



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Engenharia

Análise de conversores eletrónicos bidirecionais em sistemas de produção, consumo e armazenamento de energia

(Versão final após defesa)

Patrícia Alexandra Simões Ferreira

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
(2º ciclo de estudos)

Orientadora: Prof. Doutora Maria do Rosário Alves Calado

Covilhã, dezembro de 2019

Agradecimentos

A realização de uma dissertação de mestrado consiste numa longa jornada de desafios e a sua realização só foi possível com o apoio e incentivo de várias pessoas. Por essa razão quero expressar os meus sinceros agradecimentos.

À minha orientadora, Prof. Doutora Maria do Rosário Alves Calado, pela oportunidade que me deu de trabalhar numa área que eu gosto, mas especialmente pelo seu trabalho de orientação, pelo seu conhecimento científico e pela sua disponibilidade.

Ao Prof. Doutor José Álvaro Nunes Pombo pela partilha do seu conhecimento e pela sua orientação durante a dissertação, estando sempre disponível e pronto a ajudar quando surgia alguma dúvida.

À Universidade da Beira Interior, pela disponibilização de equipamentos que permitiram a realização da componente prática da dissertação.

À minha família e aos meus amigos que sempre me apoiaram e incentivaram ao longo deste percurso académico, especialmente pela amizade demonstrada.

Ao João, por todo o carinho e motivação.

A todos que contribuíram de alguma forma para que a concretização desta dissertação fosse possível.

Resumo

Dado o aumento da consciencialização e da preocupação face às alterações climáticas que estão a ocorrer na Terra, os veículos elétricos voltaram a ganhar notoriedade, sendo apontados como uma das soluções para os problemas de consumo excessivos de combustíveis fósseis e de emissão de gases com efeito de estufa para a atmosfera. Por esta razão, é importante que a energia seja proveniente de fontes renováveis.

Nesse sentido, as aplicações que recorrem a energias renováveis têm aumentado devido à constante investigação sobre este tema, particularmente, a produção de energia elétrica através de um sistema fotovoltaico. Para a conversão da energia produzida pelos módulos fotovoltaicos (PV) é necessário a utilização de um inversor que, por sua vez, irá converter a corrente e tensão contínua em corrente e tensão alternada.

A presente dissertação visa analisar um sistema fotovoltaico com armazenamento interligado com a rede elétrica.

Deste modo, é apresentada uma visão geral sobre energia solar fotovoltaica, veículos elétricos, todos os componentes envolvidos para a realização desta dissertação e, por fim, a apresentação dos resultados obtidos.

Palavras-chave

Energia solar; Veículo elétrico; *Smart-grid*; Módulo Fotovoltaico; Extração de parâmetros do IMEON

Abstract

Given the growing awareness and concern about climate change taking place on Earth, electric vehicles are once again gaining notoriety and have been identified as one of the solutions to the problems of excessive fossil fuel consumption and greenhouse gas emissions to the atmosphere. For this reason, it is important that energy comes from renewable sources.

In this sense, applications using renewable energy have increased due to constant research on this topic, particularly the production of electricity through a photovoltaic system. For the conversion of the energy produced by the photovoltaic (PV) modules it is necessary to use an inverter that, in turn, will convert continuous current and voltage into alternating current and voltage.

This dissertation aims to analyze a photovoltaic system with storage interconnected with the electric grid.

In this way, an overview is presented about photovoltaic solar energy, electric vehicles, all the components involved for the realization of this dissertation and, finally, the presentation of the obtained results.

