistema fotovoltaico, demonstra a viabilidade da instalação de uma UPAC na Quinta X, representando uma produção estimada de 91,31% da energia consumida na propriedade ao longo de um ano.

Além disto, é de notar que na cobertura indicada pelo cliente não se verifica a ocorrência de sombreamentos, uma vez que se trata de "um espaço aberto", sem objetos acima da cota do telhado e que o edifício não contempla platibanda.

4 PROJETO E IMPLEMENTAÇÃO

A solução proposta assenta na utilização de equipamentos (Victron) capazes de realizar a gestão das fontes de alimentação disponíveis, para alimentar as cargas, otimizando a utilização da energia disponível. Assim, os Victron Quattro (um em série com cada fase) selecionam qual a origem da energia a fornecer aos equipamentos da Quinta, tendo como opções: a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), o Sistema Fotovoltaico e as baterias de Lítio Ferro Fosfato (LiFePO₄). Além destas opções, futuramente existe a possibilidade de alimentação a partir uma estação de produção Mini-Hídrica (ainda não instalada). Estes dispositivos têm a capacidade de conseguir alternar entre as fontes de forma quase instantânea (menos de 20 ms), permitindo que os equipamentos da Quinta funcionem de forma ininterrupta [28]. O esquema multifilar da UPAC instalada é apresentado no Anexo A.

Além desta função os inversores/carregadores Victron têm outros papéis essenciais na instalação, sendo responsáveis por gerir o carregamento das baterias (em conjunto com o *Battery Management Unit* (BMU)), gerir e limitar a produção do sistema fotovoltaico (limitando a potência dos inversores).

4.1 Componentes principais da instalação

A Unidade de Produção para Autoconsumo Individual consiste num sistema fotovoltaico (com baterias acumuladoras de energia), constituído por 100 painéis da marca Trina Solar, do modelo TSM-DE18M.08(II), que perfazem uma potência de 51 kWp, ocupando uma área de 239 m² e que se encontram distribuídos por strings de 12 e 13 painéis. Os dois inversores Fronius têm a potência nominal de 20 kW cada e são correspondentes ao modelo Symo Advanced 20.0-3-M. No sistema estão integrados 3 equipamentos inversores/carregadores Victron Quattro (1 por fase), que fazem a gestão geral dos restantes equipamentos, controlando a produção dos inversores, o carregamento das baterias, a alimentação das cargas, entre outras funções.

É apresentada uma lista geral dos principais equipamentos aplicados nesta instalação na Tabela 4.1:

Painéis Fotovoltaicos (x100)	Trina Solar - TSM-DE18M.08(II)
Inversores (x2)	Fronius 20.0-3-M
Estrutura de Fixação na Cobertura	K2 MiniRail MK2
Contador	Honeywell AS3000
Baterias (x6)	BYD Battery-Box Premium LVL 15.4
Inversor/ Carregador (x3)	Victron Quattro 48/15000/200-100/100
Sistema de Monitorização e Controlo	Cerbo GX + GX Touch

Tabela 4.1: Lista dos principais equipamentos instalados

4.2 Estrutura de suporte

A estrutura de suporte dos painéis fotovoltaicos utilizada neste projeto consiste numa solução coplanar (fixa) de *mini rails* (como se pode observar na figura 4.1a), da marca *K2 Systems GmbH*, de fácil e rápida instalação, tendo como meio de fixação parafusos auto-roscantes de aço inoxidável com anilhas de EPDM (Borracha Etileno-Propileno-Dieno). Além disso, nos locais de fixação dos *mini rails* à cobertura foram aplicadas tiras de EPDM, de modo a garantir o correto isolamento das furações. A estrutura escolhida é indicada para o tipo de telha de chapa em formato trapezoidal, onde foi aplicada, tal como se pode verificar no seu manual de montagem Anexo B [31]. A construção da cobertura do edifício onde foram instalados os painéis fotovoltaicos foi planeada especificamente para resultar numa inclinação adequada para os módulos (cerca de 23°), maximizando a produção de energia por parte das células e, consequentemente, o rendimento do sistema, pelo que não foi necessário implementar uma estrutura com inclinação para corrigir o plano dos painéis fotovoltaicos (Figura 4.1b).



(a) Estrutura mini rail



(b) Projeto 3D do edifício com módulos PV

Figura 4.1: Estrutura mini rail e Projeto 3D

4.3 Painéis Fotovoltaicos

4.3.1 Critérios de seleção dos painéis fotovoltaicos

Ranking Bloomerang

Devido à crescente adoção de energias renováveis provenientes de sistemas fotovoltaicos e ao consequente desenvolvimento da indústria de produção de painéis, a diversidade de fabricantes de painéis fotovoltaicos aumentou rapidamente. Deste modo, a empresa BNEF (*Bloomerang New Energy Finance*) criou uma classificação para auxiliar os potenciais clientes na escolha do fabricante [32].

Segundo esta classificação, os fabricantes de painéis fotovoltaicos podem ser enquadrados em TIER 1, TIER 2 e TIER 3, consoante as suas características. Para que um produtor seja classificado como TIER 1 tem de reunir condições tais como:

- Ter fornecido módulos fotovoltaicos a pelo menos seis projetos financiados por bancos, nos últimos dois anos;
- Possuir fábrica e marca própria;
- Não integrar nos seus produtos componentes de outros fabricantes.

Fabricantes de menores dimensões, com fabrico próprio, são classificados como TIER 2. Na categoria TIER 3 encontram-se produtores de menor escala e menor fiabilidade bancária.

Esta lista é atualizada trimestralmente de forma a avaliar regularmente as capacidades das empresas deste mercado, garantindo a transparência financeira dos fabricantes para com os clientes. Assim, com auxílio deste *ranking*, os clientes têm o processo facilitado na escolha do fabricante dos painéis a serem instalados, principalmente se recorrerem a financiamento.

O *Ranking Bloomerang* foi tido em conta na escolha dos painéis fotovoltaicos a instalar na UPAC em que se baseia este projeto.

Análises de desempenho dos módulos fotovoltaicos

Para conseguirmos um correto dimensionamento de um sistema fotovoltaico é essencial conhecermos detalhadamente as características dos painéis a instalar. Assim, os fabricantes fornecem os dados dos módulos para vários tipos de teste, para ser possível prever a eficiência e o rendimento dos mesmos face às condições de cada instalação.

STC (*Standard Test Conditions*): Este teste mede a eficiência máxima do painel fotovoltaico em condições ideais, fornecendo assim o meio de comparação uniformizado para os clientes. A irradiância solar é a quantidade de energia solar por unidade de área que atinge a superfície do módulo, simulando um dia de sol ideal. A temperatura

da célula refere-se à temperatura das células fotovoltaicas durante o teste. A massa dar é a medida que descreve a quantidade de atmosfera que a luz solar atravessa antes de atingir os módulos de teste, utiliza-se um valor comum às diferentes "partes" do mundo (que simula que o sol se encontra a um ângulo de aproximadamente $48,2^\circ$ em relação ao horizonte). As condições deste teste são [33]:

- Irradiância solar: 1000 W/m^2 ;
- Temperatura da célula: 25°C ;
- Massa de ar: AM 1,5.

Estas condições STC são utilizadas para obter dados como a tensão de máxima potência V_{mpp} , a corrente de máxima potência I_{mpp} e a eficiência sob condições ideais, dados estes que são geralmente mencionados na ficha técnica dos módulos fotovoltaicos.

NOCT (*Nominal Operation Cell Temperature*): Este é um teste alternativo relativamente ao anteriormente mencionado, que tenta medir a eficiência dos módulos em condições mais próximas das reais [33]. Essas condições simulam a temperatura de operação das células quando instaladas ao ar livre, consideram uma irradiância inferior à utilizada no testes STC e têm ainda em conta fatores como a existência de vento incidente nos painéis. Condições NOCT [34]:

- Irradiância solar: 800 W/m^2 ;
- Temperatura ambiente: 20°C ;
- Massa de ar: AM 1,5;
- Velocidade do vento: 1 m/s .

De notar que embora a temperatura ambiente utilizada seja inferior à temperatura da célula no teste STC, para os testes NOCT as células atingirão temperaturas de funcionamento mais elevadas, cerca de 20 a 25°C , dependendo do tipo de módulos onde é aplicado o teste. Deste modo, os resultados obtidos para as potências de saída vão ser menores para os testes NOCT do que para os testes STC, uma vez que as células funcionam com uma irradiância inferior e com temperaturas mais elevadas.

4.3.2 Painéis Fotovoltaicos utilizados

A escolha dos painéis fotovoltaicos para o projeto da UPAC na Quinta X foi fundamentada em vários critérios técnicos e económicos. Os principais fatores que levaram a esta escolha foram: a eficiência dos módulos, presença de tecnologias PERC e *Half-cell*, elevada potência de saída e relação preço/qualidade. Os módulos escolhidos são da marca *Trina Solar*, modelo *TSM-DE18M.08(II)* (Figura 4.2) e integram-se na tecnologia de primeira geração. São tipo monocristalino, têm uma eficiência de $21,2\%$ e são compostos por 150 células. O fabricante dos módulos selecionados, classificado como TIER 1 pela BNEF à data deste projeto [35], oferece garantias robustas que asseguram

a qualidade do produto e o seu desempenho a longo prazo:

- **Garantia de Produto**

- Garantia de 15 anos para defeitos de fabricação ou problemas relacionados com a qualidade dos materiais e do processo de produção.

- **Garantia de Desempenho**

- Garantia de 25 anos para o desempenho dos módulos indicado.
- Limites de degradação garantidos: degradação no primeiro ano no máximo de 2% e degradação anual subsequente de 0,55% por ano.
- Após 25 anos, a potência garantida será de pelo menos 84,8% da potência nominal inicial.

Estas garantias, assim como a conformidade com normas internacionais, como IEC e UL, asseguram a durabilidade e a eficiência dos painéis a longo prazo, proporcionando confiança e segurança na escolha deste módulo.

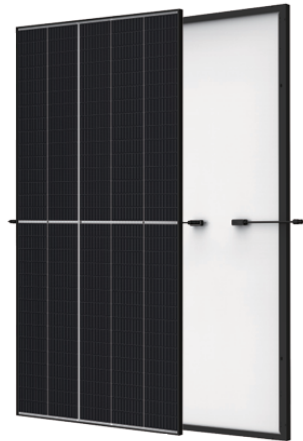


Figura 4.2: Foto painel fotovoltaico utilizado. (Adaptada pelo autor) [22]

Na tabela 4.2 são enumeradas as principais especificações elétricas apresentadas pelo fabricante para condições STC.

Potência Pico (W_p)	510 Wp
Tensão de máxima Potência (V_{mpp})	43,2 V
Corrente de máxima Potência (I_{mpp})	11.81 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	52,1 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	12,42 A
Eficiência do módulo (η)	21,2 %

Tabela 4.2: Especificações módulos Trina Solar TSM-DE18M.08(II)

4.4 Inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M

A escolha dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M deveu-se principalmente aos fatores:

- Integração com os inversores/carregadores Victron Quattro (testada e recomendada pelos fabricantes), possibilitando a gestão eficiente das fontes de energia e o controlo da produção fotovoltaica através do sistema ESS da Victron Energy;
- Alta eficiência de conversão (97,6%);
- Possuírem 2 sistemas de controlo MPPT independentes, o que permite otimizar a produção de energia (inversores Multistring);
- Possibilidade de injeção zero;
- Robustez e fiabilidade. Dado o local da instalação (armazém da Quinta X), a classe de proteção IP66 e o intervalo de operação a temperaturas entre -25°C e 60°C foram fatores relevantes na escolha.

Estes equipamentos foram instalados no interior do edifício (armazém), diretamente sob a cobertura onde se encontram os módulos fotovoltaicos, minimizando a quantidade de cabo solar utilizada. O inversor 1 tem ligado à sua entrada DC 4 strings de 12 painéis e o inversor 2 ficou com 4 *strings* de 13 painéis, tal como sugerido no dimensionamento do *software PVsyst*, capítulo 4.10.5. Cada inversor apresenta 20 kW de potência nominal de saída, perfazendo assim um conjunto de inversores de 40 kW. Nas Tabelas 4.3, 4.5 e 4.4 são apresentadas algumas especificações dos inversores escolhidos.

Especificações gerais (Tabela 4.3):

Classe de Proteção	IP66
Tipo de inversor	Sem transformador
Tipo de instalação	Interior / Exterior
Temperatura Ambiente	-25 a 60 °C
Eficiência Europeia	97,6 %
Eficiência do MPPT	>99,9 %
Dimensões	725 x 510 x 225 mm

Tabela 4.3: Especificações gerais dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M

Especificações de entrada (DC) (Tabela 4.4):

Número de MPPT's	2
Número de conexões DC por MPPT	3
Tensão mínima de entrada para arranque	200 V
Gama de tensões de entrada ($U_{DCmin} - U_{DCmax}$)	200 - 1000 V
Gama de tensões de entrada usável ($U_{DCmin} - U_{DCmax}$)	200 - 800 V
Corrente de curto-circuito máxima por MPPT ($I_{scstring}$)	MPPT1: 68A / MPPT2: 55,7 A
Corrente máxima de entrada ($I_{DCmaxMPPT}$)	51 A
Potência saída max. do gerador fotovoltaico (P_{DCmax})	30 kWp

Tabela 4.4: Especificações de entrada dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M

Especificações de saída (AC) (Tabela 4.5):

Potência nominal de saída AC (P_{ACn})	20 kW
Corrente de saída AC (I_{ACn})	28,9 A
Intervalo de Tensões da rede aceites (3~NPE 400 V / 230 V)	(+20% / -30%)
Intervalo de frequências da rede aceites (redes 50/60 Hz)	45 - 65 Hz
Distorção Harmónica da rede aceite	<1,25 %
Fator Potência ($\cos \varphi$)	0 - 1 indutivo/capactivo

Tabela 4.5: Especificações de saída dos inversores Fronius Symo Advanced 20.0-3-M

4.5 Inversores/Carregadores Victron Quattro

Os inversores/carregadores Victron Quattro são o elemento chave da instalação. Foram instalados três dispositivos deste tipo (Figura 4.3), um em série com cada fase, embora fosse possível instalar até seis dispositivos por fase, fornecendo 162 kW/180 kVA de potência invertida e até de 2400 A de corrente de carga (conforme apresentado no Anexo C). É através destes elementos que as cargas da instalação são alimentadas [28].

Neste projeto optou-se pela escolha dos Victron Quattro em vez dos Victron Multiplus, dado que os aparelhos escolhidos permitem a ligação de entrada de duas fontes AC, com possível utilidade caso futuramente se instale uma estação de produção mini-hídrica (projeto em alvo de estudo). A conexão da alimentação da RESP foi feita na entrada AC-in-1, considerada prioritária, por defeito, pelo equipamento.



Figura 4.3: Instalação dos 3 inversores/carregadores Victron Quattro

Estes equipamentos possuem dois tipos de saída AC:

- Saída prioritária: As cargas ligadas à saída AC-out-1 são "continuamente" alimentadas mesmo quando ocorre uma falha na rede pública (excetuando o cenário em que as baterias se encontrem descarregadas). A transição entre a alimentação a partir da RESP e a alimentação a partir da energia das baterias é tão rápida que o funcionamento de dispositivos como computadores e outros aparelhos eletrônicos não é perturbado, operando como *Uninterruptible Power Supply* (UPS) [28];
- Saída auxiliar: À saída AC-out-2 podem ser ligadas cargas que não necessitem de alimentação ininterrupta e por isso que possam deixar de ser alimentadas em caso de falha de energia da rede pública, embora esta saída não esteja a ser utilizada neste projeto de momento.

Cada equipamento Victron Quattro apresenta um conjunto de LED que indicam o seu estado de funcionamento, conforme se pode observar na Figura 4.4. Na secção "Charger", localizada do lado esquerdo da imagem, é possível verificar se a AC-in-1 (rede pública) se encontra como fonte disponível e qual o modo de carregamento que está a ser aplicado às baterias (absorção, flutuação ou armazenamento), conforme apresentado no capítulo 2.8.1. Do lado direito do painel é possível aferir se o inversor do Victron Quattro se encontra em funcionamento (a converter corrente contínua das baterias para corrente alternada), se o equipamento de encontra em sobrecarga, se as baterias se encontram com uma carga abaixo do expectável, ou se o aparelho se encontra fora dos limites de temperatura adequados para o seu funcionamento normal. Além destas informações, a combinação de diferentes LED simbolizam códigos de erro ou anomalias associados ao funcionamento do sistema, conforme descrito em [36] e [28] e também apresentado neste documento no Anexo D.

Os inversores/carregadores Victron Quattro possuem também um botão de seleção

"on/off/chager only" (que é possível visualizar na Figura 4.4), permitindo escolher de forma simples o modo de funcionamento do aparelho com as seguintes opções:

- **Posição "on"**: o equipamento funciona de forma normal tendo as funções carregador e inversor ativas;
- **Posição "off"**: nenhuma das funções do Victron Quattro estará disponível, pelo que as saídas AC não serão alimentadas;
- **Posição "charger only"**: a função de inversor do aparelho apenas carregará as baterias, não fornecendo energia das mesmas para as saídas AC em caso falha da RESP.

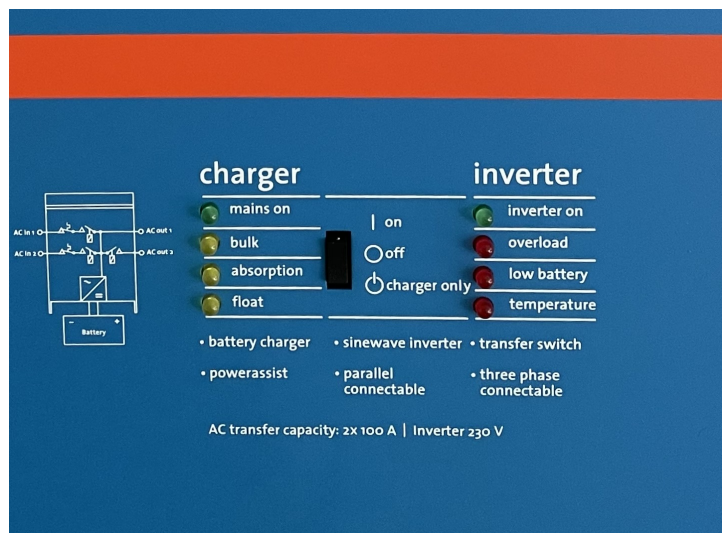


Figura 4.4: LED indicadores do estado de funcionamento - Victron Quattro

Especificações gerais (Tabela 4.6):

Número de entradas AC	2
Corrente máxima entrada (I_{inAC})	2x100 A
Intervalo de tensões de entrada AC (V_{inAC})	187 a 265 V
Intervalo de frequências de entrada AC	45 a 65 Hz

Tabela 4.6: Especificações gerais Victron Quattro 48/15000/200-100/100

Especificações da função Inversor (Tabela 4.7):

Intervalo de tensões de entrada (V_{CC})	38 a 66 V
Tensão de saída AC (v_{AC})	230 V (+/- 2%)
Frequência de saída AC	50 Hz (+/- 1%)
Potência de saída a 25°C ($S_{25^{\circ}C}$)	15 kVA
Potência de saída a 25°C ($P_{25^{\circ}C}$)	12 kW
Potência de saída a 25°C ($P_{40^{\circ}C}$)	10 kW
Pico de Potência (P_{pico})	25 kW

Tabela 4.7: Especificações da função inversor Victron Quattro 48/15000/200-100/100

Especificações da função Carregador (Tabela 4.8):

Tensão de carga de "absorção" (V_{CC})	57,6 V
Tensão de carga de flutuação (V_{CC})	55,2 V
Tensão de Armazenamento (V_{CC})	52,8 V
Corrente de carga (I_{carga})	200 A
Sensor de temperatura da bateria	Sim

Tabela 4.8: Especificações da função carregador Victron Quattro 48/15000/200-100/100

4.6 Baterias

As baterias utilizadas são da marca BYD modelo Battery Box Premium LVL 15.4 (Figura 4.5). A escolha destas baterias deveu-se aos seguintes fatores:

- As baterias que utilizam a tecnologia LiFePO₄, tal como referido no capítulo 2.8, oferecem maior segurança e fiabilidade em comparação às baterias que integram diferentes tecnologias. Além disto, por serem livres de cobalto as baterias LiFePO₄ têm um impacto ambiental reduzido;
- As baterias selecionadas têm uma capacidade de armazenamento de 15,36 kWh;
- Estas baterias apresentam uma eficiência de ciclo completo de 95%.
- O sistema permite até 64 *racks* em paralelo (aumentando a capacidade de armazenamento para 983 kWh, aprovados pelo fabricante, conforme o datasheet no Anexo F);
- As baterias deste modelo permitem um corrente de descarga contínua de 250 A e até 275 A de descarga em situações de pico.
- Serem especialmente projetadas para sistemas de autoconsumo (como é o caso da Quinta X), permitindo o armazenamento da energia fotovoltaica produzida e

a capacidade de *backup* em caso de falhas da RESP.

Assim, as especificações técnicas e vantagens das baterias BYD Battery Box Premium LVL 15.4 justificam a sua escolha, sendo fundamentais para o desempenho do sistema. A integração das baterias neste projeto foi cuidadosamente dimensionada para atender às necessidades energéticas do cliente.

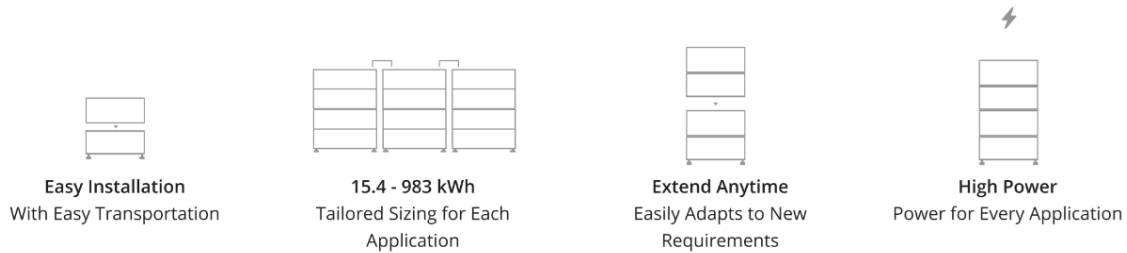


Figura 4.5: Vantagem das baterias BYD Battery Box Premium LVL 15.4 [37]

Foram instalados 6 *racks* deste tipo, ligados em paralelo, realizando assim uma capacidade de 92,16 kWh. Cada conjunto de baterias tem um *Battery Management System* (BMS) integrado, responsável por controlar e fornecer informações importantes ao *Battery Management Unit*, BMU.



Figura 4.6: 6 racks de Baterias instaladas

Encontram-se representadas na Tabela 4.9 as especificações dos *stack's* das baterias utilizadas:

Número de módulos	2
Capacidade de Armazenamento	15,36 kWh
Corrente máxima de descarga contínua ($I_{out,cont.}$)	250 A
Corrente pico de descarga ($I_{out,pico}$)	275 A (5 s)
Tensão nominal ($V_{CC,nominal}$)	51,2 V
Tensão de operação ($V_{CCmin} - V_{CCmax}$)	40 a 57,6 V
Tipologia das células	LiFePO4
Eficiência de ciclo completo	95 %

Tabela 4.9: Especificações BYD Battery Box Premium LVL 15.4

4.6.1 Controlo das baterias

O controlo e gestão das baterias é feito por um equipamento central específico, *Battery Management Unit* (BMU), responsável por gerir as cargas e descargas. Em geral, este equipamento (representado na Figura 4.7), irá realizar funções de imensa importância, tais como forçar a paragem do carregamento do banco de baterias dependendo das condições configuradas e forçar a paragem de descarga das baterias caso se encontrem abaixo do limite definido, garantindo a segurança do equipamento e dos utilizadores.



Figura 4.7: BMU

Instalação e configuração do BMU

O sistema de controlo das baterias foi instalado dentro de uma caixa técnica destinada à colocação dos aparelhos de monitorização e controlo, onde também foi instalado o Cerbo Gx (equipamento apresentado no Capítulo 4.7), facilitando a conexão entre os dois aparelhos, como demonstrado na Figura 4.8.



Figura 4.8: Instalação dos equipamentos de controlo e monitorização

Aquando a ligação do sistema, o BMU cria um *Acess Point*, ao qual é possível aceder através de um dispositivo móvel. Com a aplicação *Be Connect 2.0* é possível fazer as atualizações de *firmware* e configurar o BMU conforme as especificações do sistema de baterias instalado: o tipo de baterias e quantos módulos foram conectados em paralelo (no caso deste projeto encontram-se 12 módulos em paralelo). Depois de realizada a configuração é possível verificar o estado de cada módulo das baterias, através da comunicação entre o BMU e o BMS de cada *rack* de baterias.

Comunicações entre o BMU e as baterias

As ligações para comunicação entre o BMS de cada conjunto de baterias e o BMU foram realizadas conforme o esquema presente no Anexo E, seguindo um protocolo de comunicação série entre os vários elementos (*racks* de baterias). Dado que cada BMS possui um endereço próprio (atribuído em fábrica), com este tipo de protocolo é possível estabelecer a comunicação entre o BMU e cada BMS individualmente.

4.6.2 Barramentos Lynx

As ligações DC entre os Victron Quattro e as baterias são feitas através dos barramentos modulares de distribuição "Lynx Distributor M10", segundo o esquema do Anexo I (replicado para o caso de estudo com 6 conjuntos de baterias). Estes barramen-

tos são facilmente conectados entre si, possibilitando assim a expansão da instalação com bastante comodidade. Além da simples função de barramento, com este modelo é possível integrar fusíveis para cada ligação positiva ao barramento. O estado destes fusíveis pode ser eficazmente verificado pela presença de um LED indicador; caso um dos fusíveis esteja fundido, o seu respetivo LED de cor vermelha irá permanecer aceso.

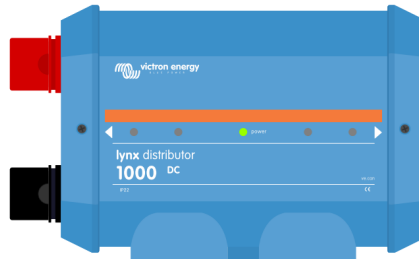


Figura 4.9: Módulo de barramento Lynx M10 [38]

Cada módulo distribuidor de barramentos contém ainda um LED "Power" que dá a indicação do seu funcionamento:

- LED com a cor verde: caso se verifique o bom funcionamento (o barramento positivo está devidamente alimentado e nenhum fusível se encontra fundido);
- LED com a cor amarela: o barramento positivo não se encontra alimentado;
- LED com a cor vermelha: um ou mais fusíveis encontram-se fundidos.

Na Figura 4.10 é possível observar as ligações realizadas nos barramentos modulares Lynx, conforme o Anexo I.

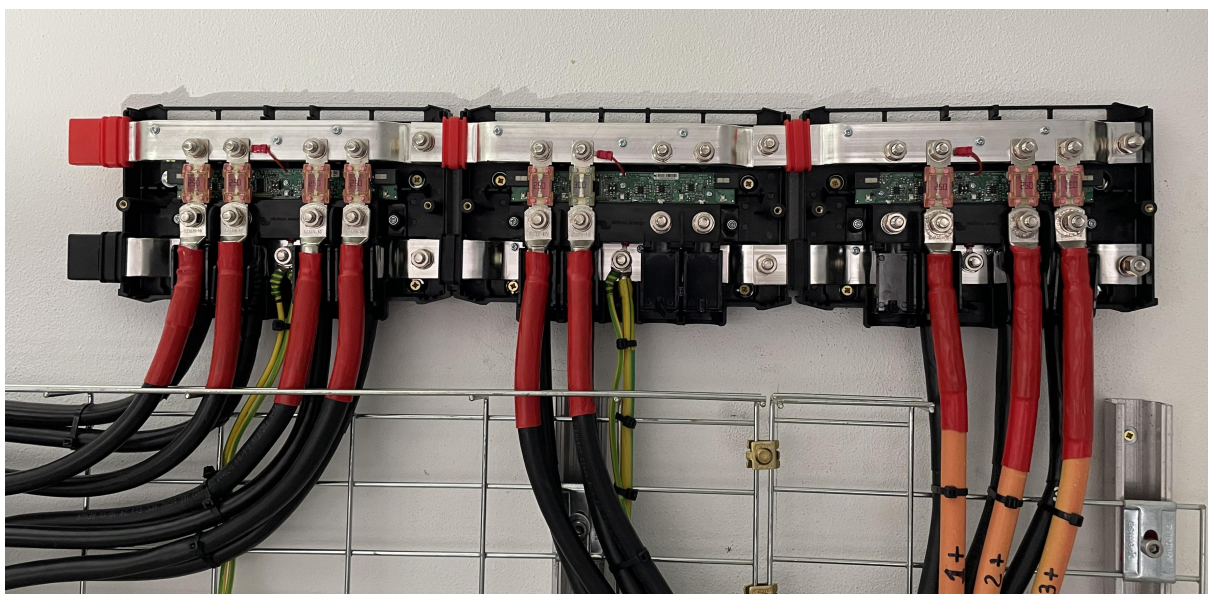
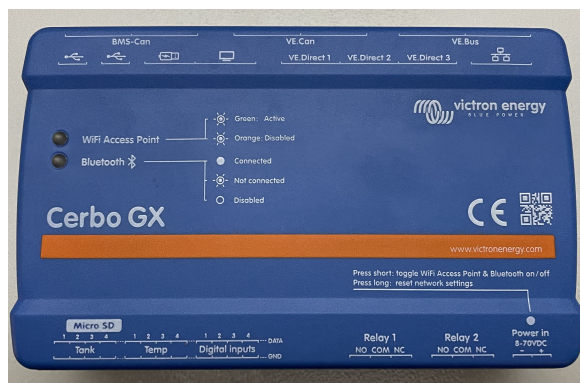


Figura 4.10: Ligações realizadas nos barramentos

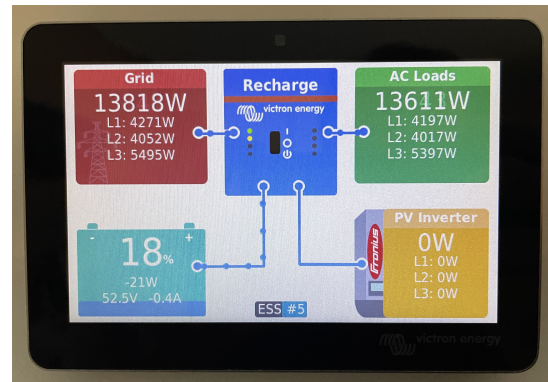
4.7 Cerbo GX e GX Touch

O Cerbo GX, apresentado na Figura 4.11a, é responsável pelas comunicações e controlo do sistema. Através deste equipamento é possível visualizar o funcionamento e aplicar configurações aos restantes componentes da instalação. Se o utilizador estiver presencialmente no local, pode fazê-lo através do *display* do GX Touch ou através da aplicação VictronConnect (comunicando por *bluetooth*). Caso não esteja na quinta, pode utilizar o portal de gestão remota VRM (*Victron Remote Management*), garantindo o controlo do sistema independentemente da sua localização.

O GX Touch é o display representado na Figura 4.11b, a partir do qual, estando no local da instalação, é possível fazer o controlo e visualização do funcionamento dos restantes equipamentos do sistema em tempo real e encontra-se ligado ao Cerbo GX através de uma ligação física.



(a) Cerbo Gx



(b) Display Gx Touch

Figura 4.11

Através do Cerbo GX é possível monitorizar de forma instantânea os seguintes dados:

- Estado da carga das baterias
- O consumo de energia na instalação e a respetiva origem
- Energia produzida pela UPAC
- A disponibilidade da RESP
- Temperatura dos restantes equipamentos

Através deste dispositivo é possível configurar diversos parâmetros acerca do modo de funcionamento do ESS (Sistema de Armazenamento de Energia/*Energy Storage System*). A abordagem e explicação em detalhe deste tema é realizada no capítulo 4.11.3

4.8 Ziehl UFR1001E

O Ziehl UFR1001E é um equipamento de proteção da rede que monitoriza tensões e frequências das redes, atuando na sua proteção de acordo com a norma em vigor em Portugal VDE-AR-N 4105:2018-11 [39]. Assim, caso sejam detetadas anomalias na rede (tensão ou frequência fora dos intervalos configurados), o aparelho ativa o seu relé de saída, que faz abrir um contactor que separa fisicamente a ligação entre a RESP e a instalação do cliente. Desta forma, a não injeção de energia na rede pública é garantida, mesmo com o funcionamento do sistema em *micro-grid*. Quando a normalidade da energia da RESP é detetada, os parâmetros da rede criada são sincronizados com os da rede pública e o funcionamento em ilha é interrompido, voltando o sistema a funcionar de forma normal. Apesar das funcionalidades deste equipamento já serem desempenhadas pelos Victron Quattro, estes não se encontram homologados para fazer este tipo de proteção à rede pública, sendo por isso essencial a integração do componente Ziehl UFR1001E.



Figura 4.12: Ziehl UFR1001E [39]

4.9 Dimensionamento

4.9.1 Dimensionamento e configuração das *strings*

Apesar do dimensionamento e configuração das strings ter sido feito com base no *software PVsyst*, é possível fazê-lo manualmente, utilizando cálculos técnicos e metodologias tradicionais, desde que se conheçam detalhadamente as características dos painéis fotovoltaicos e dos inversores.

Cálculo do número mínimo de painéis por *string*

Para o cálculo do número mínimo de painéis por *string* é necessário conhecer-se a tensão de máxima potência (V_{mpp}). Dado que esta tensão (V_{mpp}) varia conforme a temperatura dos módulos, é necessário fazer a adaptação dos valores presentes no *datasheet* dos painéis para a sua temperatura máxima de funcionamento, 85°C, segundo a folha de características dos painéis Anexo G. Os parâmetros de funcionamento dos módulos fotovoltaicos são apresentados no respetivo *datasheet* para a temperatura em condições STC, (25°C), a diferença será então: 85°C – 25°C = 60°C.

Conhecendo a variação da tensão em circuito aberto para cada grau Celsius, (-0,25%/°C) e a tensão de circuito aberto para 25°C (43,2 V), valores apresentados também apresentados no *datasheet* dos módulos, a tensão V_{mpp} para 85°C é dada pela expressão 4.9.1:

$$V_{mpp}(85^{\circ}\text{C}) = \left(1 + \frac{60^{\circ} \cdot \Delta(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \right) \cdot V_{mpp}(25^{\circ}\text{C}) \quad (4.9.1)$$

É assim obtido o valor para $V_{mpp}(85^{\circ}\text{C})$ de 36,72 V. Conhecida a tensão de máxima potência para a temperatura de 85°C e o valor da mínima tensão dos MPPT ($V_{\text{min.MPPT inversor}}$), apresentada no *datasheet* do inversor Anexo H, 420 V, o valor do número mínimo de painéis por *string* (N_s^{min}) é obtido segundo a expressão :

$$N_s^{\text{min}} = \frac{V_{\text{min.MPPT inversor}}}{V_{\text{mp}}(85^{\circ}\text{C})} \quad (4.9.2)$$

Obtém-se o valor resultado de 11,43 painéis por *string*, ou seja, cada *string* terá que ter pelo menos 12 painéis.

Cálculo do número máximo de painéis por *string*

Para o cálculo do número máximo de painéis por *string* é necessário conhecer a tensão em circuito aberto (V_{oc}) para a mínima temperatura a que funcionarão os módulos. Embora a temperatura mínima de funcionamento dos painéis escolhidos seja -40°C, neste local não se prevê que seja atingida uma temperatura tão baixa, pelo que se considerou para este cálculo que a temperatura mínima que os painéis funcionarão será -10°C. Seguindo a lógica do cálculo anterior, o valor de tensão em circuito aberto (V_{oc}) à temperatura de -10°C é dado pela expressão 4.9.3, sendo o valor de V_{oc} de 52,1 V:

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{35^{\circ} \cdot \Delta(\%/^{\circ}\text{C})}{100} \right) \cdot V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) \quad (4.9.3)$$

O valor obtido é 56,66 V. O valor de $V_{\text{max.MPPT inversor}}$ é obtido do *datasheet* do inversor, 800 V. O número máximo de painéis por string é dado pela equação 4.9.4:

$$N_s^{\text{max}} = \frac{V_{\text{max.MPPT inversor}}}{V_{\text{OC}}(-10^\circ\text{C})} \quad (4.9.4)$$

Obtém o valor 14,11, o que se traduz em que cada string não poderá ser constituída por mais de 14 painéis em série.

Cálculo do número *strings* em paralelo por MPPT

O número de *strings* em paralelo por MPPT é calculado através da expressão 4.9.5 e depende do valor de corrente máxima por MPPT ($I_{\text{max.MPPT}}$) e da corrente da *string* no ponto de máxima potência (I_{mpp}), valores obtidos a partir do *datasheet* do inversor e dos painéis, respetivamente.

$$N_P^{\text{max}} = \frac{I_{\text{max.MPPT}}}{I_{\text{mpp}}} \quad (4.9.5)$$

Assim, para o MPPT 1, com corrente máxima de 33 A, obtém-se o valor de 2,79, ou seja, no máximo duas strings em paralelo. Para o MPPT 2, com corrente máxima de 27 A, obtém-se o valor de 2,29, que se traduz em que este MPPT pode ter no máximo duas *strings* em paralelo.

Resultados da configuração das strings sem recurso a ferramentas

Com os cálculos efetuados no capítulo 4.9.1 é possível ter uma gama reduzida de valores esperados ao utilizar uma ferramenta de dimensionamento e configuração de *strings*, tal como o PVsyst, o que permite despistar possíveis erros do software. Por outro lado, a utilização de softwares oferece benefícios significativos, tais como: a automatização de cálculos complexos, redução de riscos associados a erros humanos e geração de relatórios detalhados sobre o sistema projetado. Deste modo, a configuração das *strings* foi executada com o recurso ao software *PVsyst*, apresentado em pormenor no capítulo 4.10.

4.9.2 Dimensionamento da cablagem DC

A cablagem DC é o meio de transporte da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos até aos inversores e deve ser dimensionada tendo em conta as características de cada instalação, de modo a garantir o transporte de forma segura e eficiente da energia. Assim, a escolha do modo de instalação destes cabos e o seu dimensionamento são fatores de grande relevo para minimizar as perdas e proporcionar a segurança de

pessoas e equipamentos na instalação.

Para o cálculo da queda de tensão, através da fórmula 4.9.6, é utilizado o pior caso, ou seja, a string constituída por um maior número de painéis.

$$\Delta U = K_{\theta} \cdot R_f \cdot L \cdot I_{mpp} \quad (4.9.6)$$

Sendo:

- ΔU : Representa a queda de tensão no cabo (V).
- K_{θ} : Fator de correção da resistência em função da temperatura.
- R_f : Resistência elétrica do cabo por unidade de comprimento (Ω/m).
- L : Comprimento total do cabo em metros (m).
- I_{mpp} : Corrente no ponto de máxima potência (A).

A queda de tensão deve ser inferior a 3% da tensão total da string, referida na equação 2.5.1, de forma a cumprir as normas técnicas. A tensão da string tem de ser inferior à tensão nominal suportada pelo cabo, indicada pelo fabricante, de modo a assegurar o seu devido funcionamento.

K_{θ} é obtido pela expressão 4.9.7.

$$K_{\theta} = 1 + \alpha \cdot (\phi - \phi_{ref}) \quad (4.9.7)$$

sendo:

- α o coeficiente de termoresistividade do cobre ($0,0039^{\circ}\text{C}^{-1}$);
- Φ : a temperatura pretendida, 90°C ;
- Φ_{ref} : a temperatura de referência, 20°C

O valor obtido para K_{θ} é 1,273.

Considerando que a resistência do cabo de cobre com secção de 4 mm^2 (R_f) é $4,70\ \Omega/\text{km}$, a distância (L) no pior caso 50 metros e a corrente no ponto de máxima potência I_{mpp} 11,81 A (segundo a folha de características do tipo de módulo utilizado Anexo G), obtém-se um valor de queda de tensão de 3,53 V.

Sendo que a maior *string* é constituída por 13 painéis e cada painel apresenta uma tensão no ponto de máxima potência (V_{mpp}) de 43,2 V, a tensão do arranjo é dada pela expressão

$$V_{string} = N^{\circ} \cdot \text{painéis} \cdot V_{mpp} \quad (4.9.8)$$

Obtém-se desta forma uma tensão de *string* de 475,2 V. Sabendo a tensão da maior string, no pior caso, calcula-se a queda de tensão percentual, obtendo-se o valor de 0,74%. Este valor enquadra-se nas regras técnicas uma vez que é inferior a 3%.

Segundo a folha de características do cabo solar utilizado Anexo K, o cabo permite uma tensão nominal de 1,5 kV DC, valor bastante superior à tensão da string no ponto

de máxima potência.

Conclui-se que o cabo utilizado é adequado e cumpre as normas técnicas aplicáveis.

Os dispositivos de proteção já se encontram incluídos no inversor (descarregador de sobretensões e proteções do lado DC), pelo que não foi necessário proceder ao seu dimensionamento.

4.9.3 Dimensionamento da cablagem AC

Essencialmente, o dimensionamento de canalizações e proteções é determinar a secção dos condutores a utilizar e o calibre das respetivas proteções. Nessa análise deve-se ter em conta os aspetos económicos associados, garantindo sempre o cumprimento das normas e regulamentações em vigor.

Parâmetros essenciais para dimensionamento de canalizações:

- I_B : Corrente de serviço (A);
- I_Z : Corrente máxima admissível na canalização;
- I'_Z : Corrente máxima admissível na canalização, tendo em conta o modo de instalação (A);
- I_n : Calibre do dispositivo de proteção (A);
- I_2 ou I_f : Corrente convencional de funcionamento da proteção (A);
- $\Delta|U|$: Queda de tensão (V);
- I_{CCmin} : Corrente Curto-Circuito no ponto mais afastado da canalização protegida.

O cálculo do I_B deve ser feito com base na carga prevista para a respetiva canalização, I_z depende da secção e do modo de instalação do cabo, I_n e I_2 são relacionados com o tipo de dispositivo de proteção escolhido.

Para dimensionar a canalização existem duas condições (equações) que devem ser respeitadas de forma a garantir a proteção contra sobrecargas:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (4.9.9)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I'_z \quad (4.9.10)$$

As condições expressas nas equações 4.9.9 e 4.9.10 garantem que:

- O disjuntor é dimensionado adequadamente para proteger o cabo sem ultrapassar a sua capacidade de condução de corrente (I_z).
- A corrente de defeito (I_2) não ultrapasse 1,45 vezes a capacidade de condução do cabo (I_z), assegurando a proteção adequada.

Projeto e Instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

Após a verificação da proteção contra sobrecargas é necessário verificar o critério de queda de tensão. A queda de tensão é calculada segundo 4.9.11, sendo $R_{condutor}$ a resistência elétrica ao longo do condutor, para a respetiva temperatura máxima de funcionamento.

$$\Delta|U| = R_{condutor} \cdot I_B \quad (4.9.11)$$

É necessário verificar também se o disjuntor selecionado é capaz de proteger o cabo em situações de curto-circuitos. As duas expressões 4.9.12 e 4.9.13 têm de ser verificadas de modo a que este tipo de proteção seja garantido. Sendo t_a o tempo de atuação da proteção e t_{FT} o tempo de fadiga térmica associado ao cabo.

$$t_a < t_{FT} \quad (4.9.12)$$

$$t_a < 5 \text{ s} \quad (4.9.13)$$

A equação 4.9.12 garante que o dispositivo de proteção atua antes do cabo atingir fadiga térmica. Dado que um curto-circuito se deve sempre a um defeito, a legislação indica que deve ser interrompido num tempo máximo de 5 segundos, o que é garantido através da verificação da equação 4.9.13.

Dimensionamento da canalização entre o Inversor e o QPV

Cada inversor apresenta uma potência aparente (S) de 20 kVA, pelo que a corrente I_B é dada pela expressão 4.9.14

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot 400} \quad (4.9.14)$$

O valor obtido para a corrente de serviço (I_B) é 28,87 A.

Foi escolhido um cabo multicondutor com isolamento de Polietileno reticulado (XLPE), com 5 condutores de cobre de secção de 16 mm^2 , ($5G16\text{mm}^2$), para realizar a verificação das restantes condições de dimensionamento segundo as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT) [40].