Keywords

Solar energy; Electric vehicle; Smart grid; Photovoltaic module; Extraction of IMEON parameters.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice	vii
Lista de figuras.....	ix
Lista de tabelas	xi
Nomenclatura	xiii
1. Introdução.....	15
1.1. Enquadramento	15
1.2. Atual paradigma energético em Portugal	16
1.3. Objetivos da dissertação	19
1.4. Organização da dissertação	19
2. Energia Solar Fotovoltaica	21
2.1. História da Energia Solar	22
2.2. Aplicações	23
2.3. Efeito Fotovoltaico	25
2.4. Células e módulos fotovoltaicos	27
2.4.1. Tipos de células fotovoltaicas	28
2.5. Constituição dos módulos fotovoltaicos	31
2.5.1. Associações de módulos PV	32
2.5.2. Curvas características I-V e P-V	35
2.6. Modelos matemáticos	36
2.7. Influência do sombreamento.....	40
2.8. Influência da irradiância e temperatura	42
2.9. Sistemas solares fotovoltaicos	44
2.9.1. Sistemas Isolados ou Autónomos	44
2.9.2. Sistemas Híbridos.....	45
2.9.3. Sistemas Ligados à Rede Elétrica	46
3. Veículos Elétricos	49
3.1. História dos Veículos Elétricos.....	50
3.2. Componentes de um Veículo Elétrico.....	51
3.3. Tipos de veículos elétricos	53
3.4. Impacto Ambiental	57
3.5. Baterias	59
3.5.1. Tipos de baterias	60
3.5.2. Carregamento de baterias	63

3.5.2.1. Modos de carregamento.....	64
3.6. Sistemas Eletrônicos para carregamento com Energia Solar	68
4. Conversores eletrônicos de potência	69
4.1. Tipos de inversores	71
4.2. Inversor IMEON 3.6	72
4.2.1. Modos de ligação	72
4.2.2. Extração de parâmetros do IMEON	73
4.2.3. Modos de funcionamento e <i>display</i>	74
5. Instalação experimental	79
6. Simulação e resultados experimentais.....	83
6.1. Modo <i>Smart-grid</i>	86
6.2. Modo <i>Off-grid</i>	93
6.3. Modo <i>On-grid</i>	100
7. Conclusão	105
7.1. Conclusão geral	105
7.2. Sugestão de trabalhos futuros	106
Referências	107

Lista de figuras

FIG. 1 - PERCENTAGEM DE INCORPORAÇÃO DE RENOVÁVEIS NO SETOR DA ELETRICIDADE, NA UE-28, EM 2017 [1].	15
FIG. 2 - REPARTIÇÃO DAS FONTES NA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL (JANEIRO A NOVEMBRO DE 2018) [5].	17
FIG. 3 - PREÇO DE MERCADO E A PRODUÇÃO RENOVÁVEL. (NOVEMBRO DE 2016 A NOVEMBRO DE 2018) [5].	18
FIG. 4 - PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE (NOVEMBRO DE 2016 A NOVEMBRO DE 2018) [5].	18
FIG. 5 - CAPACIDADE GLOBAL DE ENERGIA SOLAR PV E ADIÇÕES ANUAIS, 2007-2017 [8].	21
FIG. 6 - CAPACIDADE GLOBAL DE ENERGIA SOLAR PV POR PAÍS E REGIÃO, 2007-2017 [8].	22
FIG. 7 - A PRIMEIRA APLICAÇÃO DE UMA CÉLULA PV DE SILÍCIO FOI COMO FONTE DE ALIMENTAÇÃO DE UMA REDE ELÉTRICA TELEFÔNICA LOCAL EM AMERICUS, NA GEÓRGIA, ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA, EM 1955 [12].	23
FIG. 8 - SISTEMA DE CONSTRUÇÃO COM FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS (BIPVs) [13].	24
FIG. 9 - SISTEMA AUTOMÁTICO DE MICRO IRRIGAÇÃO SOLAR [13].	25
FIG. 10 - DOPAGEM DE SILÍCIO [14].	26
FIG. 11 - PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA PV [14].	27
FIG. 12 - CLASSIFICAÇÃO DAS TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS BASEADAS NA COMPLEXIDADE DO MATERIAL [19].	28
FIG. 13 - EFICIÊNCIA DAS CÉLULAS PV [24].	30
FIG. 14 - REQUISITOS DE MATERIAIS PARA TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS [19].	31
FIG. 15 - CONSTITUIÇÃO DE UM MÓDULO PV [26].	32
FIG. 16 - EXEMPLO DE LIGAÇÃO DE UM ARRAY PV [29].	33
FIG. 17 - ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE DE MÓDULOS PV [15].	33
FIG. 18 - ASSOCIAÇÃO EM PARALELO DE MÓDULOS PV [15].	34
FIG. 19 - ASSOCIAÇÃO MISTA DE MÓDULOS PV [15].	35
FIG. 20 - CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V E P-V DE UMA CÉLULA OU MÓDULO PV [15].	36
FIG. 21 - ESQUEMA EQUIVALENTE DO MODELO DE UM DÍODO [31].	37
FIG. 22 - ESQUEMA EQUIVALENTE DO MODELO DE DOIS DÍODOS [31].	38
FIG. 23 - ESQUEMA EQUIVALENTE DO MODELO DE DÍODO MULTIDIMENSÃO [36].	39
FIG. 24 - ESQUEMA EQUIVALENTE DO MODELO DE MULTIDÍODO [37].	40
FIG. 25 - MÓDULO PV COM UMA CÉLULA SOMBREADA [39].	41
FIG. 26 - DISPOSIÇÃO DE MÓDULOS PV EM CASO DE NEVE (POSIÇÃO HORIZONTAL) [40].	42
FIG. 27 - EFEITO CAUSADO PELA VARIAÇÃO DA IRRADIÂNCIA SOLAR SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA I-V PARA UM MÓDULO PV DE 36 CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO (C-Si) A 25°C [41].	43
FIG. 28 - EFEITO CAUSADO PELA VARIAÇÃO DA TEMPERATURA DAS CÉLULAS SOBRE A CURVA CARACTERÍSTICA I-V PARA UM MÓDULO PV DE 36 CÉLULAS DE SILÍCIO CRISTALINO (C-Si) SOB IRRADIÂNCIA DE 1.000 W/m ² [41].	43
FIG. 29 - SISTEMA PV ISOLADO OU AUTÓNOMO [43].	45
FIG. 30 - SISTEMA PV HÍBRIDO COM ARMAZENAMENTO [46].	46
FIG. 31 - SISTEMA PV LIGADO À REDE ELÉTRICA [48].	47
FIG. 32 - PRIMEIRO TÁXI ELÉTRICO, EM NOVA IORQUE [54].	50
FIG. 33 - MODELO EV1 DA GENERAL MOTORS [55].	51
FIG. 34 - SUBSISTEMAS DE UM VE [57].	52
FIG. 35 - VEÍCULO ELÉTRICO A BATERIA (BEV) [58].	53
FIG. 36 - VEÍCULO ELÉTRICO HÍBRIDO (HEV) [58].	54
FIG. 37 - VEÍCULO ELÉTRICO HÍBRIDO PLUG-IN (PHEV) [60].	55
FIG. 38 - VEÍCULO A CÉLULA DE COMBUSTÍVEL [61].	56
FIG. 39 - EMISSÕES DE DIÓXIDO DE CARBONO RELACIONADAS À ENERGIA POR SETOR (CASO DE REFERÊNCIA) EM BILHÕES DE TONELADAS DE CO ₂ [69].	58