Sabendo que o cabo está instalado em caminhos de cabos não perfurados, correspondendo à Refª 13 e Método Refª F, (Quadro Q52-C11 das RTIEBT [40]), é obtido o valor de corrente admissível (I_Z) 82 A. Dado que se encontra outro cabo multicondutor deste tipo no mesmo caminho de cabos, foi aplicado um fator de correção (FC) de 0,88, resultando uma corrente admissível corrigida (I'_Z) de 72,16 A, segundo a equação 4.9.15.

$$I'_Z = FC \cdot I_Z \quad (4.9.15)$$

Assumindo um disjuntor de proteção com corrente nominal (I_n) de 40 A e corrente convencional de funcionamento (I_2) de 58 A. As expressões 4.9.9 e 4.9.10 são verificadas

e cumpridas nas expressões 4.9.16 e 4.9.17

$$28,87 \leq 40 \leq 72,16 \quad (4.9.16)$$

$$58 \leq 104,63 \quad (4.9.17)$$

Uma vez que o cabo de cobre que foi selecionado contém um isolamento XLPE a resistência do cabo pode ser calculada segundo 4.9.18

$$R_{condutor} = R_{16mm^2} \cdot L \cdot (1 + \alpha \cdot (\phi - \phi_{ref})) \quad (4.9.18)$$

Sendo:

- R_{16mm^2} : a resistência elétrica por quilómetro de um condutor de secção ($16mm^2$) de cobre, $1,15 \Omega/km$;
- L : o comprimento do cabo em quilómetros, $0,01 km$;
- α : o coeficiente de termorresistividade do cobre, $0,0039 ^\circ C^{-1}$
- Φ : a temperatura pretendida, $90 ^\circ C$
- Φ_{ref} : a temperatura de referência, $20 ^\circ C$

Substituindo as variáveis da equação 4.9.18 obtém-se uma resistência do condutor ($R_{condutor}$) de $0,0146\Omega$.

A queda de tensão ao longo do cabo para a corrente de serviço (I_B) é calculada segundo a equação 4.9.11. Para um (I_B) de $28,87 A$ obtém-se um valor de queda de tensão de $0,42 V$, que corresponde a uma queda de tensão percentual ($\Delta U(\%)$) de $0,18 \%$. O critério de queda de tensão com base nas RTIEBT é cumprido.

Para um circuito trifásico com neutro, a Corrente de Curto-Circuito mínima entre fase e neutro (I_{CCmin}) pode ser calculada através da expressão 4.9.19.

$$I_{ccmin} = \frac{c \cdot V_S}{1,5 \cdot (R_{Fase}^{20^\circ} + R_{Neutro}^{20^\circ})} \quad (4.9.19)$$

Sendo:

- c : coeficiente de valor $0,95$;
- V_S : Tensão simples, $230 V$;
- $R_{Fase}^{20^\circ}$: Resistência do condutor de fase a $20^\circ C$, $0,0146\Omega$;
- $R_{Neutro}^{20^\circ}$: Resistência do condutor de neutro a $20^\circ C$, $0,0146\Omega$;

Substituindo os valores da expressão 4.9.19, obtém-se um I_{CCmin} de $4,989 kA$.

Considerando K o coeficiente de valor 143 (relacionado com a alma do condutor do cabo e respetivo isolamento) e a secção do condutor (S_C) $16mm^2$, o cálculo do Tempo

de fadiga térmica do condutor (t_{FT}) faz-se de acordo com a expressão 4.9.20

$$t_{FT} = \frac{K^2 \cdot S_c^2}{(I_{ccmin})^2} \quad (4.9.20)$$

Obtém-se assim um t_{FT} de 0,21 segundos. Dado que foi utilizado um disjuntor magnetotérmico o Tempo de atuação (t_a) é de 0,01 segundos, conclui-se que as condições 4.9.13 e 4.9.12 são cumpridas, pelo que, é garantido que o disjuntor é capaz de proteger o cabo em situações de curto-circuito.

Verificadas todas as condições descritas em 4.9.3, é verificado que o dimensionamento da canalização AC e respetivas proteções da ligação Inversor ao QPV são adequadas.

Dimensionamento da canalização entre o QPV e Quadro da Habitação (QHab)

O Sistema Fotovoltaico é constituído por dois inversores, sendo que cada inversor apresenta a potência aparente (S) de 20 kVA. Assim, a corrente de serviço da canalização entre o QPV e o QHab é calculada segundo a mesma lógica do capítulo anterior (4.9.3, mas tendo em conta a potência dos dois inversores 4.9.21.

$$I_B = \frac{2 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot 400} \quad (4.9.21)$$

É obtido o valor I_B de 57,74 A.

De acordo com as RTIEBT [40], os cabos de ligação entre os dois quadros serão instalados segundo a Refª 62 e Método Refª D, Quadro 52-C30. Assim, seleccionou-se dois cabos de quatro condutores cada, com isolamento XLPE e secção por condutor de 35 mm².

Para os cabos escolhidos obtém-se um valor de corrente admissível (I_Z) de 268 A. Dada a instalação dos dois cabos multicondutores enterrados lado a lado, admite-se um Fator de Correção (FC) de 0,85, aplicado na segundo a expressão 4.9.15, resultando uma corrente admissível corrigida (I'_Z) de 227,8 A. O disjuntor apresenta uma corrente nominal (I_n) de 63 A e corrente convencional de funcionamento (I_2) de 91 A.

As expressões 4.9.9 e 4.9.10 são verificadas e cumpridas nas expressões 4.9.22 e 4.9.23

$$57,74 \leq 63 \leq 227,8 \quad (4.9.22)$$

$$91 \leq 330,31 \quad (4.9.23)$$

Uma vez que o cabo de cobre que foi selecionado contém um isolamento XLPE a resistência do cabo pode ser calculada segundo 4.9.24 Cálculo da resistência de um condutor de secção 35 mm^2 , isolamento XLPE, com 225 metros.

$$R_{condutor} = R_{35\text{mm}^2} \cdot L \cdot (1 + \alpha \cdot (\phi - \phi_{ref})) \quad (4.9.24)$$

Sendo:

- $R_{35 \text{ mm}^2}$: a resistência elétrica por quilómetro de um condutor de secção (35 mm^2) de alumínio, $0,868 \Omega/\text{km}$;
- L : o comprimento do cabo em quilómetros, $0,225 \text{ km}$;
- α : o coeficiente de termorresistividade do alumínio, $0,0039 ^\circ\text{C}^{-1}$
- Φ : a temperatura pretendida, $90 ^\circ\text{C}$
- Φ_{ref} : a temperatura de referência, $20 ^\circ\text{C}$

Substituindo as variáveis da equação 4.9.24 obtém-se uma resistência do condutor ($R_{condutor}$) de $0,2486 \Omega$.

Dado os dois condutores iguais de cada fase instalados em paralelo, na equação 4.9.25 é calculada a resistência equivalente dos condutores por cada fase.

$$R_{eq.} = \frac{1}{\frac{1}{R_{condutor1}} + \frac{1}{R_{condutor2}}} \quad (4.9.25)$$

Uma vez que as resistências dos condutores 1 e 2 são iguais, com o valor $0,2486 \Omega$, resulta uma resistência equivalente de $0,1243 \Omega$ (metade da resistência de um condutor).

A queda de tensão ao longo dos dois condutores por fase entre o QPV e o QHab é calculada através da expressão 4.9.11, sendo o $R_{condutor}$, neste caso, o valor da resistência equivalente ($R_{eq.}$), $0,1243 \Omega$. Substituindo o valor de $R_{eq.}$ e I_B na equação obtém-se uma queda de tensão de $7,18 \text{ V}$, que corresponde a uma queda de tensão percentual ($\Delta U(\%)$) de $3,12 \%$. O critério de queda de tensão com base nas RTIEBT é cumprido.

Para um circuito trifásico com neutro, a Corrente de Curto-Circuito mínima entre fase e neutro (I_{CCmin}) pode ser calculada através da expressão 4.9.19. Sendo para este caso:

- c : coeficiente de valor $0,95$;
- V_s : Tensão simples, 230 V ;
- $R_{Fase}^{20^\circ}$: Resistência dos condutores de fase a 20°C , $0,1243\Omega$;
- $R_{Neutro}^{20^\circ}$: Resistência do condutor de neutro a 20°C , $0,1243\Omega$;

Substituindo os valores da expressão 4.9.19, obtém-se um I_{CCmin} de $585,95 \text{ A}$.

Para o cálculo do tempo de fadiga térmica considera-se neste caso um valor K de 94 (correspondente ao cabo à alma do condutor de alumínio, com isolamento XLPE)

e secção do condutor 35 mm^2 . Substituindo os valores na expressão 4.9.20, obtém-se um tempo de fadiga térmica de 31,52 segundos. Dado que foi utilizado um disjuntor magnetotérmico o Tempo de atuação (t_a) é de 0,01 segundos. Conclui-se que as condições 4.9.13 e 4.9.12 são cumpridas, pelo que, é garantido que o disjuntor é capaz de proteger o cabo em situações de curto-circuito.

Verificadas todas as condições descritas em 4.9.3, é verificado que o dimensionamento da canalização AC e respetivas proteções da ligação QPV ao QHab são adequadas.

4.10 Simulação *PVsyst*

4.10.1 Introdução ao *PVsyst*

O *PVsyst* é um software amplamente utilizado no projeto, simulação e análise de sistemas fotovoltaicos. Esta ferramenta foi desenvolvida para atender às necessidades de projetistas, oferecendo uma solução robusta e confiável para o dimensionamento e otimização de sistemas de produção fotovoltaica. A sua versatilidade permite a realização de análises detalhadas, tais como: estudos de viabilidade, estimativas de produção energética, avaliação/quantificação de perdas, etc.

4.10.2 Funcionalidades do Software

O *PVsyst* oferece diversas funcionalidades, tais como:

- **Modelação 3D:** Permite a criação de modelos tridimensionais para a análise de sombreamento, essencial para prever impactos em locais com obstruções como edifícios ou árvores.
- **Banco de Dados Climáticos:** Inclui bases de dados meteorológicas, como Meteonorm, NASA-SSE e Atlas Solar. Desta forma, é possível garantir maior precisão nas simulações.
- **Estimativas de Perdas:** Analisa perdas de desempenho por fatores como temperatura, sujidade, sombreamento e degradação dos módulos.
- **Relatórios Detalhados:** Gera relatórios com dados técnicos e gráficos para facilitar as tomadas de decisões de clientes e projetistas.

4.10.3 Utilidade

O *PVsyst* destaca-se como uma ferramenta essencial no contexto académico, sendo amplamente utilizado no dimensionamento de projetos de sistemas fotovoltaicos. A

capacidade de realizar simulações detalhadas torna-o uma ferramenta essencial para o estudo e desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos em diversas áreas de aplicação (sistemas isolados, sistemas conectados à rede, etc.). Alunos, projetistas e até investidores utilizam o software para explorar parâmetros técnicos, condições de funcionamento do sistema e validar resultados em cenários simulados.

As diversas utilizações ilustram a capacidade do software fornecer resultados fidedignos. Estudos apontam que o *PVsyst* é uma das ferramentas mais precisas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, destacando-se em comparação com outros softwares, como *HOMER* e *PVSol* [41].

4.10.4 Utilização do *PVsyst* no caso de estudo

No âmbito deste projeto, o *PVsyst* foi utilizado para simular o desempenho do sistema fotovoltaico proposto. As etapas principais foram:

1. **Inserção de Dados Geográficos e Climáticos:** As coordenadas do local de instalação e os dados climáticos foram inseridas, utilizando a base *Meteonorm*.
2. **Configuração do sistema:** Foram escolhidos os equipamentos a utilizar (inversores, painéis fotovoltaicos e baterias)
3. **Configuração de Parâmetros:** Parâmetros como perdas térmicas, sujidade nos módulos e perdas óhmicas foram configurados.
4. **Upload dos consumos:** Foi introduzido no *software* um ficheiro *Excel*, do tipo *.csv*, para simular os consumos da Quinta, de modo a prever fatores tais como a carga e descarga das baterias
5. **Simulação e Análise:** Os resultados das simulações foram analisados pormenorizadamente, de modo a validar a eficiência e o bom funcionamento do sistema projetado

4.10.5 Análise dos resultados obtidos com o *PVsyst*

O relatório obtido através deste software encontra-se apresentado no Anexo L. Neste capítulo é feita a análise dos resultados obtidos através da simulação em *PVsyst*.

Sumário dos resultados obtidos

Em sumário, obteve-se os resultados apresentados na Figura 4.13:

Projeto e Instalação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC)

System summary					
Grid-Connected System					
Orientation #1			User's needs		
Fixed plane			Monthly values		
Tilt/Azimuth		23 / 52 °			
System information					
PV Array		Inverters		Battery pack	
Nb. of modules		100 units		Storage strategy: Weak grid islanding	
Pnom total		51.0 kWp		Nb. of units	
		Nb. of units		6 units	
		Pnom total		Voltage	
		Pnom ratio		51 V	
				Capacity	
				2496 Ah	
Results summary					
Produced Energy		62321 kWh/year		Specific production	
Used Energy		66960 kWh/year		1222 kWh/kWp/year	
				Perf. Ratio PR	
				74.68 %	
				Solar Fraction SF	
				56.19 %	

Figura 4.13: Sumário de Resultados *PVsyst*

Sendo:

- ***Pnom total PV***: Potência instalada (kWp), resultado da soma das potências dos 100 módulos;
- ***Pnom total Inverters***: Potência nominal AC (kW), resultado da soma das potências dos 2 inversores;
- ***Pnom ratio***: Sobredimensionamento da potência DC instalada relativamente à potência AC dos inversores.
- ***Capacity***: Capacidade de armazenamento das baterias (Ah);
- ***Produced Energy***: Energia produzida por ano (kWh/ano);
- ***Used Energy***: Energia consumida na instalação por ano (kWh/ano);
- ***Specific production***: Energia produzida por cada kWp instalado
- ***Perf. Ratio PR***: Eficiência global do sistema ao converter a radiação solar em energia utilizável (tendo em conta perdas por temperatura, inversores, cabos, etc.);
- ***Solar Fraction SF***: Percentagem da energia consumida na instalação que tem origem no sistema fotovoltaico.

Resultados obtidos para configuração das strings

Para o inversor 1 foram obtidas as configurações da Figura 4.14

Array #1 - PV Array 1			
Number of PV modules	48 units	Number of inverters	1 * MPPT 0.55 1 unit
Nominal (STC)	24.48 kWp	Total power	20.0 kWac
Modules	4 string x 12 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-800 V
Pmpp	22.28 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
U mpp	472 V		
I mpp	47 A		

Figura 4.14: Resultados obtidos para a configuração de strings do inversor 1, Anexo L

Para o inversor 2 foram obtidas as configurações da Figura 4.15

Array #2 - PV Array 2			
Number of PV modules	52 units	Number of inverters	1 * MPPT 0.55 1 unit
Nominal (STC)	26.52 kWp	Total power	20.0 kWac
Modules	4 string x 13 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-800 V
P _{mpp}	24.14 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.33
U _{mpp}	511 V		
I _{mpp}	47 A		

Figura 4.15: Resultados obtidos para a configuração de strings do inversor 2, Anexo L

Sendo:

- **Nominal (STC)**: Potencia nominal dos paineis para condições STC (kWp);
- **Modules**: Configuração das strings do inversor;
- **P_{mpp}(50°C)**: Soma das potências no ponto de máxima potência das strings que compõem o inversor, para a temperatura de 50°C;
- **U_{mpp}(50°C)**: Soma das tensões no ponto de máxima potência das strings que compõem o inversor, para a temperatura de 50°C;
- **I_{mpp}(50°C)**: Soma das correntes no ponto de máxima potência das strings que compõem o inversor, para a temperatura de 50°C;
- **P_{nom} ratio (DC:AC)**: Sobredimensionamento da potência DC relativamente à potência AC do inversor.

Resultados detalhados

Na Figura 4.16 é possível visualizar os resultados obtidos com a simulação do *software PVsyst*, para cada mês e para um ano.

Balances and main results										
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_User kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh	E_Miss kWh
January	53.5	24.74	9.74	70.0	65.1	3141	9820	11	6957	19.0
February	72.5	35.29	10.18	86.2	80.8	3866	7140	352	4059	0.0
March	118.2	53.95	12.29	131.1	123.4	5796	5980	1546	2439	0.0
April	152.7	64.50	13.72	159.3	150.3	6950	4700	2653	1259	0.0
May	191.4	73.93	16.31	188.5	177.9	8078	3100	4226	224	0.0
June	197.7	75.39	18.63	194.0	182.8	8229	3790	3942	536	0.0
July	212.9	70.35	20.24	210.0	198.0	8818	3750	4524	422	0.0
August	185.7	64.40	20.62	190.8	180.6	8064	4570	3579	939	0.0
September	139.5	51.36	19.01	154.5	145.8	6588	3910	2736	833	0.0
October	92.9	45.35	16.64	111.6	104.9	4877	5690	907	2336	0.0
November	58.3	29.04	12.25	75.4	70.4	3359	8420	103	5480	38.8
December	47.6	21.92	10.48	64.7	60.3	2893	6090	119	3797	0.0
Year	1522.9	610.23	15.04	1636.2	1540.4	70659	66960	24698	29280	57.8

Figura 4.16: Resultados detalhados do *software PVsyst*, Anexo L

Sendo:

- **GlobHor**: Quantidade de energia solar que incide sobre uma superfície horizontal por unidade de área (kWh/m^2);
- **DiffHor**: Quantidade de energia solar difusa que incide sobre uma superfície horizontal por unidade de área (kWh/m^2);
- **T_Amb**: Temperatura média do ambiente durante o período de análise ($^{\circ}C$);
- **GlobInc**: Quantidade de energia solar incidente no plano dos painéis fotovoltaicos por unidade de área (kWh/m^2);
- **GlobEff**: Quantidade de energia solar incidente no plano dos painéis, tendo em conta o ângulo de incidência e o sombreamento (kWh/m^2);
- **EArray**: Energia elétrica efetiva produzida pelo conjunto de painéis fotovoltaicos (kWh);
- **E_User**: Energia elétrica fornecida diretamente às cargas do utilizador pelo sistema fotovoltaico (kWh);
- **E_Grid**: Energia elétrica injetada na rede elétrica pelo sistema fotovoltaico (kWh);
- **EFrGrid**: Energia elétrica consumida da rede elétrica (kWh);
- **E_Miss**: Energia elétrica não fornecida pelo sistema, correspondente à energia perdida (kWh).

Discussão dos resultados obtidos no PVsyst

Os resultados obtidos com o software PVsyst, apresentados no Anexo L aproximam-se dos valores esperados, tendo em conta os dimensionamentos e configurações desenvolvidas no capítulo 4.9.

Com a análise da Figura 4.17 é possível ter noção do impacto das diferentes perdas do sistema fotovoltaico por kWp:

- Perdas nos arranjos de painéis fotovoltaicos ("LC", representadas a roxo), justificados pela possível presença de poeiras, temperatura elevada, perda de eficiência dos módulos, entre outros;
- Perdas desde o inversor até à injeção no quadro do cliente ("Ls", representadas a verde), em grande justificadas pelas perdas na conversão de corrente contínua para corrente alternada e no cabo do inversor ao ponto de injeção.

A vermelho ("Yf"), é possível visualizar a energia produzida utilizável por kWp instalado.

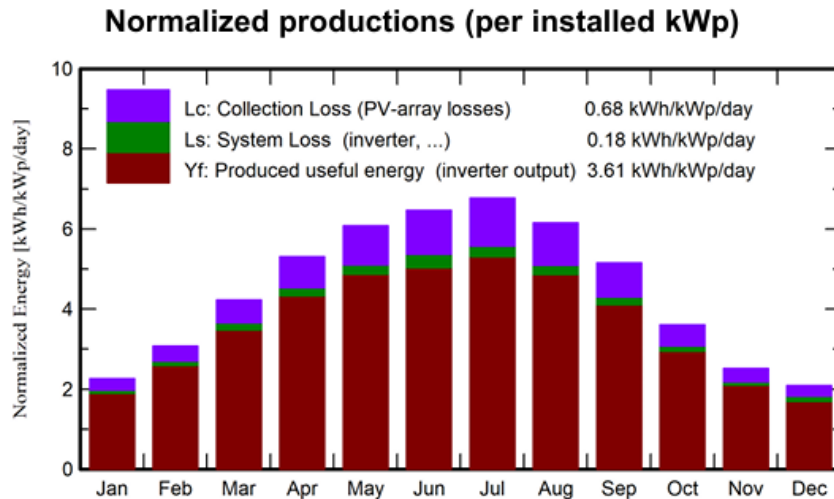


Figura 4.17: Produções Normalizadas por kWp. Anexo L

O desempenho do sistema ao longo de um ano é apresentado na Figura 4.18. O *Performance Ratio* (*PR*), relação de desempenho, do sistema descreve a energia útil produzida em relação à energia solar incidente no plano dos módulos, caracterizando o rendimento do sistema de forma global. Este é um indicador essencial na análise de um sistema fotovoltaico, dada a sua simplicidade, que permite refletir o desempenho do sistema em função de apenas duas variáveis: energia útil produzida e energia solar incidente no plano dos módulos. Um *PR* de valor unitário seria ideal, mas na prática não acontece devido à existência inevitável de perdas no sistema. Assim, os valores de *PR* para um sistema bem dimensionado variam entre 70% e 85% (segundo a norma IEC 61724). No caso deste projeto foi obtido um *Performance Ratio* de 0,747, que indica a boa eficiência do sistema fotovoltaico instalado na Quinta X.

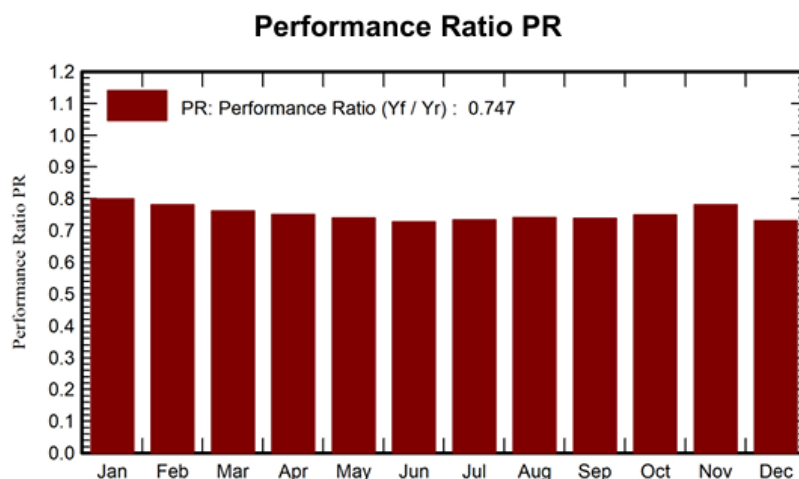


Figura 4.18: Desempenho do sistema (*Performance Ratio*). Anexo L

De notar que o valor de *PR* obtido seria superior se o local de instalação dos inversores e dos painéis fotovoltaicos fosse mais próximo do ponto de injeção (quadro do

cliente), dado que no presente projeto os locais encontram-se a uma distância de 225 metros.

A ligeira diminuição de desempenho nos meses junho e julho pode ser justificada pelas altas temperaturas ambiente, típicas dessa estação do ano, que elevam a temperatura de funcionamento dos módulos. Como consequência, a tensão V_{mpp} torna-se mais baixa, reduzindo assim a potência de saída das *strings*, tal como comprovado no capítulo 4.9.1.

A simulação com recurso à ferramenta *PVsyst* fornece-nos um gráfico, denominado "Loss diagram", presente na página 8 do relatório de simulação (Anexo L). Este diagrama permite compreender de forma clara o funcionamento da UPAC, quantificando: a energia produzida pelo sistema, todas as perdas contempladas na simulação, a energia injetada na rede pública, a energia produzida que foi utilizada na instalação, a energia armazenada, a energia consumida da RESP, entre outros elementos.

4.11 Funcionamento do Sistema

O sistema descrito no Capítulo 4 permite o bom funcionamento dos equipamentos da propriedade face a vários cenários, com base num vasto leque de possíveis configurações e integrações de funcionamento entre os vários componentes. O funcionamento do sistema, assim como as suas principais configurações, é explicado nos subcapítulos seguintes. É possível visualizar o esquema multifilar da UPAC instalada no Anexo A

4.11.1 Falha da RESP - Off grid

Este é o cenário mais crítico, em caso de falha da RESP é essencial garantir que os equipamentos continuam em funcionamento sem interrupção, mas que não há nenhum tipo de injeção de energia na rede (*anti-islanding*). Assim, a instalação passa a comportar-se como uma *micro-grid* em menos de 20 ms (informação dada pelo fabricante em [42]). A *micro-grid* é criada inicialmente a partir da energia armazenada nas baterias e em seguida os Victron Quattro começam a controlar o sistema fotovoltaico, como apresentado no capítulo 4.11.1. Na imagem 4.19 encontra-se apresentada a árvore de decisões a tomar pelo sistema de gestão face a este cenário.

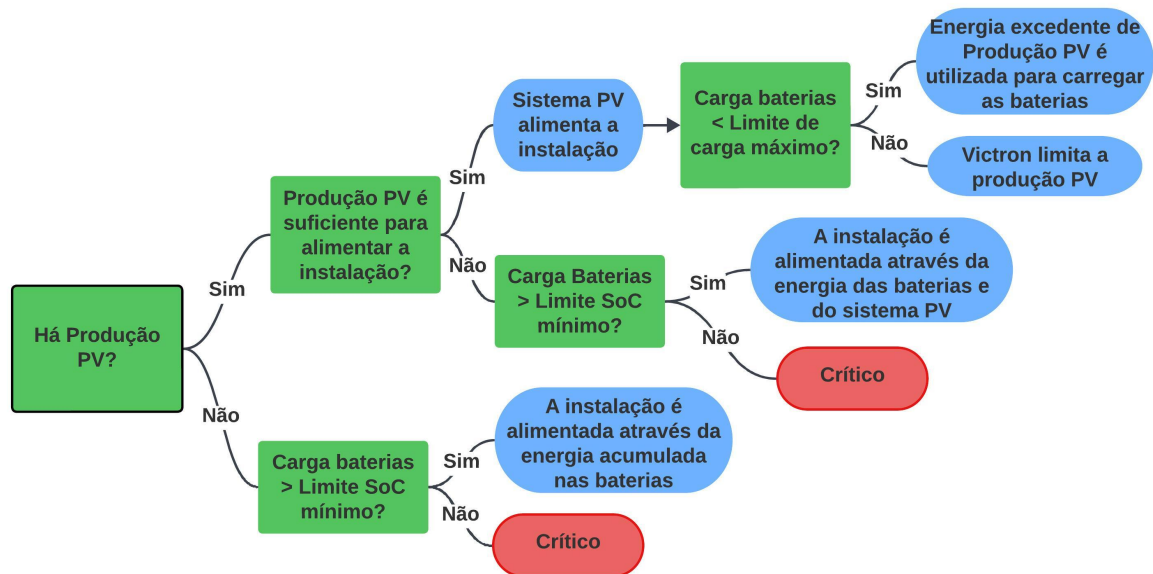


Figura 4.19: Árvore de decisão em caso de falha de abastecimento de energia da RESP

Controlo da Produção do Sistema Fotovoltaico através dos Victron

Uma vez em funcionamento no modo micro-grid, os Victron Quattro "criam uma rede" na qual controlam a frequência de modo a gerir a produção do sistema fotovoltaico, através da limitação da potência de saída dos inversores Fronius. Deste modo, quando a frequência da rede se encontra entre os 46 Hz e os 51 Hz, o inversor não se encontra limitado. Para frequências de rede superiores a 51 Hz, a potência de saída dos inversores diminui proporcionalmente, conforme o gráfico apresentado abaixo. Deste modo, é possível garantir que a energia produzida pelo sistema fotovoltaico não excede o consumo das cargas da instalação.

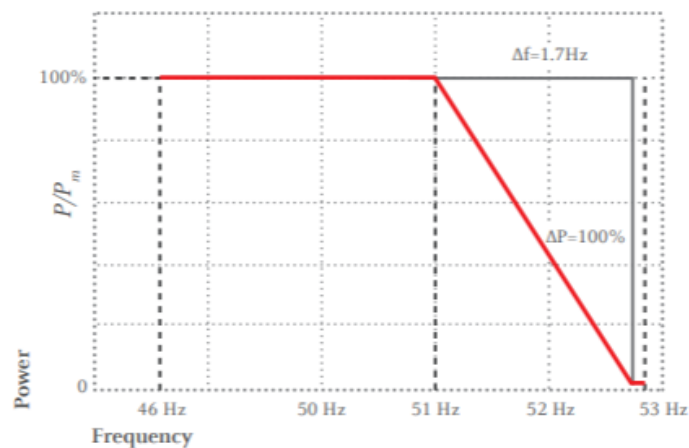


Figura 4.20: Controlo dos inversores Fronius através da frequência da micro-rede

Apesar da existência do método de limitação da produção do Sistema Fotovoltaico através dos Victron, que em caso de falha da presença da rede pública desativam um interruptor interno interrompendo a ligação física com a rede, este não é certificado em Portugal, pelo que foi instalado um equipamento específico para garantir a não injeção de energia na Rede Pública, de acordo com a norma VDE-AR-N 4105, denominado "Voltage and Frequency Relay UFR1001E", apresentado e analisado no capítulo 4.8.

4.11.2 Sem Falha da RESP

Este cenário representa o funcionamento normal da instalação, em que a rede pública se encontra energizada. Ainda assim, as fontes de energia preferenciais são o sistema fotovoltaico e a energia armazenada nas baterias, embora isto possa ser alterado para priorizar a energia da rede face à acumulada nas baterias e, deste modo, manter as baterias como uma reserva, o que seria relevante em casos específicos, tais como a previsão de fenómenos meteorológicos extremos. A energia excedente produzida pelo Sistema Fotovoltaico, após o carregamento total das baterias, pode ser vendida para injeção na rede caso se tenha celebrado um contrato entre o detentor da instalação e um Comercializador de Último Recurso (CUR), permitindo assim ao proprietário retirar o máximo proveito da instalação. Caso não exista contrato de venda de energia excedente esta ainda pode ser injetada na rede, embora não seja remunerada

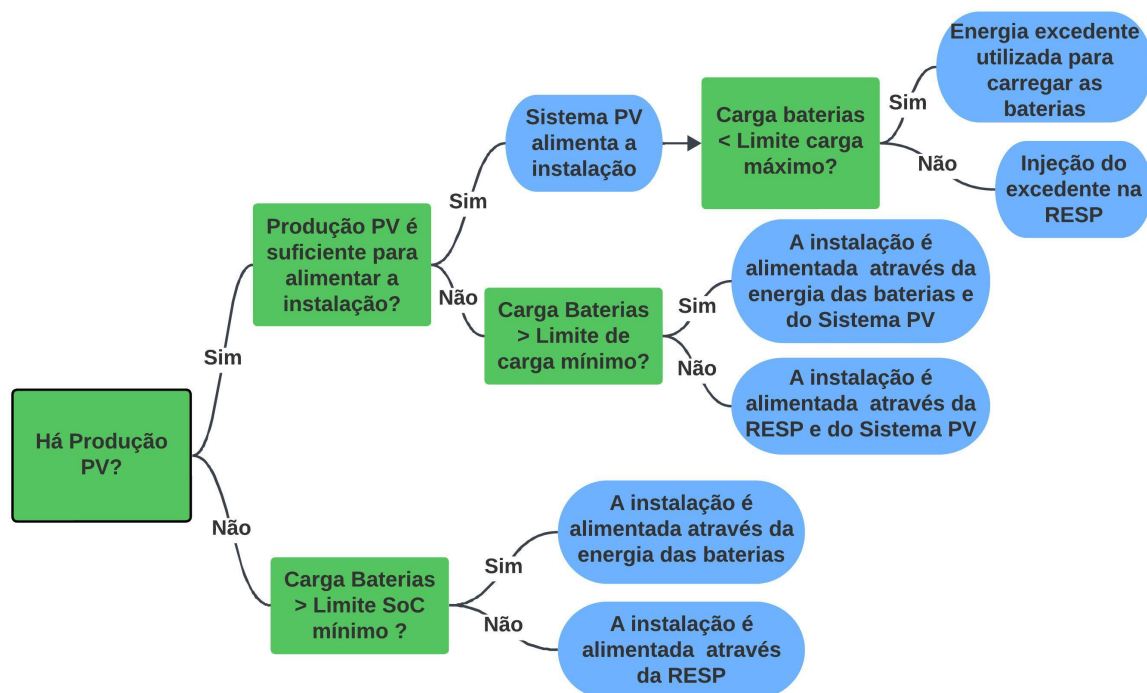


Figura 4.21: Árvore de decisão com possibilidade de abastecimento de energia da RESP

4.11.3 Funcionamento do sistema ESS

Através do Cerbo Gx, apresentado no capítulo 4.7, ou das interfaces da Victron Energy, é possível configurar diversos parâmetros acerca do modo de funcionamento do ESS, conforme descrito no documento "Conceção e manual de instalação do sistema de armazenagem de energia" [36].

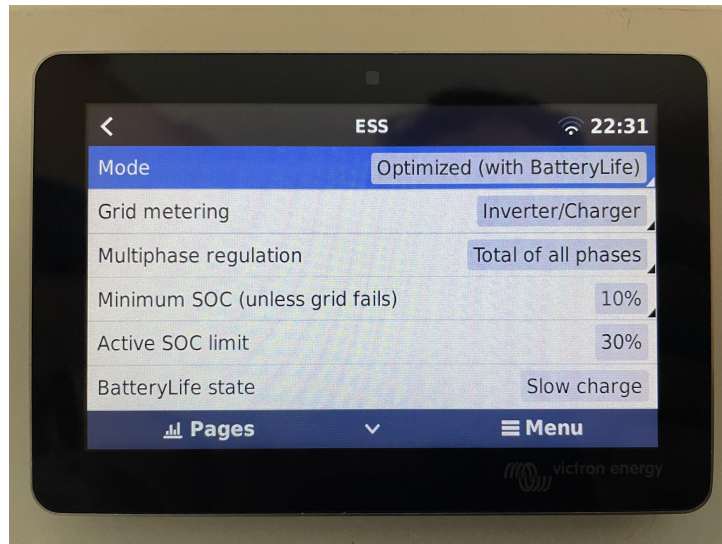


Figura 4.22: Configuração ESS através do Display associado ao Cerbo Gx

Configuração do modo de funcionamento das baterias

O Cerbo Gx permite 4 modos de carga e descarga das baterias, podendo ser utilizado o mais adequado para o utilizador.

- **Otimizado com vida útil:** Nesta configuração as baterias vão ser carregadas com o excesso de energia produzida pelo sistema fotovoltaico e serão descarregadas quando houver menor produção fotovoltaica do que consumo das cargas sem recorrer a ciclos profundos de carga e descarga
- **Otimizado sem vida útil:** As baterias são carregadas com o excesso de energia de origem fotovoltaica e descarregadas sempre que esta for insuficiente. Neste modo, a prioridade é maximizar o uso da energia armazenada, mesmo que isso implique realizar ciclos profundos de carga e descarga, acelerando assim a degradação da bateria.
- **Manter as baterias carregadas:** As baterias apenas serão descarregadas em caso de falha de energia da RESP. Quando a energia da rede pública for restabelecida serão recarregadas pela rede e pela produção fotovoltaica (se existir). Modo *backup*.
- **Controlo externo:** Neste modo de funcionamento os algoritmos de armazenamento pré-definidos no Cerbo Gx estão desativados, pelo que, apenas se torna

útil caso o utilizador queira implementar o seu controlo personalizado.

SoC (*State of Charge*) mínimo (excepto falha da RESP)

O sistema permite a configuração da carga mínima da bateria. Deste modo, no funcionamento normal, em que a rede se encontra ativa, quando as baterias atingem o limite mínimo de carga definido pelo utilizador, deixam de fornecer energia ao inversor do Victron Quattro, fazendo uma descarga menos profunda e, com isso, diminuindo a sua taxa de degradação.

Quando ocorre falha da rede, este limite deixa de existir uma vez que é essencial aproveitar o máximo de energia armazenada nas baterias, sendo a descarga das baterias interrompida apenas quando a tensão atinge o nível definido pelo Corte Dinâmico ou quando o Sistema de Gestão de Bateria (BMS) sinaliza uma condição crítica, como por exemplo a deteção de baixa tensão em uma célula individual.

Tal como é apresentado em [36], o Corte Dinâmico funciona de forma inteligente, ajustando os limites de tensão com base na corrente consumida. Por exemplo, se a corrente retirada for elevada, o limite de corte é ajustado para uma tensão mais baixa, compensando a queda de tensão causada pela resistência interna da bateria.

Battery Life

Esta funcionalidade é destinada essencialmente a sistemas que operam em modo Autoconsumo (como é o caso deste projeto), uma vez que as baterias estão sujeitas a ciclos de carga e descarga muito frequentes. A função *Battery Life* evita que as baterias continuem no estado de "carga fraca" por longos períodos de tempo, ajustando dinamicamente o limite de descarga das baterias consoante os comportamentos habituais de consumo na instalação em que se encontra integrado, de modo a não permitir que a bateria se mantenha com pouca carga durante muito tempo (exemplo: durante as épocas de inverno, em que a produção fotovoltaica não é suficiente para recarregar a bateria). Assim, cria um limite máximo de descarga "fictício" para as baterias, de modo a que não atinjam efetivamente o limite mínimo de carga permitido, mantendo os seus ciclos mais aproximados da capacidade total (100%), como pode ser visto na Figura 4.23. O limite de descarga "fictício" é incrementado 5% a cada dia (até um máximo de 85%), a cada dia que a bateria não atinja uma carga saudável (entre 85% e 100%). Quando a bateria atinge um valor de carga saudável, o incremento para esse dia é cancelado, permanecendo o limite do dia anterior. Se a bateria atingir uma carga de 95%, o limite de descarga é reduzido 5%. Esta funcionalidade permite que a profundidade de descarga seja aumentada conforme o aumento da energia fotovoltaica produzida. [36].

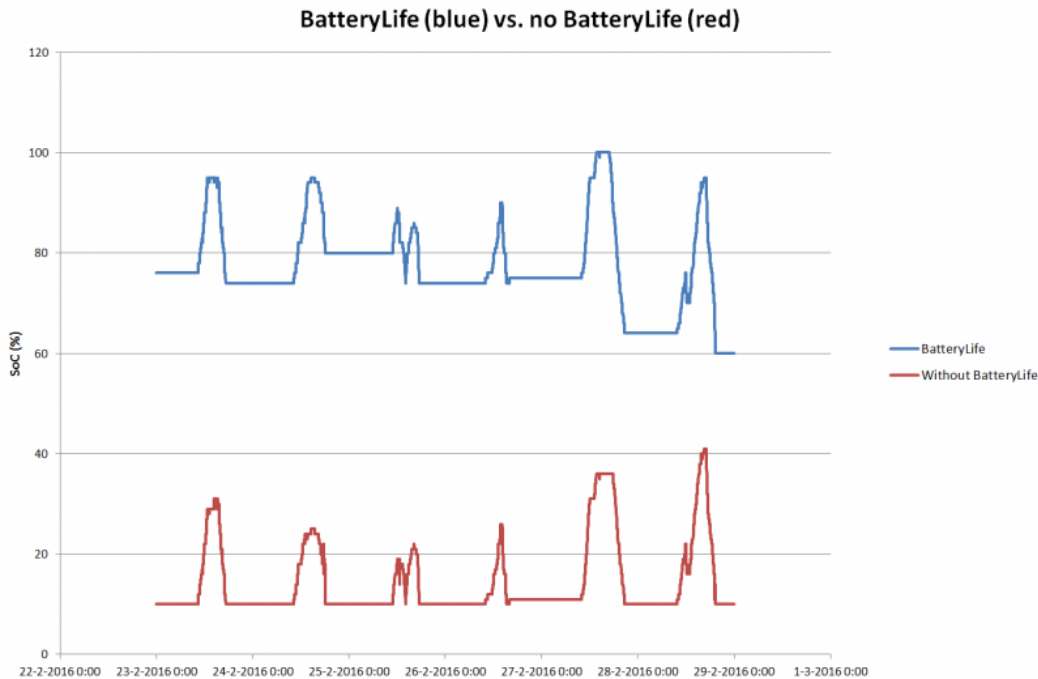


Figura 4.23: Ciclos com e sem *Battery Life* ativo [36]

Injeção de produção fotovoltaica limitada ou zero com inversores Fronius

A injeção de produção fotovoltaica limitada ou zero através de inversores Fronius integrados em sistemas ESS foi criada e rigorosamente testada pela Victron Energy. [36] Em condições de funcionamento normal, dado que os inversores se encontram em comunicação por Wi-Fi (na mesma rede local), a regulação de injeção zero/limitada não necessita de ser regulada através de *frequency shifting* (apresentado no Capítulo 4.11.1). Deste modo, é apenas feita a comunicação por via LAN entre o Cerbo Gx e os inversores Fronius no funcionamento normal da instalação, indicando a intenção de produção com injeção zero ou limitada.

4.11.4 Sistema Alternativo de Garantia de Energia

Os inversores/carregadores Victron Quattro estão instalados cada um em série com uma fase da energia proveniente da RESP e funcionando de forma sincroniza, ou seja, caso um destes equipamento avarie o sistema ESS deixa de funcionar e consequentemente o fornecimento de energia aos Quadros QGBT e QHab é interrompido, até que o equipamento seja reparado ou substituído.

Para eliminar a possibilidade da Quinta X ficar sem energia durante um longo prazo foi projetada uma solução que permite que o QGBT seja alimentado por um circuito adicional diretamente ligado à RESP, sem que a energia passe e seja controlada pelos Victron Quattro. A solução encontrada é baseada num comutador, representado

na Figura 4.24a, que é constituído por 2 entradas e 2 saídas. Quando o comutador é selecionado para o modo de funcionamento 1 conecta a entrada 1 (RESP) à saída 1 (Barramentos do QGBT). Por outro lado, quando é selecionado o modo de funcionamento 2 (modo de funcionamento "normal"), é conectada a entrada 2 (RESP) à saída 2 (Inversores/carregadores Victron Quattro). De notar que as entradas 1 e 2 encontram-se interligadas, funcionando como apenas uma entrada para as duas saídas. O comutador tem ainda uma posição intermédia que permite que nenhuma das entradas esteja conectada à saída (posição "Off").

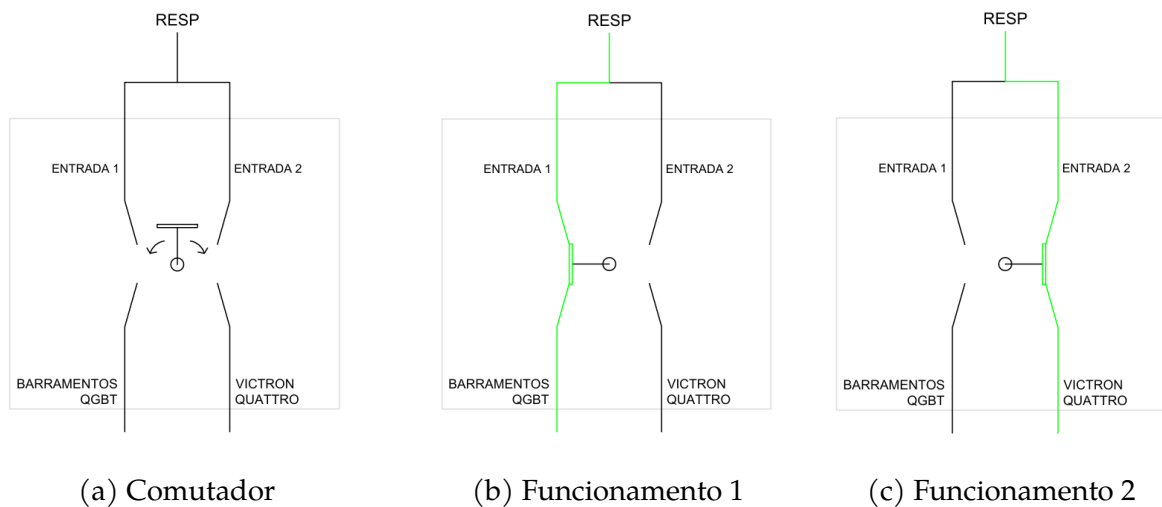


Figura 4.24: Método de prevenção de avaria dos equipamentos Victron

Através deste método, caso algum dos equipamentos Victron não esteja a funcionar corretamente é possível alimentar diretamente o QGBT a partir da RESP, garantindo o abastecimento de energia à Quinta.

5 CONCLUSÃO

A elaboração deste projeto permitiu desenvolver e implementar uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) baseada em energia fotovoltaica, consolidando conhecimentos adquiridos ao longo do percurso académico e aplicando-os num contexto prático e real. Este trabalho, centrado na Quinta X, destaca-se pela sua abordagem técnica, desde a caracterização inicial do local, passando pelo dimensionamento e integração dos componentes, até à análise de desempenho e funcionamento da solução final.

Os resultados obtidos evidenciam a viabilidade técnica e económica do sistema, comprovando que a utilização de fontes renováveis não só contribui para a redução dos custos energéticos como também promove a sustentabilidade ambiental e a independência energética. A análise das simulações realizadas com recurso ao *software PVsyst* demonstrou que o sistema garante uma produção eficiente, mesmo com condições adversas, assegurando a fiabilidade do fornecimento energético.

Do ponto de vista técnico, foram atingidos os objetivos principais, incluindo a instalação de painéis fotovoltaicos, inversores, baterias de armazenamento e sistemas de monitorização e controlo. Este projeto também abordou as questões relacionadas com o enquadramento legislativo em Portugal, assegurando o cumprimento das diretrizes aplicáveis ao setor.

O projeto possibilita futuras investigações e melhorias, tais como:

- Expansão do sistema para incluir maior capacidade de armazenamento ou maior produção de energia fotovoltaica;
- Desenvolvimento de estratégias para a gestão inteligente da energia, considerando o consumo em tempo real e a previsão de geração;
- Realização de análises aprofundadas sobre o impacto económico a longo prazo;
- Instalação de uma estação de produção mini-hídrica, complementando a geração de energia renovável e contribuindo para uma maior diversificação das fontes de energia.

Importa ainda destacar a ocorrência de uma falha de energia elétrica na rede pública no dia 28 de maio de 2025, que serviu como validação prática do sistema desenvolvido. Quando ocorreu a interrupção do fornecimento de energia a partir da rede pública, foi criada a micro-rede a partir da energia armazenada nas baterias, assegurando o fornecimento contínuo de energia à instalação sem qualquer interrupção perceptível. De seguida, o sistema fotovoltaico retomou a sua produção, sincronizando-se com os pa-

râmetros da rede criada pelos Victron Quattro. Este episódio evidenciou a eficácia da solução implementada, demonstrando na prática a sua capacidade de garantir a autonomia energética e a resiliência perante falhas da rede, conforme os objetivos propostos neste trabalho.

Em suma, este trabalho reforça a importância de soluções baseadas em energias renováveis no contexto da transição energética, destacando o papel das UPAC na promoção de um futuro mais sustentável e independente. A aplicação prática desenvolvida não só cumpre os objetivos propostos, como também contribui para a consolidação de boas práticas e para o desenvolvimento de competências técnicas e profissionais no âmbito da engenharia eletrotécnica.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável (BCSD) Portugal. *Manual de Boas Práticas de Eficiência Energética*. Acesso em: 10 de abril de 2024. Universidade de Coimbra e BCSD Portugal. 2005. URL: <https://bcsdportugal.org/wp-content/uploads/2013/11/publ-2005-Manual-boas-praticas-eficiencia-energetica.pdf>.
- [2] Gustavo Watanabe. *O papel da eletricidade e a importância da redução do consumo*. Acesso em: 15 de março de 2024. 2024. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/o-papel-da-eletricidade-import%C3%A2ncia-redu%C3%A7%C3%A3o-do-consumo-watanabe/>.
- [3] Secretaria Geral do Ambiente e Ação Climática. *Apresentação do Plano Nacional Energia e Clima 2030*. Acesso em: 3 de dezembro de 2024. 2024. URL: <https://www.sgambiente.gov.pt/apresentacao-do-plano-nacional-energia-e-clima-2030/>.
- [4] Portal Solar. *Energia do Sol: o que é, tipos e como captar*. Acesso em: 28 de junho de 2024. 2024. URL: <https://www.portalsolar.com.br/energia-do-sol-o-que-e-tipos-e-como-captar>.
- [5] Chemistry Talk. *Doping and P-N Junctions*. Acesso em: 22 de maio de 2024. 2024. URL: <https://chemistrytalk.org/doping-and-p-n-junctions/>.
- [6] Natália Mota, Vinicius Albuquerque e Regina Oliveira. “Energia solar na construção civil nos Gerais de Balsas, Maranhão: uma perspectiva de sustentabilidade”. Em: *RCT - Revista de Ciência e Tecnologia* 8 (jun. de 2022). doi: 10.18227/2447-7028rct.v8i07246.
- [7] NASA NSSDC. *Earth Fact Sheet*. Acesso em: 12 de setembro de 2024. 2024. URL: <https://nssdc.gsfc.nasa.gov/planetary/factsheet/earthfact.html>.
- [8] InfoEscola. *Inclinação Axial da Terra*. Acesso em: 5 de março de 2024. 2024. URL: <https://www.infoescola.com/astronomia/inclinacao-axial-da-terra/>.
- [9] Wikipédia (Português). *Ficheiro: Axial Tilt Obliquity*. Acesso em: 17 de novembro de 2024. 2024. URL: <https://pt.m.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:AxialTiltObliquity-pt.png>.
- [10] Pensar Contemporâneo. *A atmosfera da Terra está retendo calor duas vezes mais rápido*. Acesso em: 8 de agosto de 2024. 2024. URL: <https://www.pensarcontemporaneo.com/a-atmosfera-da-terra-esta-retendo-calor-duas-vezes-mais-rapido/>.

- [11] República Portuguesa. *Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de Outubro*. Decreto-Lei. Estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, simplificando os procedimentos administrativos e promovendo o uso de energias limpas e eficientes. 25 de out. de 2019. URL: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/162-2019-124507056>.
- [12] República Portuguesa. *Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de Janeiro*. Decreto-Lei. Estabelece as bases para a organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, incluindo as regras aplicáveis ao autoconsumo e à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. 14 de jan. de 2022. URL: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/15-2022-177996932>.
- [13] Patrick Filipe Simões Pereira. “Dimensionamento de Sistemas de Produção de Energia Elétrica utilizando Energia Solar Fotovoltaica”. Relatório de estágio de mestrado sobre sistemas fotovoltaicos e soluções energéticas para autoconsumo. Relatório de estágio de Mestrado. Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2022.
- [14] E-Redes. *Quero ser Autoconsumidor*. Informações detalhadas sobre os requisitos e processos para se tornar autoconsumidor de energia elétrica em Portugal. 2024. URL: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/clientes-e-parceiros/produtores/quero-ser-autoconsumidor>.
- [15] Rui Castro. *Uma Introdução às Energias Renováveis*. Lisboa, Portugal: IST Press, 2022. ISBN: 978-972-8953-72-3.
- [16] André Carlos Madeira Duarte. “Dimensionamento de Sistemas de Energia Solar - Estágio na SunEnergy”. Orientadores: Prof. Doutor Adelino Jorge Coelho Pereira e Prof. Doutora Rita Manuela da Fonseca Monteiro. Relatório de Trabalho de Estágio para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica. Coimbra, Portugal: Instituto Politécnico de Coimbra, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, abril de 2023. URL: <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/45267>.
- [17] Portal Solar. *Passo a passo da fabricação do painel solar*. Acesso em: 3 de dezembro de 2024. 2024. URL: <https://www.portalsolar.com.br/passos-a-passos-da-fabricacao-do-painel-solar.html>.
- [18] ENF Solar News. *JA Solar PV Modules Pass TÜV High-Grade Hail Test*. Os módulos fotovoltaicos da JA Solar passaram com sucesso no teste TÜV de resistência a granizo de alta intensidade. ENF Solar. 2023. URL: <https://es.enfsolar.com/news/8759/ja-solar-pv-modules-passes-tuv-high-grade-hail-test>.
- [19] EverExceed. *Multi-Bus Bar Technology in Solar Panel*. Acesso em: 25 de abril de 2024. 2024. URL: https://pt.everexceed.com/blog/multi-bus-bar-technology-in-solar-panel_b140.

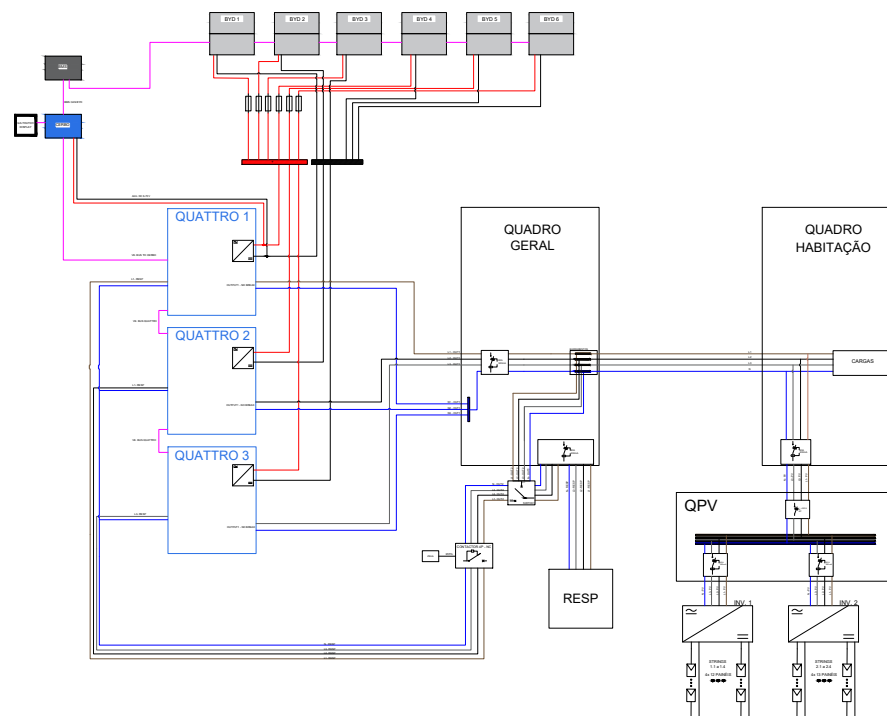
- [20] Tecnosolab. *Tecnología PERC y Half-Cell en paneles solares*. Acesso em: 30 de julho de 2024. 2024. URL: <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>.
- [21] M. G. Villalva, J. R. Gazoli e E. R. Filho. “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays”. Em: *IEEE Transactions on Power Electronics* 24.5 (2009), pp. 1198–1208. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2013861.
- [22] Trina Solar Limited. *Vertex Backsheet Monocrystalline Module*. Módulo monocristalino com potência máxima de 515W e eficiência de 21.4%. 2022. URL: [http://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0014C_Datasheet_Vertex_DE18M.08\(II\)_EN_2022_B2.pdf](http://static.trinasolar.com/sites/default/files/DT-M-0014C_Datasheet_Vertex_DE18M.08(II)_EN_2022_B2.pdf).
- [23] SLoCable. *Is it Better to Connect Solar Panels in Series or Parallel?* Acesso em: 18 de fevereiro de 2024. 2024. URL: <https://www.slocable.com.cn/pt/news/is-it-better-to-connect-solar-panels-in-series-or-parallel/>.
- [24] David Meneses et al. “Review and Comparison of Step-Up Transformerless Topologies for Photovoltaic AC-Module Application”. Em: *IEEE Transactions on Power Electronics* 28.6 (2013), pp. 2649–2663. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2227820.
- [25] Giuliano Arns Rampinelli, Arno Krenzinger e Faustino Chenlo Romero. “Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos”. Em: *Revista Ciências Exatas e Naturais* 15.1 (jan. de 2013). Análise teórica e experimental de inversores conectados à rede., pp. 25–50. DOI: 10.5935/RECEN.2013.01.02.
- [26] Rafael Menezes de Barros. “Sistema de Gestão de Armazenamento de Energia em Baterias: Uma Abordagem Focada na Maximização do Autoconsumo Fotovoltaico e Redução dos Custos”. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Energias Renováveis. Tese de mestrado. Lisboa, Portugal: Universidade NOVA de Lisboa, jul. de 2022.
- [27] Rafael dos Santos et al. “Sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias: tecnologias para sistemas de geração distribuída”. Em: mai. de 2023. ISBN: 9786553603301. DOI: 10.37885/230412789.
- [28] Victron Energy. *Quattro 5k 120/240V - Manual do Utilizador*. Acesso em: agosto 2024. 2024. URL: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Manual-Quattro-5k-120-240V-EN.pdf>.
- [29] José Miguel Branco Marques. “Battery Management System (BMS) for Lithium-Ion Batteries”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Tese de mestrado. Coimbra, Portugal: Universidade de Coimbra, setembro de 2018. URL: <https://estudogeral.uc.pt/handle/10316/39038>.
- [30] Fabrício Higo Monturil de Moraes et al. “Influência da Irradiação Solar na Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos”. Em: *Revista Brasileira de Meteorologia* 36.4 (out. de 2021), pp. 723–734. ISSN: 0102-7786. DOI: 10.1590/0102-7786360049. URL: <https://doi.org/10.1590/0102-7786360049>.

- [31] K2 Systems GmbH. *K2 MiniRail System*. Manual técnico para sistemas de montagem fotovoltaicos. 2023.
- [32] Rodrigo Sauaia. *Entenda a Lista Tier 1 e a Qualidade dos Módulos Fotovoltaicos*. Acesso em: 2 dez. 2024. 2022. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/entenda-lista-tier-1-e-qualidade-dos-m%C3%B3dulos-fotovoltaicos-/>.
- [33] Atsu Divine Kafui, István Seres e István Farkas. "Efficiency Comparison of Different Photovoltaic Modules". Em: *Acta Technologica Agriculturae* 1 (2019), pp. 5–11. DOI: 10.2478/ata-2019-0002.
- [34] Mevlut Borsa e Name Author2. "Analysis of NOCT and STC conditions on photovoltaic modules". Em: *Thermal Science* XX.X (2022), pp. XXX–XXX. DOI: 10.xxxx/tsci220610160b.
- [35] PR Newswire. *Trina Solar mais uma vez na lista Tier 1 da BNEF*. Acesso em: 9 dez. 2024. dezembro de 2024. URL: <https://www.prnewswire.com/br/comunicados-para-a-imprensa/trina-solar-mais-uma-vez-na-lista-tier-1-da-bnef-302073243.html>.
- [36] Victron Energy. *ESS Design and Installation Manual*. Acesso em: 3 de dezembro de 2024. 2024.
- [37] BYD Company Limited. *BYD Battery-Box Premium LVL (2021)*. Datasheet. Bateria de fosfato de ferro-lítio (LFP), escalável de 15,4 kWh até 983 kWh, compatível com inversores monofásicos e trifásicos. Certificação IEC62619 e CE. 2021. URL: [https://bydbatterybox.com/uploads/downloads/230830_BYD_Battery-Box_Premium_LVL_\(2021\)_Datasheet_V2.2_EN-64ef0fcfdd07c.pdf](https://bydbatterybox.com/uploads/downloads/230830_BYD_Battery-Box_Premium_LVL_(2021)_Datasheet_V2.2_EN-64ef0fcfdd07c.pdf).
- [38] Victron Energy. *Lynx Distributor Manual*. Manual. Manual de instalação e operação do Lynx Distributor, sistema modular de distribuição de energia CC para aplicações off-grid e sistemas fotovoltaicos. 2024. URL: https://www.victronenergy.com/upload/documents/Lynx_Distributor/24531-Lynx_Distributor_Manual-pdf-en.pdf.
- [39] ZIEHL industrie-elektronik. *Grid Protection Ziehl - Voltage & Frequency Relay UFR1001E*. Manual técnico para proteção de redes e plantas. Revisão 2019-04-29. 2019.
- [40] Ministério da Economia e da Inovação. *Portaria n.º 949-A/2006 - Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT)*. Aprova as Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 226/2005. setembro de 2006. URL: <https://files.dre.pt/1s/2006/09/17501/00020191.pdf>.
- [41] Wenderson Rebouças da Silva. "Análise de performance através do software PVsyst de gerações solares fotovoltaicas com potência de até 10 kWp conectados à rede na cidade de Fortaleza/Ceará no ano de 2021". Graduação em Engenharia Elétrica. Monografia (Graduação). Fortaleza, CE, Brasil: Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, 2022, p. 108.

- [42] Victron Energy B.V. *Inversor/Carregador Quattro*. Inversor/carregador de 3 kVA a 15 kVA, compatível com baterias de íões de lítio. 2023. URL: <https://www.victronenergy.pt/upload/documents/Datasheet-Quattro-3kVA-15kVA-PT.pdf>.
- [43] K2 Systems GmbH. *Sistema K2 MiniRail/MiniFive: Manual de Montagem*. Manual. Sistema de montagem compacto e otimizado para telhados trapezoidais, permitindo orientação universal dos módulos e elevação de 5° com o MiniFive para melhor ventilação e rendimento. 2023. URL: <https://catalogue.k2-systems.com/media/ca/1e/d8/MiniRail-infos-pt.pdf>.
- [44] BYD Europe B.V. *BYD Battery-Box Premium LVL 15.4: Operating Manual*. Versão V1.0. Manual de operação do sistema de baterias BYD para aplicações em sistemas fotovoltaicos e armazenamento de energia. BYD Europe B.V. Schiedam, Netherlands, 2020. URL: <https://www.bydbatterybox.com>.
- [45] Fronius International GmbH. *Fronius Symo Advanced Datasheet*. Inversor fotovoltaico com função AFCI integrada e eficiência máxima de 97.9%. 2023. URL: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners/downloads>.
- [46] ZIEHL Industrie-Elektronik. *Voltage and Frequency Relay UFR1001E*. Relé de proteção para monitorização de tensão e frequência em sistemas de geração fotovoltaica. 2019. URL: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Ziehl-Voltage-&-Frequency-relay-UFR1001E.pdf>.
- [47] LAPP Policabos. *Solar Cable H1Z2Z2-K*. Cabo solar com resistência UV, aplicação em sistemas fotovoltaicos. 2021. URL: https://policabos.pt/files/pt/catalogos/energia%26controlo/Triptico%20Poliearth%20EN_FR_PDF%20A4_v2.pdf.

ANEXOS

Anexo A - Esquema Multifilar Quinta X



Anexo B - Datasheet Estrutura Coplanar - K2 MiniRail MK2 [43]

Content

Everything at a glance -
find the right system:

		Pantile	Plain Tile	Slate	Trapezoidal sheet metal	Trapezoidal sandwich panel	Corrugated sheet metal	Corrugated fibre cement	Standing seam	Bitumen
Pitched roof	Page									
K2 SingleRail System	6	•	•	○	○	○	•	•	•	•
K2 SolidRail System	7	•	•	•	•	•	•	•	•	○
K2 Insertion System	8	•	•	•	•	•	•	•	○	○
K2 MultiRail/MultiRail CSM System	9	○	○	○	•	○	•	○	○	○
K2 MiniRail System	10	○	○	○	•	○	○	○	○	○
K2 BasicRail System	11	○	○	○	•	•	○	○	○	○

		Green roof	Gravel	Concrete	Membrane	Trapezoidal sheet metal	One-sided	Two-sided
Flat roof	Page							
K2 Dome 6 System	14	•	•	•	•	•	•	•
K2 Dome Zero System	15	•	•	•	•	○	○	○
K2 TiltUp Vento System	16	•	•	•	○	○	•	○

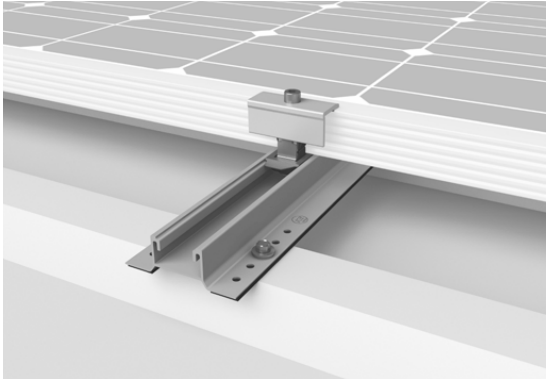
Ground mounted	Page
K2 A-Rack/P-Rack System	20

• Suitable ○ Unsuitable



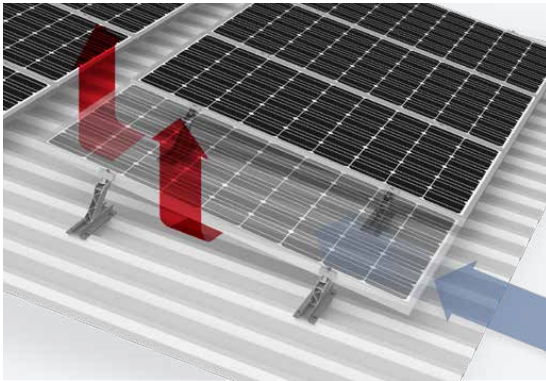
K2 MiniRail System

The system's compact dimensions allow for small packing dimensions and low weight. This results in optimised storage and easy transport. No pre-drilling or time-consuming fixing in the roof substructure is necessary during installation.



K2 MiniRail MK2

- Simple and fast installation due to a small range of components required
- MK2 rail channel enables mounting with the same module clamp on all pitched roof systems



K2 MiniFive MK2

- Additional 5° inclination possible with easy to install MiniFive MK2
- Improved rear ventilation and more yield
- Optimisation of module inclination and angle of incidence

System-Highlights

RailUp for more yield

- Elevation results in improved ventilation of the modules and thus the possibility for higher yields
- Easy installation of micro-inverters and power optimisers



Further information,
all technical data and
components

Anexo C - Datasheet inversor/carregador Victron Quattro 3 kVA a 15 kVA [42]



Inversor/carregador Quattro

3 kVA a 15 kVA

Compatível com baterias de íons de lítio

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Duas entradas CA com interruptor de transferência incluído

O Quattro pode ser ligado a duas fontes CA independentes como, por exemplo, a rede elétrica e um gerador ou a dois geradores. O Quattro liga-se automaticamente à fonte ativa.

Duas saídas CA

A saída principal dispõe da função "no-break" (sem interrupção). O Quattro encarrega-se do fornecimento às cargas ligadas em caso de apagão ou de desconexão da rede elétrica/gerador. Isto é feito tão rapidamente (menos de 20 ms) que os computadores e os outros equipamentos eletrónicos continuam a funcionar sem interrupção.

A segunda saída só está ativa quando houver corrente CA disponível numa das entradas do Quattro. A esta saída é possível ligar aparelhos que não descarreguem a bateria como, por exemplo, um esquentador.

Opção de fase dividida

Pode ser obtida uma fonte CA de fase dividida ao conectar o nosso autotransformador (consultar ficha de dados em www.victronenergy.com) a um inversor "europeu" programado para fornecer 240 V / 60 Hz.

Capacidade trifásica

Pode configurar três unidades para uma saída trifásica. Mas isto não é tudo: também pode ligar 4 grupos de três unidades de 15 kVA em paralelo para fornecer uma potência do inversor de 144 kW / 180 kVA e 2400 A de capacidade de carga.

PowerControl - Potência limitada do gerador, do cals ou da rede elétrica

O Quattro é um carregador de baterias muito potente. Por conseguinte, usará muita corrente do gerador ou da rede do cals (16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Um limite de corrente pode ser configurado em cada entrada CA. O Quattro terá em conta as outras cargas CA e utilizará a corrente disponível para realizar o carregamento, evitando assim sobrecarregar o gerador ou a rede elétrica.

PowerAssist - Aumento da potência do cals ou do gerador

Esta função amplia o princípio do PowerControl, permitindo que o Quattro complemente a potência da fonte alternativa. Se for necessário um pico de potência num curto espaço de tempo, como acontece frequentemente, o Quattro compensa imediatamente com a bateria a eventual falta de potência da rede elétrica ou do gerador. Quando a carga diminuir, a energia excedente será utilizada para recarregar a bateria.

Energia solar: Potência CA disponível mesmo durante uma falha da rede elétrica

Os Quattro podem ser utilizados sem ligação à rede elétrica, bem como uma aplicação PV ligada à rede e com outros sistemas de energia alternativos.

Está disponível o *software* de deteção da perda de rede elétrica.

Configuração do sistema

- Numa aplicação autónoma, a configuração pode ser alterada em alguns minutos com um novo procedimento de configuração do comutador DIP.
- As aplicações de fase paralela e trifásicas podem ser configuradas com o *software* Quick Configure e VE.Bus System Configurator.
- As aplicações de autoconsumo, interativas com a rede e fora da rede, que envolvam inversores de ligação à rede ou carregadores solares MPPT podem ser configurados com os Assistentes (*software* dedicado para aplicações específicas).

Controlo e Monitorização no Local

Há várias opções disponíveis: Monitor de Bateria, Painel de Controlo Multi, Color Control GX e outros dispositivos GX, *smartphone* ou *tablet* (Bluetooth Smart), portátil ou computador (USB ou RS232).

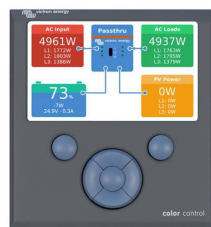
Controlo e Monitorização Remota

Color Control GX e outros dispositivos GX.

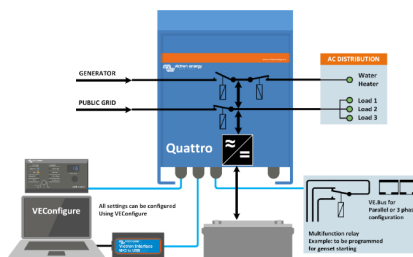
Os dados podem ser guardados e visualizados no nosso *site* VRM (Gestão Remota Victron) de forma gratuita.

Configuração Remota

Se estiverem ligados por uma Ethernet, é possível aceder e alterar as configurações dos sistemas com o Color Control GX e outros dispositivos GX.



Color Control GX que mostra uma aplicação PV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sim				
Comutador de transferência integrado	Sim				
2 entradas CA	Intervalo da tensão de entrada: 187 VCA a 265 VCA Freqüência de entrada: 45 Hz a 65 Hz Fator de potência: 1				
Corrente máxima (A)	2x50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Intervalo da tensão de entrada (VCC)	9,5 V a 17 V 19 V a 33 V 38 V a 66 V				
Saída (1)	Tensão de saída: 230 VCA ± 2 % Freqüência: 50 Hz ± 0,1 %				
Potência cont. de saída a 25 °C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potência cont. de saída a 25 °C (W)	2400	4000	6400	8000	12000
Potência cont. de saída a 40 °C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potência cont. de saída a 25 °C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potência (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficiência máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo em vazio (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo em vazio em modo de poupança (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo em vazio em modo de procura (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CARREGADOR					
Tensão de carga de "absorção" (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensão de carga de flutuação (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de armazenamento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corrente de carga bateria de serviço (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corrente de carga - bateria de arranque (A)	4 (só modelos de 12 e 24 V)				
Sensor de temperatura da bateria	Sim				
GERAL					
Saída auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programável (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Proteção (2)	a-g				
Porta de comunicação VE.Bus	Para funcionamento paralelo e trifásico, supervisão remota e integração do sistema				
Porta de comunicação multiúso	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off Remoto	Sim				
Características comuns	Temperatura de funcionamento: -40 °C a +65 °C Humidade (sem condensação): máx.: 95 %				
Altitude máxima	3500 m				
CAIXA					
Características comuns	Material e Cor: alumínio (azul RAL 5012) Classe de proteção: IP 21				
Ligações da bateria	Quatro pernos M8 (2 terminais positivos e 2 negativos)				
Ligação 230 VCA	Terminais de parafuso 13 mm² (6 AWG)	Perno M6	Perno M6	Perno M6	Perno M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensões (al x la x pr em mm)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMAS					
Segurança	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emissões/Imunidade	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Veículos rodoviários	Modelos de 12 V e 24 V: ECE R10-4				
Controlo do isolamento (islanding)	Ver no nosso site				
1) Pode ser configurada em 60 Hz; 120 V/60 Hz se for solicitado		3) Carga não linear, fator de pico 3:1			
2) Códigos de proteção:		4) Até 25 °C de temperatura ambiente			
a) curto-circuito de saída		5) Desativa quando não existe fonte CA disponível			
b) sobrecarga		6) Relé programável SA que pode ser configurado para alarme, geral,			
c) tensão da bateria demasiado alta		Subtensão CC ou função de arranque/paragem do gerador			
d) tensão da bateria demasiado baixa		Capacidade nominal CA: 230 V / 4 A			
h) temperatura demasiado alta		Capacidade nominal CC: 4 A até 35 VCC, 1 A até 60 VCC			
f) 230 VCA na saída do inversor					
g) ondulação da tensão de entrada demasiado alta					



Painel Multi Control Digital

Uma solução económica e prática de monitorização remota que inclui um botão rotativo para regular os níveis do PowerControl e Power Assist.



Dongle VE.Bus Smart

Mede a tensão e a temperatura da bateria e permite monitorizar e controlar os dispositivos Multi e Quattro com um *smartphone* ou outro dispositivo com Bluetooth ativado.



Color Control GX e outros dispositivos GX

Controlo e monitorização Local e também remota no [Portal VRM](#).



Interface MK3-USB VE.Bus para USB

Para ligar a uma porta USB ([ver Consultar o guia VECconfigure](#))



Interface VE.Bus para NMEA 2000

Liga o dispositivo a uma rede eletrónica marinha NMEA 2000. Consulte o [guia de integração NMEA 2000 e MFD](#)



Monitor de Bateria BMV-712 Smart

Utilize um *smartphone* ou outro dispositivo com Bluetooth ativado para:

- personalizar as definições,
- monitorizar todos os dados importantes num único ecrã, visualizar os dados históricos, e atualizar o *software* quando estiverem disponíveis novas funções.

Anexo D - Códigos de LED's Victron Quattro [28]

3.4 LED indications and their meaning

- LED off
- ☀ LED flashes
- LED lights

Inverter

charger		inverter	
○ mains on	on	● inverter on	The inverter is on, and supplies power to the load.
○ bulk	off	○ overload	
○ absorption		○ low battery	
○ float	charger only	○ temperature	

charger		inverter	
○ mains on	on	● inverter on	The nominal power of the inverter is exceeded. The "overload" LED flashes.
○ bulk	off	☀ overload	
○ absorption		○ low battery	
○ float	charger only	○ temperature	

charger		inverter	
○ mains on	on	○ inverter on	The inverter is switched off due to overload or short circuit.
○ bulk	off	● overload	
○ absorption		○ low battery	
○ float	charger only	○ temperature	

charger		inverter	
○ mains on	on	● inverter on	The battery is almost empty.
○ bulk	off	○ overload	
○ absorption		☀ low battery	
○ float	charger only	○ temperature	

charger		inverter	
○ mains on	on	○ inverter on	The inverter is switched off due to low battery voltage.
○ bulk	off	○ overload	
○ absorption		● low battery	
○ float	charger only	○ temperature	

charger		inverter	
○ mains on	on	● inverter on	The internal temperature is reaching a critical level.
○ bulk	off	○ overload	
○ absorption		○ low battery	
○ float	charger only	☀ temperature	

charger		inverter	
☐ mains on	on	☐ inverter on	
☐ bulk		☐ overload	
☐ absorption	off	☐ low battery	
☐ float	charger only	☒ temperature	

The inverter is switched off due to excessively high internal temperature.

charger		inverter	
☐ mains on	on	☒ inverter on	
☐ bulk		 overload	
☐ absorption	off	 low battery	
☐ float	charger only	☐ temperature	

– If the LEDs flash alternately, the battery almost empty and nominal power is exceeded.
 – If “overload” and “low battery” flash simultaneously, there is an excessively high ripple voltage at the battery connection.

charger		inverter	
☐ mains on	on	☐ inverter on	
☐ bulk		☒ overload	
☐ absorption	off	☒ low battery	
☐ float	charger only	☐ temperature	

The inverter is switched off due to an excessively high ripple voltage on the battery connection.

Battery charger

charger		inverter
☒ mains on	on	☐ inverter on
☒ bulk	off	☐ overload
☐ absorption		☐ low battery
☐ float	charger only	☐ temperature

The AC voltage on AC-in-1 or AC-in-2 is switched through, and the charger operates in bulk phase.

charger		inverter
☒ mains on	on	☐ inverter on
☒ bulk	off	☐ overload
☒ absorption		☐ low battery
☐ float	charger only	☐ temperature

The AC voltage on AC-in-1 or AC-in-2 is switched through and the charger operates, but the set absorption voltage has not yet been reached (battery protection mode)

charger		inverter
☒ mains on	on	☐ inverter on
☐ bulk	off	☐ overload
☒ absorption		☐ low battery
☐ float	charger only	☐ temperature

The AC voltage on AC-in-1 or AC-in-2 is switched through, and the charger operates in absorption phase.

charger		inverter
☒ mains on	on	☐ inverter on
☐ bulk	off	☐ overload
☐ absorption		☐ low battery
☒ float	charger only	☐ temperature

The AC voltage on AC-in-1 or AC-in-2 is switched through, and the charger operates in float or storage phase.

charger		inverter
☒ mains on	on	☐ inverter on
☒ bulk	off	☐ overload
☒ absorption		☐ low battery
☐ float	charger only	☐ temperature

The AC voltage on AC-in-1 or AC-in-2 is switched through, and the charger operates in equalisation mode.

Special indications

Set with limited input current

charger		inverter	
 mains on	on	☐ inverter on	
☐ bulk	 off	☐ overload	
☐ absorption		☐ low battery	
☐ float	charger only	☐ temperature	

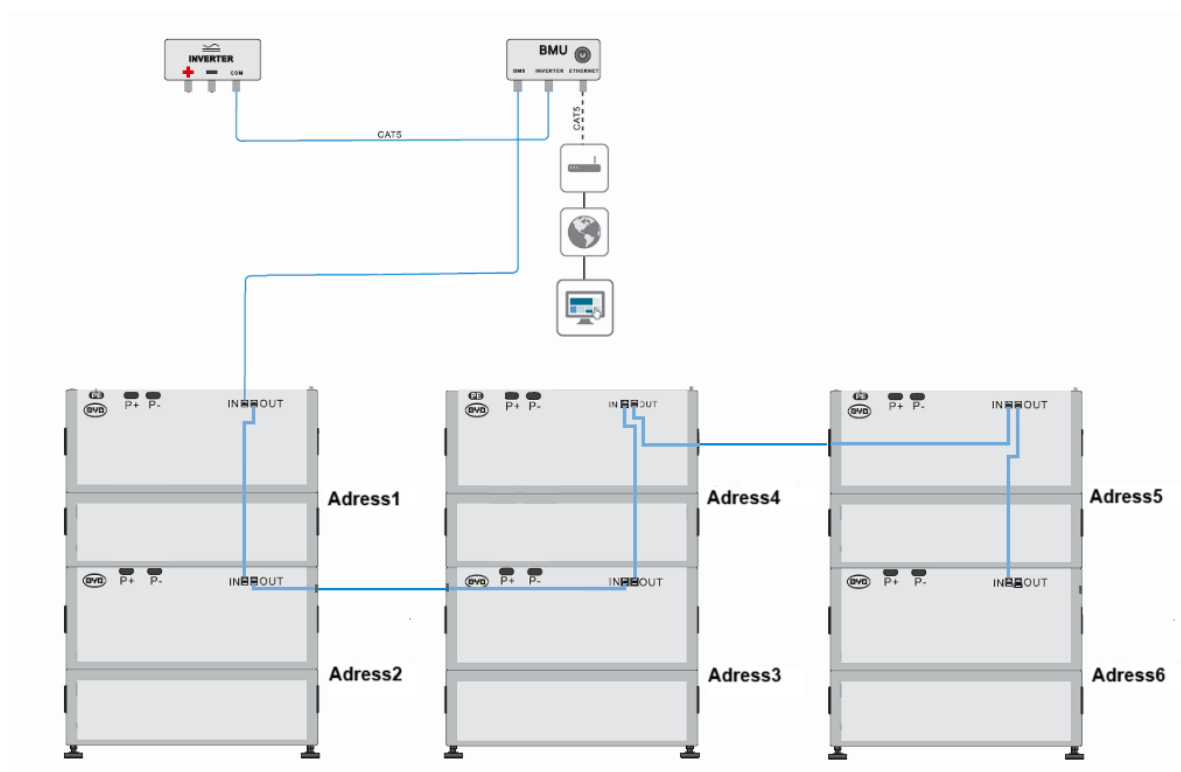
The AC voltage on AC1-in-1 or AC-in-2 is switched through. The AC-input current is equal to the load current. The charger is down-controlled to 0A.

Set to supply additional current

charger		inverter	
☒ mains on	on	 inverter on	
☐ bulk	 off	☐ overload	
☐ absorption		☐ low battery	
☐ float	charger only	☐ temperature	

The AC voltage on AC-in-1 or AC-in-2 is switched through, but the load demands more current than the mains can supply. The inverter is now switched on to supply additional current.

Anexo E - Esquema de ligação das comunicações entre baterias e BMU [44] (Adaptada pelo autor)



Anexo F - Datasheet BYD BATTERY-BOX PREMIUM LVL(2021)[37]

BATTERY-BOX PREMIUM LVL (2021)

- Scalable from 15.4 to 983 kWh
- Compatible with 1 and 3 Phase Inverters
- Cobalt Free Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery: Maximum Safety, Life Cycle, and Power
- Capable of High-Powered Back-up and Off-Grid Function
- Space Saving via the Ability to Stack 2 Premium Batteries
- Add Additional Batteries in Parallel to Expand the System



BATTERY-BOX PREMIUM LVL (2021)

The BYD Battery-Box Premium LVL is a lithium iron phosphate (LFP) battery for use with an external inverter.

Thanks to its control and communication unit (BMU), the Battery-Box Premium LVL scales to meet the project requirements, no matter how large they may be. Start with Battery-Box Premium LVL15.4 (15.36 kWh) and extend later to 983 kWh using parallel interconnection of up to 64 batteries.

LVL15.4

2 x LVL15.4

64 x LVL15.4

FLEXIBLE, EFFICIENT, SIMPLE


Easy Installation
With Easy Transportation


15.4 - 983 kWh
Tailored Sizing for Each Application


Extend Anytime
Easily Adapts to New Requirements


High Power
Power for Every Application



 BATTERY BOX

TECHNICAL PARAMETERS **PREMIUM LVL** (2021)



LVL15.4

Number of Modules	2
Usable Energy [1]	15.36 kWh
Max Cont. Output Current [2]	250 A
Peak Output Current [2]	375 A, 5 s
Dimensions (H/W/D)	660 x650x 575 mm
Weight	168kg
Nominal Voltage	51.2 V
Operating Voltage	40-57.6 V
Operating Temperature	-10 °C to +50°C
Battery Cell Technology	Lithium Iron Phosphate (cobalt-free)
Communication	CAN/RS485
Enclosure Protection Rating	IP20
Round-trip Efficiency	≥95%
Scalability	Max. 64 in Parallel (983 kWh)
Certification	IEC62619 / CE / CEC / UN38.3
Applications	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Warranty [3]	10 Years
Compatible Inverters	Refer to BYD Battery-Box Premium LVL Minimum Configuration List

[1] DC Usable Energy, Test conditions: 100% DOD, 0.2C charge & discharge at + 25 °C. System usable energy may vary due to system configuration parameters.

[2] Charge derating will occur between -10 °C and +5 °C

[3] Conditions apply. Refer to BYD Battery-Box Premium Limited Warranty Letter.



BYD Company Limited
www.bydbatterybox.com
Global Sales: batteryboxgrp@byd.com
Global Service: bboxservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner
Alps Power Pty Ltd
www.alppower.com.au
service@alppower.com.au

BYD US Service
bboxusservice@byd.com

V1.3



Anexo G - Datasheet Painel Trina Solar TSM-DE18M.08(II) [22]

Mono

Multi

Solutions



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE18M.08(II)

PRODUCT RANGE: 495-515W

515W

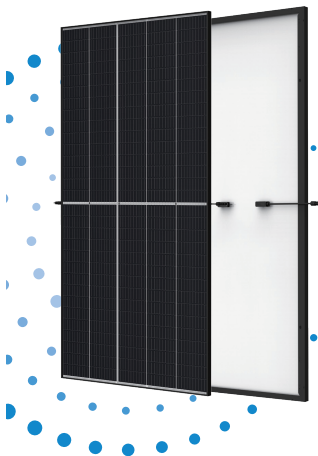
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY





High power & efficiency

- Maximum energy harvesting from roofs
- 60W higher than the previous generation



Aesthetics

- Black frame design for an attractive appearance



Cutting edge technology

- Industry-leading 210mm triple-cut solar cells
- Best-in-class engineering, manufacturing processes and quality control
- Assembly in fully automated and newly built state-of-the-art factories



High quality

- Extra protection with extended 15-year product warranty and 25-year performance warranty
- Beyond industry-standard hail test passed: 35mm hail size
- Carefully selected materials for the best reliability also in demanding climates
- Snow load up to 6000 pa, wind load up to 2400pa



Easy design & installation

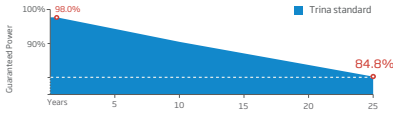
- Mainstream rooftop mounting methods approved
- High compatibility with mainstream inverters and optimizers



Optimized BOS cost

- Lower cost for structure, cable, workmanship per Wp

Trina Solar's Vertex Backsheet Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	88.0%
25	84.8%



Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

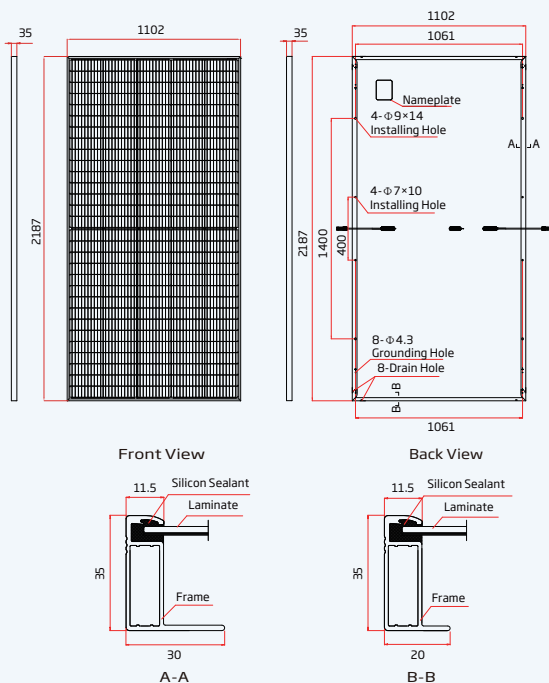
ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

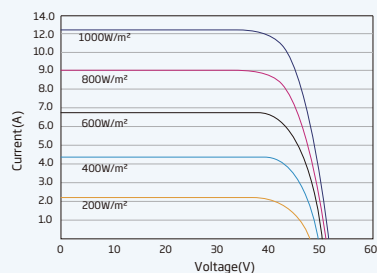
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



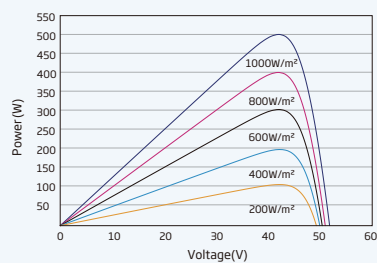
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(505W)



P-V CURVES OF PV MODULE(505W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	495	500	505	510	515
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	42.6	42.8	43.0	43.2	43.4
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	11.63	11.69	11.75	11.81	11.87
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	51.5	51.7	51.9	52.1	52.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.21	12.28	12.35	12.42	12.49
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	373	377	381	385	388
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	40.2	40.4	40.6	40.5	40.7
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	9.28	9.33	9.38	9.50	9.53
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.4	48.6	48.8	49.0	49.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.84	9.90	9.95	10.01	10.06

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2187x1102x35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

15 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 620 pieces

Anexo H - Datasheet Inversor Fronius Symo Advanced 20.0-3-M[45]
Fronius Symo Advanced



Designed to rely on.

Product advantages

- 01 More safety features included
- 02 Endless freedom
- 03 Optimal performance as standard

The Fronius Symo Advanced impresses not only with levels of performance and flexibility that have been proven a million times over, but also with its new equipment. The highlight in terms of safety is the integrated Fronius Arc Guard technology, which ensures the Fronius Symo Advanced exceeds the highest standards and is the future-proof and reliable choice for commercial photovoltaic systems of any size.

Fronius Symo Advanced. Designed to rely on.

Developed with safety in mind:

The Fronius Symo Advanced opens the next chapter in the Fronius SnapINverter portfolio. Performance proven a million times over meets new safety technology, making the Fronius Symo Advanced more than ever a future-proof choice for installers and their customers.

01 More safety features included

Detect, intervene, learn – the new Fronius Arc Guard technology follows this principle to protect against dangerous arcs. The algorithm developed by Fronius reliably detects arcing and shuts down the photovoltaic system before a fire can occur. The Fronius Arc Guard is being continuously trained by the manufacturer to make the Arc Fault Circuit Interrupter more precise and to optimize system protection.

02 Endless freedom

Easily plan complex roofs thanks to SuperFlex Design. The PV modules can be flexibly aligned and connected as the Fronius Symo Advanced is able to handle a wide range of input voltages as well as very high PV module currents.

03 Optimal performance as standard

Maximum yield even when the PV modules are partially in the shade is possible thanks to the Dynamic Peak Manager feature of the Fronius Symo Advanced. The intelligent software-based shade management tool is installed as standard and requires no additional components.

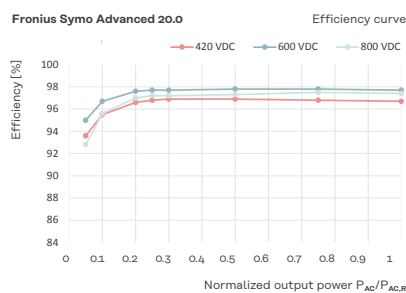
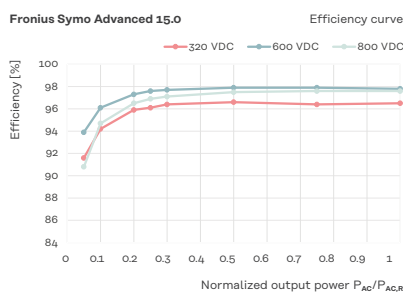
Fronius Symo Advanced



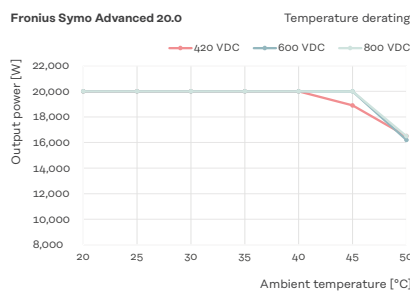
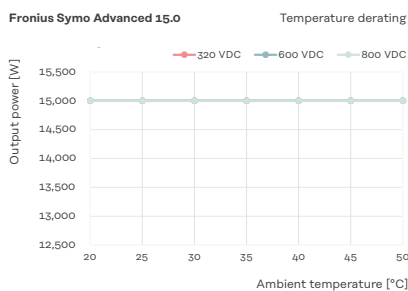
Impressive power data

The Fronius Symo Advanced impresses with its flexible system design and the highest safety standards.

Efficiency



Power derating



Technical data

17.5 / 20.0 kW

			Symo Advanced			
			17.5-3-M		20.0-3-M	
Input data	Number of MPP trackers		2		2	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Max. input current (I _{dc max})	A	33.0	27.0	33.0	27.0
	Max. usable input current (I _{dc max} MPPT 1+2)	A	51.0		51.0	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Max. array short circuit current MPPT1/MPPT2 (I _{sc pv}) ²	A	68	55.7	68	55.7
	DC input voltage range (U _{dc min} - U _{dc max})	V	200–1000		200–1000	
	Feed-in start-up input voltage (U _{dc start})	V	200		200	
	Usable MPP voltage range	V	200–800		200–800	
	MPP Voltage range (at rated power) (U _{mpv min} - U _{mpv max})	V	370–800		420–800	
			MPPT1	MPPT2	MPPT1	MPPT2
	Number of DC connections		3	3	3	3
	Max. PV generator output (P _{dc max})	W _{peak}	26,300		30,000	
Output data	AC nominal output (P _{ac,r})	W	17,500		20,000	
	Max. output power / rated apparent power	VA	17,500		20,000	
			380 V _{AC}	400 V _{AC}	380 V _{AC}	400 V _{AC}
	AC output current (I _{ac nom})	A	26.5	25.3	30.3	28.9
	Grid connection (voltage range)		3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
	Frequency (frequency range)	Hz	50 / 60 (45 - 65)		50 / 60 (45 - 65)	
	Total harmonic distortion	%	< 1.5		< 1.25	
	Power factor (cos φ _{ac,r})		0–1 ind. / cap.			
General data	Dimensions (height x width x depth)	mm	725 x 510 x 225			
	Weight (inverter/with packaging)	kg	41.96/44.96		41.96/44.96	
	Protection class		IP 66		IP 66	
	Safety class		1		1	
			DC	AC	DC	AC
	Overvoltage category (DC/AC) ³		2	3	2	3
	Night consumption	W	<1		<1	
	Inverter concept		Transformerless			
	Cooling		Active Cooling technology			
	Installation		Indoor and outdoor installation			
	Ambient temperature range	°C	-25 - +60		-25 - +60	
	Permissible humidity	%	0–100		0–100	
			unrestricted / restricted voltage range			
	Max. altitude above sea level	m	2,000/3,400		2,000/3,400	
	DC connection technology	mm ²	6x DC+ and 6x DC screw terminals 2.5 - 16 mm ²			
	AC connection technology	mm ²	5-pin AC screw terminals 2.5 - 16mm2			
	Certificates and compliance with standards		IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, VDE 0126-1-1/A1, VDE AR-N 4105, G98/1, G99/1, AS/NZS 4777.2, UNE 206007-1, CEI 0-21, CEI 0-16, NRS 097-2-1, TOR Erzeuger Typ A, VDE AR-N 4110, EN 50549-1/-2, IEC 61683, IEC60068, IEC 63027:2023			
	Country of manufacture		Austria			

² $I_{sc\ pv} = I_{sc\ max} \geq I_{sc} (STC) \times 1.25$ according to e.g. IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

³ In line with IEC 62109-1. DIN rail for optional surge protection device type 1 + 2 or type 2 present.

For further information on the availability of the inverters in your country, please visit www.fronius.com.

Fronius Symo Advanced. Designed to rely on.

			Symo Advanced	
			17.5-3-M	20.0-3-M
Efficiency	Max. efficiency	%	97.9	97.9
	Europ. efficiency (η_{EU})	%	97.6	97.6
	MPP adaptation efficiency	%	> 99.9	> 99.9

Protection devices	Arc Fault Circuit Interrupter - AFCI (Fronius Arc Guard)		Integrated
	DC isolation measurement		Integrated
	Overload performance		Operating point shift, power limiter
	DC disconnect		Integrated
	Reverse polarity protection		Integrated
	RCMU		Integrated

Interfaces	WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
	6 inputs and 4 digital inputs/outputs		Connection to ripple control receiver
	USB (type A socket) ⁴		Datalogging, inverter updating using a USB thumb drive
	2x RS422 (RJ45 socket) ⁴		Fronius Solar Net
	Message output ⁴		Energy management (potential-free relay output)
	Datalogger and web server		Integrated
	External input ⁴		SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection
	RS485		Modbus RTU SunSpec or meter connection

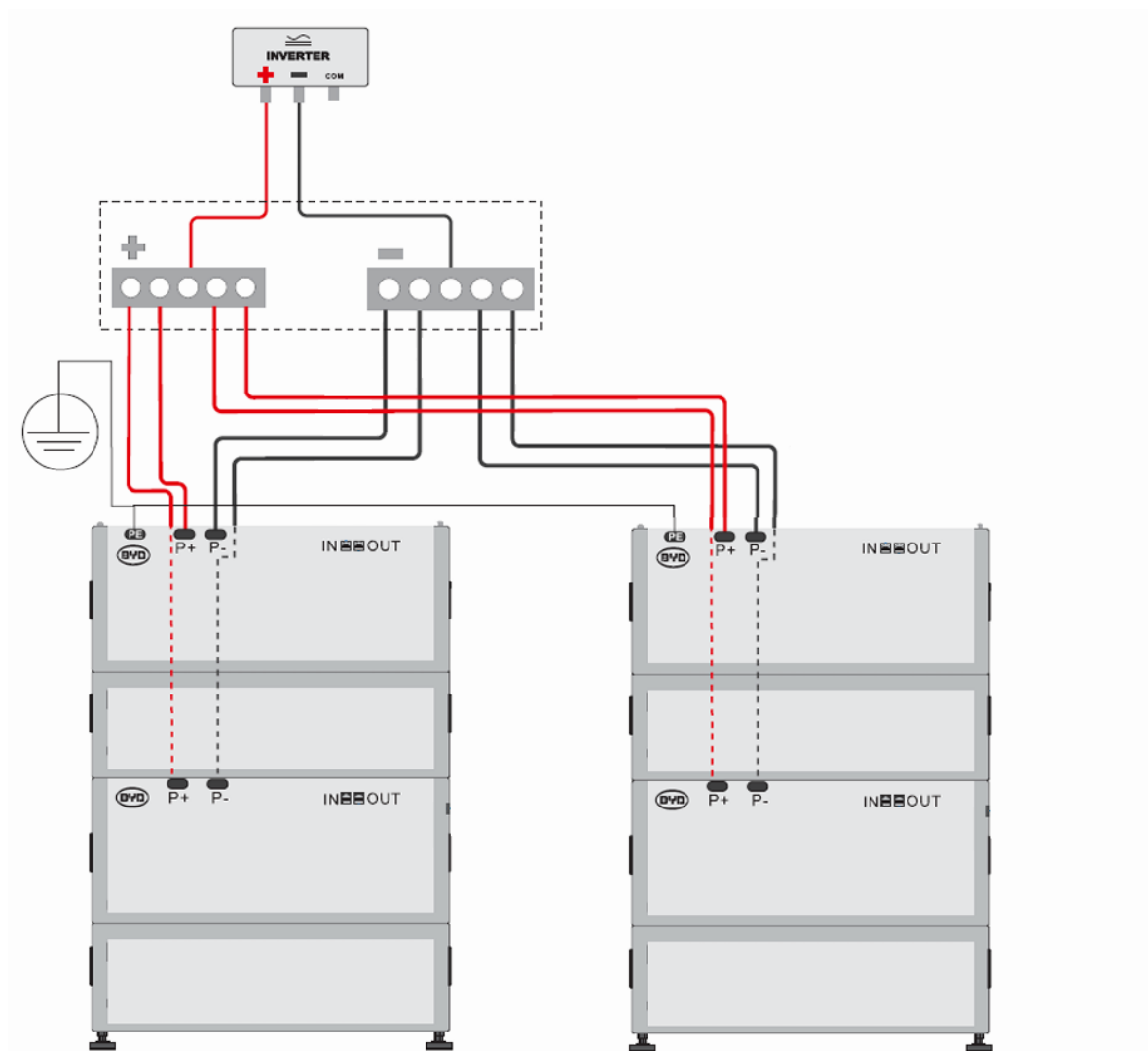
⁴ Also available in a light version.

Further information: www.fronius.com/commercial-inverters

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

EN Vo3 Jun 2023
Text and illustrations were accurate at the time of printing. Fronius reserves the right to make changes. All information published in this document, despite exercising the greatest of care in its preparation, is subject to change. No legal liability is accepted.
Copyright © 2023 Fronius®.
All rights reserved.

Anexo I - Esquema de ligação entre os barramentos Lynx Distributor e as baterias [44] (Adaptada pelo autor)



Anexo J - Datasheet Ziehl UFR1001E [46]

Voltage Monitoring Type UFR

ZIEHL

Voltage and Frequency Relay UFR1001E

Grid- and Plant Protection VDE-AR-N 4105 and 4110, ÖVE-standard, G98 + G99, DIN V VDE 0126-1-1, VFR2013/2014, NRS 0972-1:2017 Ed 2, Synergrid C10/C11

NEW: VDE-AR-N 4105:2018-11, VDE-AR-N 4110:2018-11

UFR1001E



Part number: **S222296**

The grid- and plant protection device UFR1001E monitors voltage and frequency in plants for own generation of electricity. It complies with the requirements of VDE-AR-N 4105:2018-11, VDE-AR-N 4110:2018-11, G98, G99, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009 and other standards for generators connected to the public grid.

The UFR1001E is a dual-channel device and thus one-fault-proof.

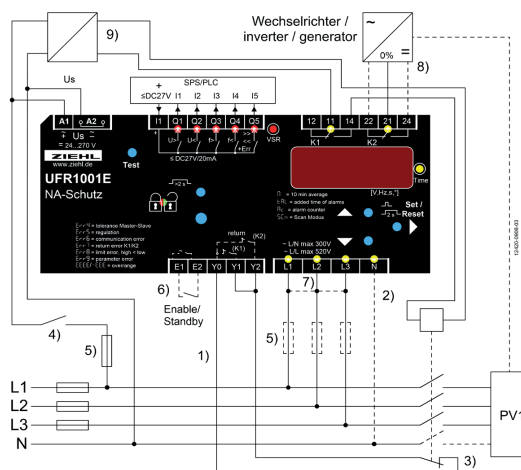
The function of the output-relays and of the connected switches can be monitored with feed-back contacts. When a connected switch does not switch off, the UFR does not switch on again. When a switch does not switch on it makes 2 restarts and thus improves availability of monitored plant.

The limits are pre-set according to VDE-AR-N 4105:2018-11, VDE-AR-N 4105:2018-11 and other standards. They can be changed if required and be protected with a code and/or a seal.

With a 2-step test both channels can be tested individually and the triggering time of connected switches is measured.

The standby input allows a remote shutoff e.g. with a RCR.

- Under and overvoltage monitoring 15...520 V
- Measuring phase-neutral or phase-phase
- Monitoring of under- and overfrequency 45...65 Hz
- Monitoring of quality of voltage (10-minutes-average)
- Monitoring of vector shift 2...65°
- Monitoring of rate of change of frequency (ROCOF, df/dt) 0,100...5,000 Hz/s
- One-fault-proof with monitoring of connected switches (defeatable),
- 2 automatic restarts at error
- Passive anti-islanding protection acc. to ch. 6.5.3 and app. D2
- Switching delay adjustable 0.05 ... 300 s
- Switching back delay adjustable 0 ... 6,000 s
- Preset values acc. to
 - VDE-AR-N 4105:2018-11 (Pr2), VDE-AR-N 4105-2011-08 (Pr1)
 - VDE-AR-N 4110:2018-11 (PR11-14) and BDEW (Pr 3-6)
- G98 (G83/2) and G99 (G59/3) for Great Britain
- ÖVE standard for Austria
- VSE/EEA-CH 2014 for Switzerland
- Alarm counter for 100 alarms (trip value, cause and rel. time stamp)
- Record of added times of alarms
- Input for standby with counter and recording of time
- Test button and simulation with measuring of switching-times
- Sealing. All values can be read-out when sealed
- Easy installation and programming with pre-set programs
- Housing for DIN-rail-mount, 105 mm wide, mounting height 66 mm



Certificates:

- Certificate of conformity Grid and Plant protection acc. to VDE-AR-N 4105 2011-08 and 2018-11 "Plants for generation of own energy in low voltage grid"
- Certificate of conformity Grid and Plant protection acc. to BDEW requirement "Plants for generation of own energy in medium voltage grid"
- Certificate of compliance DIN V VDE 0126-1-1
- Certificate ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712:2009-12, Anhang A
- Certificate of compliance G59/3:2013, G83/2:2012, G99/1-1+2+3:2018 and G98/1-1+2:2018
- Certificate of compliance EN 50438:2013
- Certificate de conformité DIN V VDE 0126-1-1, VFR2013/VFR 2014
- Certificate of compliance NRS 097-2-1:2010 ed 2.0 South Africa
- approved Synergrid C10/C11
- approved Energex RED STD00233
- accepted by Tepco
- RD1699:2011 / RD413:2014

Technical Data UFR1001E

Power supply	Rated supply voltage U_s	AC/DC 24-270 V, 0/45...65 Hz, <5VA DC: 20,4...297 V, AC: 20,4...297 V
Relay output		2 change-over contacts see operating manual
Voltage	Measurement phase-phase Setting range phase-phase Measuring voltage phase-neutral Setting range phase-neutral Measurement method Hysteresis Measurement accuracy Accuracy of display Measurement functions Switching-delay (dAL) Switching-back-delay (doF)	AC 15...530 V (< 5 V display: 0) AC 15...520 V AC 10...310 V (< 5 V display: 0) AC 15...300 V true RMS adjustable 1,0...180 V with neutral: $\pm 0,6\%$ of measured value without neutral: $\pm 0,8\%$ of measured value >100V: -1 digit (resolution 1 V) <100V: -1 digit (resolution 0,1 V) 3-phase with / without neutral adjustable 0,05 (± 15 ms)...300,0 s adjustable 0 (approx. 200 ms)...6.000 s
Frequency	Measurement range Setting range Hysteresis Measurement accuracy Switching delay (dAL) Switching-back-delay (doF)	40...70 Hz 45,00...65,00 Hz 0,05...10,00 Hz $\pm 0,04$ Hz ± 1 digit adjustable 0,05 (± 15 ms)...300,0 s adjustable 0 (>200 ms)...6.000 s
Vector-Shift	Measurement range Setting range Switching-delay (dAL) Switching-back-delay (doF) Delay at U_s on	0...90,0° 2,0...65,0° < 50 ms adjustable 3...240 s adjustable 2...20 s
ROCOF (df/dt)	Setting range	0,100...5,000 Hz/s, 4...50 cycles
Digital outputs insulated	Voltage I1 Current Q1...Q5	DC 4,5...27 V max. 20 mA / output
Input Feed-back-contacts	Voltage Y0...Y1/2 Switching time connected switches	DC 15...35 V adjustable 0,5...99,0 s
Test Conditions	Rated impulse voltage Overvoltage category Pollution degree Rated Insulation voltage U_i Operating time Operating temperature Storage temperature Climatic conditions (IEC/EN 60721-3-3) EMC - immunity EMC - emission	EN 60255 4000 V III 2 300 V 100 % -20 °C...+55 °C -25 °C...+70 °C 3K5 (except condensation and formation of ice) EN 61 000-6-2 EN 61 000-6-3
Housing	Design Dimensions (h x w x d) Protection housing Protection terminals Attachment Weight	V6 90 x 105 x 69 mm, mounting height 66 mm IP30 IP20 DIN-rail 35 mm according to EN 60 715 or screws M4 ca. 250 g

Anexo K - Datasheet Cabo Solar H 1Z2Z2-K [47]

POLiearth®

Solar Cable H1Z2Z2-K

Câble Solaire H1Z2Z2-K



 **LAPP** Policabos

Solar Cable H1Z2Z2-K

$D_{ca}-s_2, d_2, a_1$



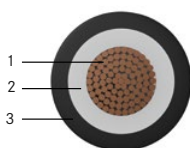
Application

Solar cables to PV installations according to HD 60364-7-712, suitable to indoor and outdoor applications.

The cables are suitable for the application in/at equipment with protective insulation (protection Class II).

Design

1. Conductor: Tinned copper class 5, acc. to IEC/EN 60228
2. Insulation: Special cross-linked material
Core Identification: natural
3. Outer sheath: Special cross-linked material
(Black, Blue, Red)



Note: Rodent protection available by request.

Standards

- EN 50618
- EN/IEC 60754-1/-2
- EN/IEC 61034-2
- EN/IEC 60332-1-2
- EN 13506-1
- EN 50575

CPR

- Class: $D_{ca}-s_2, d_2, a_1$
- Range: 1x4 mm², 1x6 mm² and 1x10 mm²

Mechanical and thermal properties

Temperature range	Fixed installation: -40°C up to 90°C
Min. temperature	Installation: -25°C
Min. bending radius	Ocasional flexing: 15 x cable diameter Fixed installation: 5 x cable diameter
Weathering / UV resistance	Acc. EN 50618 Annex E
Presence of water	AD8 acc. EN 50525-2-21 Annex D & E (immersion test)
Corrosive or polluting substances	AF3 acc. EN 50618
Impact	AG2 acc. EN 50618
Vibration	AH3 acc. EN 50618
Outdoor use	AN3 (permanent) acc. EN 50618
Underground laying	Impact resistance UL 854.23 Crushing resistance UL 854.24
Ozone resistance	Acc. EN 50396
Halogen free	Acc. EN/IEC 60754-1/-2
Smoke density	Acc. EN/IEC 61034-2
Flame retardant	Acc. EN/IEC 60332-1-2
Acid and alkaline resistance	Acc. EN 60811-404 (oxal-acid and sodium hydroxide)



Electrical Properties

Voltage level (U_o/U):	1/1 kV AC 1,5/1,5 kV DC
Max. operating voltage:	1,8 kV DC
Test voltage:	6,5 kV AC
Current capacity:	Acc. to EN 50618, table A3 & A4

Order Information

Article Number	Cond. x section (Nxmm ²)	Nom. outer diam. (mm)	Copper index approx. (kg/km)	Weight approx. (kg/km)
2311089982	1x2,5	5,1	24,0	47
2311089983	1x2,5	5,1	24,0	47
2311089984	1x4	5,7	39,0	62
2311089985	1x4	5,7	39,0	62
2311089986	1x6	6,6	57,6	78
2311089987	1x6	6,6	57,6	78
2311089988	1x10	7,0	96,0	125
2311089989	1x10	7,0	96,0	125
2311089990	1x16	8,2	153,6	184
2311089991	1x16	8,2	153,6	184

Anexo L - Relatório Simulação PVsyst



PVsyst V8.0.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

System power: 51.0 kWp

Ponte de Lima - Portugal

| Author: Diogo Gonçalves



Project: Quinta X
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

Project summary

Geographical Site

Ponte de Lima

Portugal

Situation

Latitude 41.77 °N
Longitude -8.58 °W
Altitude 23 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ponte de Lima
Meteonorm 8.2 (2004-2020), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 52 °

User's needs

Monthly values

System information

PV Array

Nb. of modules 100 units
Pnom total 51.0 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Pnom total 40.0 kWac
Pnom ratio 1.275

Battery pack

Storage strategy: Weak grid islanding
Nb. of units 6 units
Voltage 51 V
Capacity 2496 Ah

Results summary

Produced Energy	61242 kWh/year	Specific production	1201 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	73.39 %
Used Energy	66960 kWh/year			Solar Fraction SF	56.04 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10



Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 23 / 52 °

Horizon

Average Height 3.7 °

Storage

Kind Weak grid islanding

Charging strategy

When excess solar power is available

Discharging strategy

As soon as power is needed

Grid unavailability

8 periods

66 hours

0.8 % of time

Models used

Transposition Perez

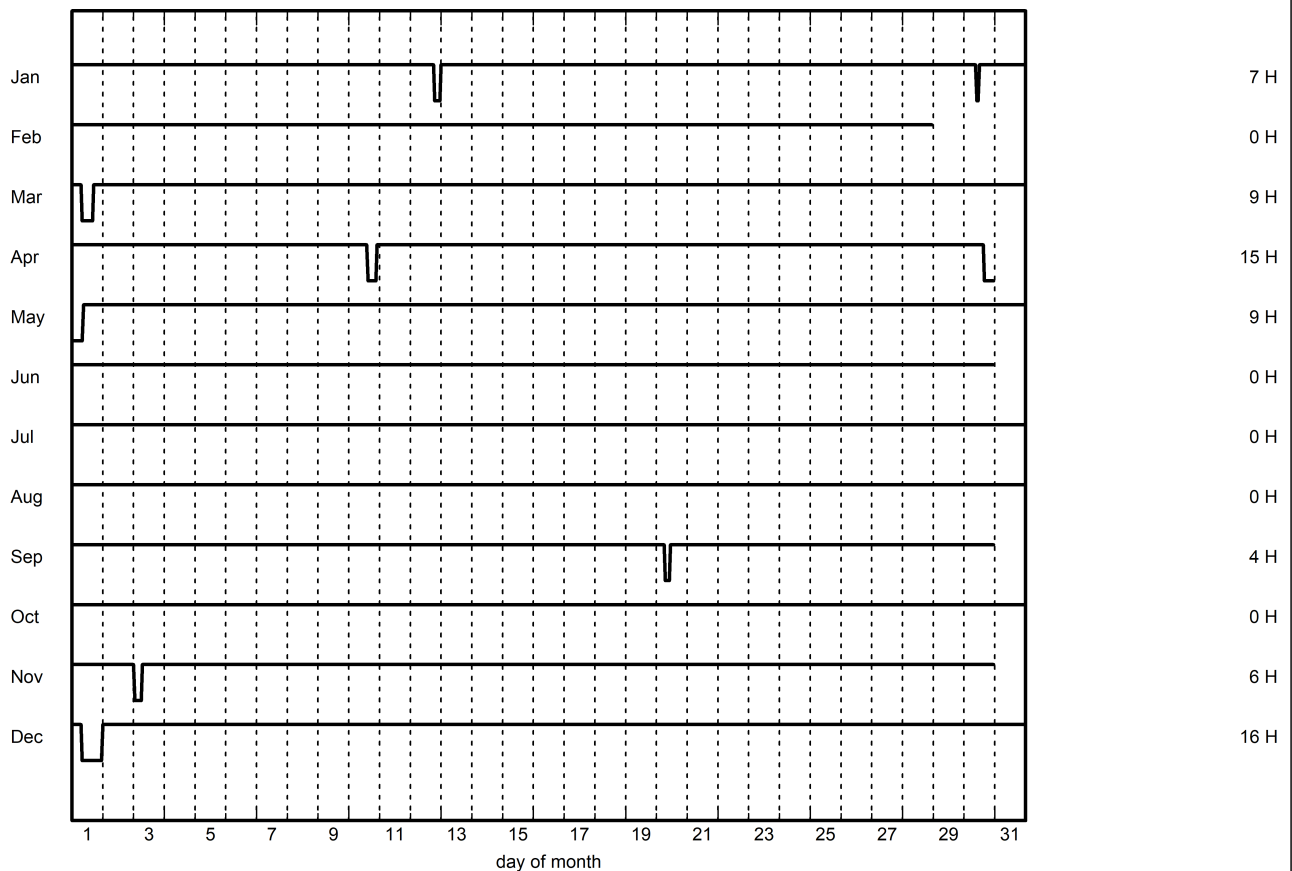
Diffuse Perez, Meteornorm

Circumsolar separate

User's needs

Monthly values

Grid unavailability





Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

General parameters

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
9.82	7.14	5.98	4.70	3.10	3.79	3.75	4.57	3.91	5.69	8.42	6.09	67.0	MWh/mth

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Trina Solar

Model TSM-DE18M-(II)-505_QCC

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 510 Wp
Number of PV modules 100 units
Nominal (STC) 51.0 kWp

Array #1 - PV Array 1

Number of PV modules 48 units
Nominal (STC) 24.48 kWp
Modules 4 string x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 22.28 kWp
U mpp 472 V
I mpp 47 A

Array #2 - PV Array 2

Number of PV modules 52 units
Nominal (STC) 26.52 kWp
Modules 4 string x 13 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 24.14 kWp
U mpp 511 V
I mpp 47 A

Total PV power

Nominal (STC) 51 kWp
Total 100 modules
Module area 239 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer BYD

Model Battery Box Premium LVS 16.0

Battery pack

Nb. of units 6 in parallel
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 102.2 kWh

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 44.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 76.0 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Inverter

Manufacturer Fronius International

Model Symo 20.0-3-M Advanced

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 20.0 kWac
Number of inverters 2 units
Total power 40.0 kWac

Number of inverters 1 * MPPT 0.55 1 unit
Total power 20.0 kWac

Operating voltage 200-800 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.22

Number of inverters 1 * MPPT 0.55 1 unit
Total power 20.0 kWac

Operating voltage 200-800 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.33

Total inverter power

Total power 40 kWac
Number of inverters 2 units
Pnom ratio 1.27

Battery Pack Characteristics

Voltage 51 V
Nominal Capacity 2496 Ah (C10)
Temperature External ambient temperature



Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 1.0 V

Loss Fraction 0.2 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction 0.0 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.5 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

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 10 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - PV Array 1

Global array res. 165 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - PV Array 2

Global array res. 179 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 0.5 %

1.8 days,

3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 6.27 % at STC

Global System

Wire section Alu 3 x 35 mm²

Wires length 225 m



Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

Horizon definition

Horizon from Meteonorm web service, Lat=41°46'1", Long=-8°34'59"

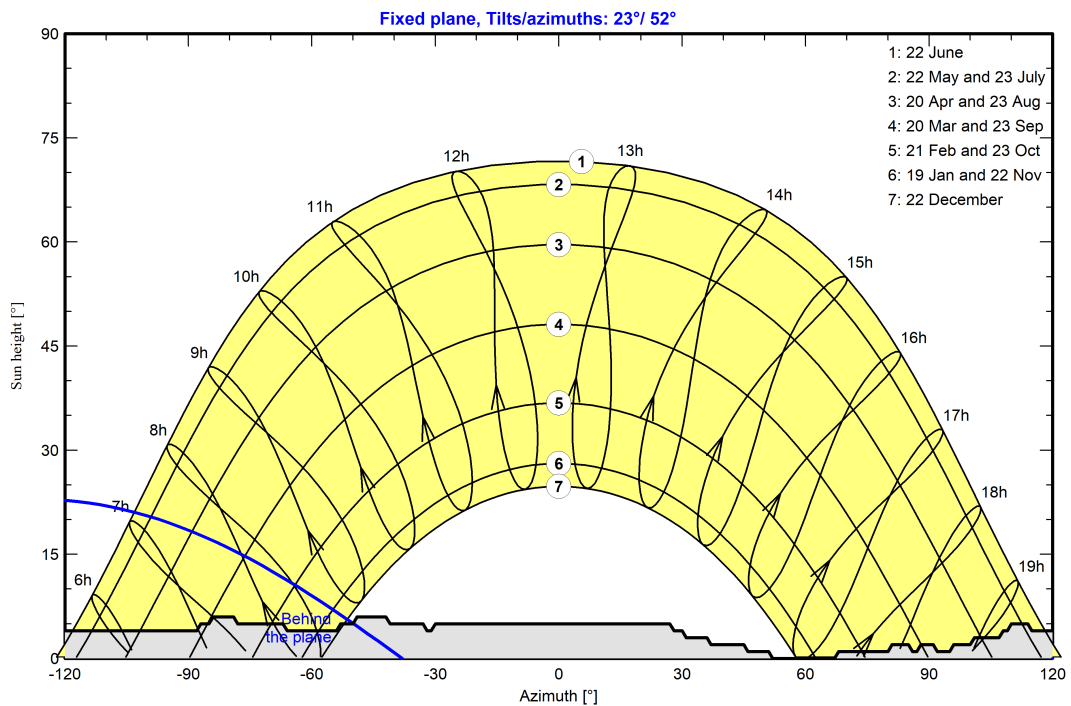
Average Height	3.7 °	Albedo Factor	0.88
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-159	-158	-149	-145	-144	-142	-141	-88	-87	-85	-79	-78
Height [°]	3.0	3.0	4.0	5.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0	4.0	5.0	5.0	6.0	5.0
Azimuth [°]	-54	-53	-50	-42	-41	-31	-30	27	30	31	36	45	46	51
Height [°]	4.0	5.0	5.0	6.0	5.0	4.0	5.0	5.0	4.0	3.0	3.0	2.0	1.0	1.0
Azimuth [°]	67	80	81	85	87	88	91	95	96	100	107	108	109	115
Height [°]	0.0	1.0	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	3.0	4.0	4.0	4.0
Azimuth [°]	127	131	132	134	139	140	142	143	148	152	164	175	176	179
Height [°]	4.0	5.0	4.0	4.0	4.0	5.0	4.0	5.0	5.0	3.0	3.0	2.0	3.0	3.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1





Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

Main results

System Production

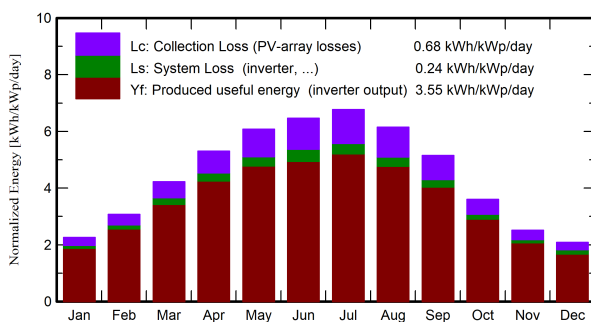
Produced Energy 61242 kWh/year
Used Energy 66960 kWh/year

Specific production 1201 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 73.39 %
Solar Fraction SF 56.04 %

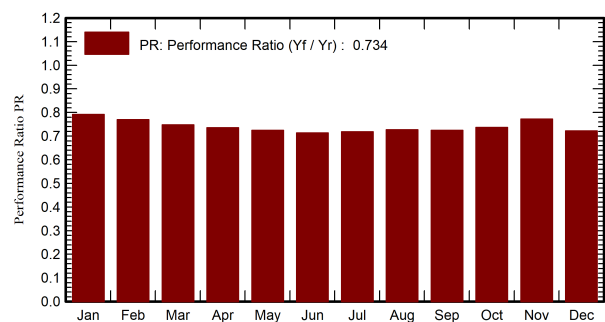
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 97.0 %
Static SOW 90.1 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Grid	EFrGrid	E_Miss
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	53.5	24.74	9.74	70.0	65.1	3141	9820	6	6980	20.6
February	72.5	35.29	10.18	86.2	80.8	3866	7140	320	4075	0.0
March	118.2	53.95	12.29	131.1	123.4	5796	5980	1471	2446	0.0
April	152.7	64.50	13.72	159.3	150.3	6950	4700	2542	1262	0.0
May	191.4	73.93	16.31	188.5	177.9	8078	3100	4089	224	0.0
June	197.7	75.39	18.63	194.0	182.8	8229	3790	3804	538	0.0
July	212.9	70.35	20.24	210.0	198.0	8818	3750	4371	424	0.0
August	185.7	64.40	20.62	190.8	180.6	8064	4570	3442	940	0.0
September	139.5	51.36	19.01	154.5	145.8	6588	3910	2634	836	0.0
October	92.9	45.35	16.64	111.6	104.9	4877	5690	849	2343	0.0
November	58.3	29.04	12.25	75.4	70.4	3359	8420	89	5501	38.8
December	47.6	21.92	10.48	64.7	60.3	2893	6090	103	3809	0.0
Year	1522.9	610.23	15.04	1636.2	1540.4	70659	66960	23720	29379	59.4

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EFrGrid	Energy from the grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Miss	Missing energy

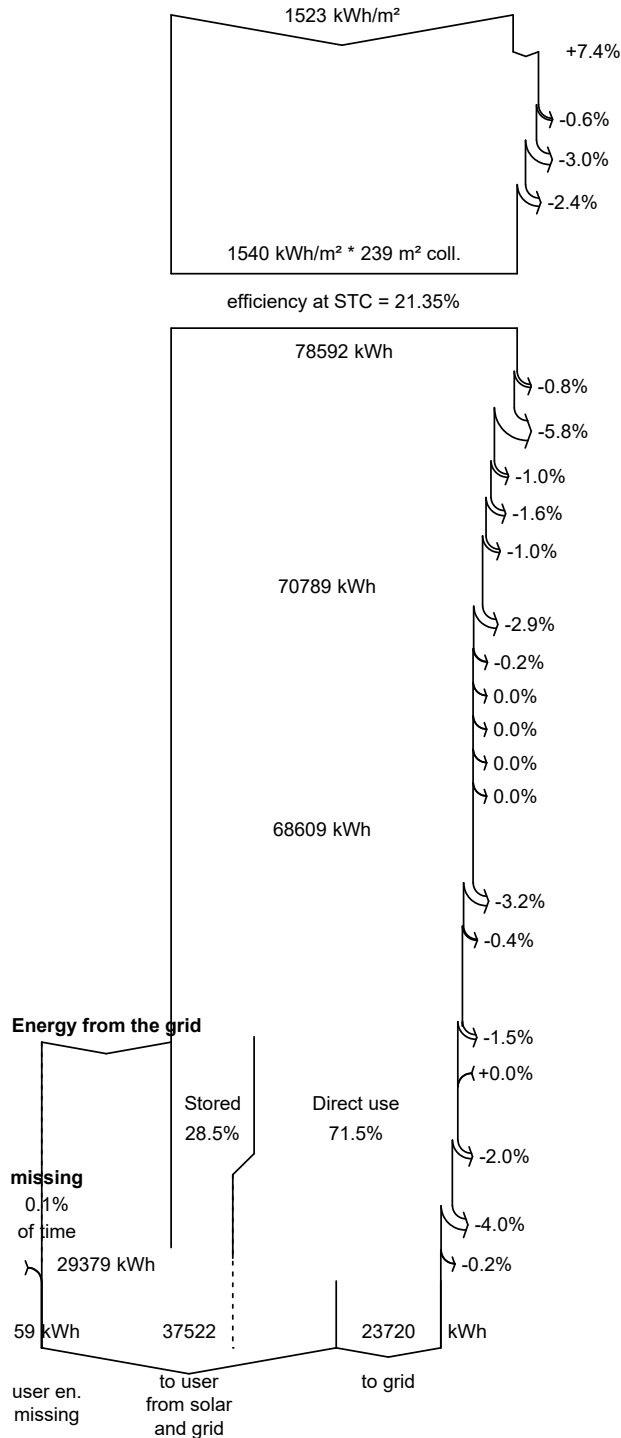


Project: Quinta X
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon
Soiling loss factor
IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

AC ohmic loss

System unavailability

Battery IN, charger loss

Battery Stored Energy balance

Battery Storage

Battery global loss
(7.4% of the battery contribution)

Battery OUT, inverter loss

Unused energy (battery full)

Dispatch: user and grid reinjection



Project: Quinta X

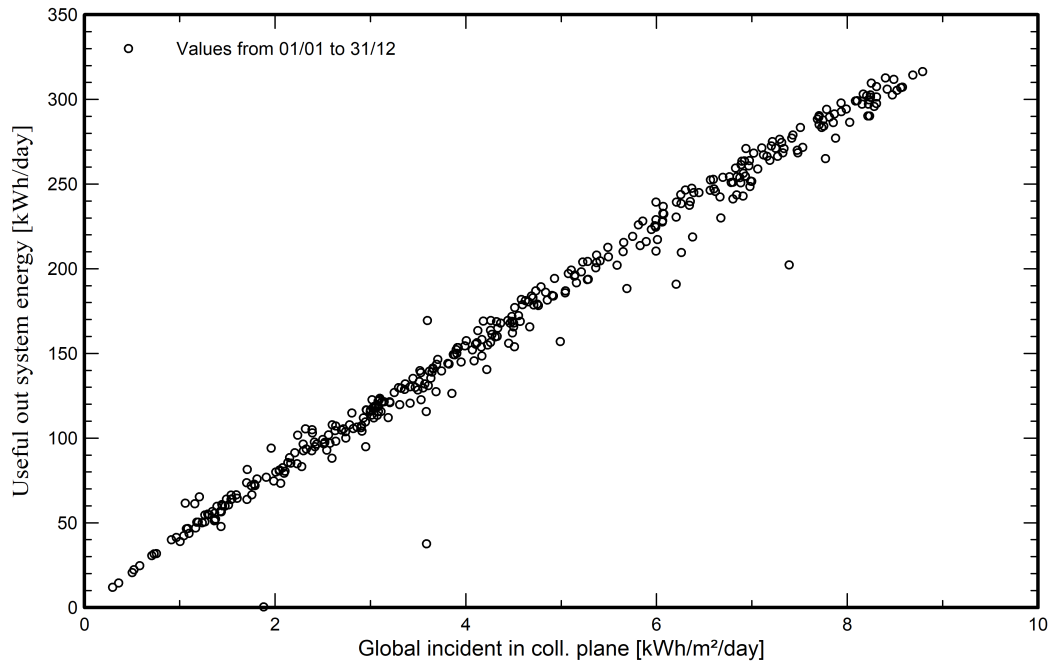
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

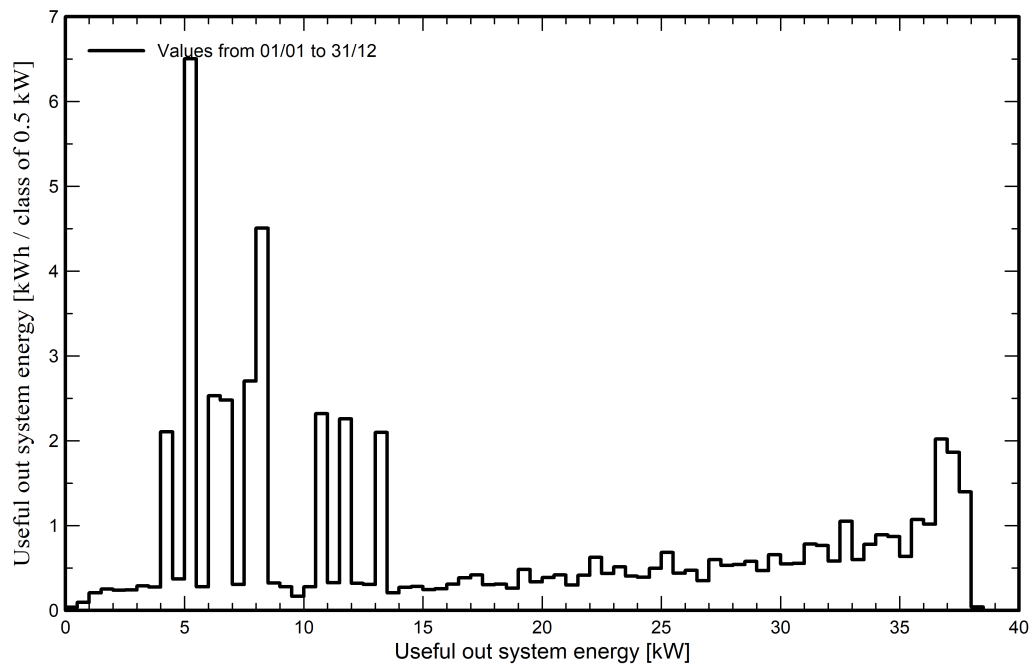
VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





Project: Quinta X

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.4

VC0, Simulation date:
13/12/24 12:30
with V8.0.4

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source Meteoronorm 8.2 (2004-2020), Sat=100%
Kind Monthly averages
Synthetic - Multi-year average
Year-to-year variability(Variance) 3.6 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 4.0 %

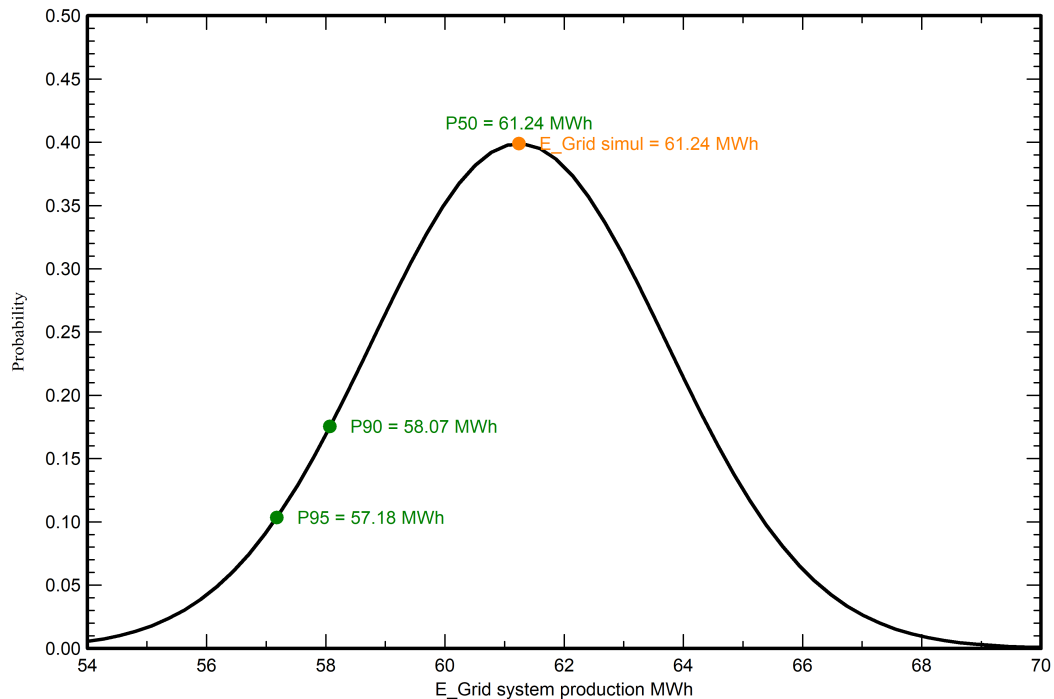
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 2.47 MWh
P50 61.24 MWh
P90 58.07 MWh
P95 57.18 MWh

Probability distribution





**Instituto Superior
de Engenharia**

Politécnico de Coimbra