FIG. 40 - EMISSÕES DE DIÓXIDO DE CARBONO RELACIONADAS À ENERGIA POR COMBUSTÍVEL (CASO DE REFERÊNCIA) EM BILHÕES DE TONELADAS DE CO ₂ [69].	58
FIG. 41 - COMPONENTES DA CÉLULA DE UMA BATERIA [73].	59
FIG. 42 - CARREGAMENTO DE UM VEÍCULO ELÉTRICO [76].	63
FIG. 43 - TOMADA INDUSTRIAL IEC 60309 MONOFÁSICA DE 16A COM TERRA (À ESQUERDA) E TOMADA DOMÉSTICA MONOFÁSICA DE 16A COM TERRA “SHUCO” (À DIREITA) [76].	64
FIG. 44 - MODO 1 DE CARREGAMENTO [52].	65
FIG. 45 - DISJUNTOR DIFERENCIAL RESIDUAL DE CALIBRE IGUAL OU SUPERIOR A 30 MA [76].	65
FIG. 46 - <i>IN-CABLE CONTROL BOX</i> (ICCB) [76].	66
FIG. 47 - MODO 2 DE CARREGAMENTO [52].	66
FIG. 48 - MODO 3 DE CARREGAMENTO [52].	67
FIG. 49 - MODO 4 DE CARREGAMENTO [52].	67
FIG. 50 - POSTO DE CARREGAMENTO DE UM VE ATRAVÉS DE MÓDULOS PV [77].	68
FIG. 51 - CONVERSOR DC/DC <i>STEP-DOWN</i> OU <i>BUCK</i> .	70
FIG. 52 - CONVERSOR DC/DC <i>STEP-UP</i> OU <i>BOOST</i> .	70
FIG. 53 - CONVERSOR DC/DC <i>STEP-UP/DOWN</i> OU <i>BUCK-BOOST</i> .	71
FIG. 54 - ESQUEMA COM OS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS.	79
FIG. 55 - INVERSOR IMEON 3.6.	80
FIG. 56 - BANCO DE BATERIAS <i>US2000 PLUS</i> DA <i>PYLONTECH</i> .	80
FIG. 57 - CARGA ELETRÔNICA PROGRAMÁVEL <i>CHROMA 63802</i> .	81
FIG. 58 - <i>ARRAY PV</i> .	81
FIG. 59 - EQUIPAMENTOS UTILIZADOS PARA A SIMULAÇÃO EXPERIMENTAL.	82
FIG. 60 - PERFIS DE CARGA PARA OS MODOS <i>OFF-GRID</i> .	84
FIG. 61 - PERFIS DE CARGA PARA OS MODOS <i>SMART-GRID</i> .	84
FIG. 62 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 1.	86
FIG. 63 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 2.	87
FIG. 64 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 3.	88
FIG. 65 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 4.	89
FIG. 66 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 5.	90
FIG. 67 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 6.	91
FIG. 68 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>SMART-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 7.	92
FIG. 69 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 1.	93
FIG. 70 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 2.	94
FIG. 71 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 3.	95
FIG. 72 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 4.	96
FIG. 73 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 5.	97
FIG. 74 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 6.	98
FIG. 75 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>OFF-GRID</i> - PERFIL DE CARGA 7.	99
FIG. 76 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 1.	100
FIG. 77 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 2.	101
FIG. 78 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 3.	101
FIG. 79 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 4.	102
FIG. 80 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 5.	102
FIG. 81 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 6.	103
FIG. 82 - MODO DE FUNCIONAMENTO <i>ON-GRID</i> - DIA 7.	103

Lista de tabelas

TABELA 1 - PARÂMETROS NOMINAIS PARA BATERIAS DE ÁCIDO-CHUMBO [49]	60
TABELA 2 - PARÂMETROS NOMINAIS PARA BATERIAS DE IÕES DE LÍTIO [49].....	61
TABELA 3 - PARÂMETROS NOMINAIS PARA BATERIAS DE HIDRETO METÁLICO DE NÍQUEL [49]	61
TABELA 4 - PARÂMETROS NOMINAIS PARA BATERIAS DE NÍQUEL-CÁDMIO [49]	62
TABELA 5 - PARÂMETROS NOMINAIS PARA BATERIAS DE SÓDIO-ENXOFRE [49]	63
TABELA 6 - PARÂMETROS A EXTRAIR DOS DIFERENTES SISTEMAS [84].	74
TABELA 7 - PRIORIDADES DOS MODOS DE FUNCIONAMENTO [84].....	78

Nomenclatura

Geral:

$P_{m\acute{a}x}$	Potência máxima [W]
V_{oc}	Tensão de circuito-aberto [V]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
V_{mpp}	Tensão no ponto de potência máxima [V]
I_{mpp}	Corrente no ponto de potência máxima [A]
I_{ph}	Corrente fotoelétrica [A]
V_{br}	Tensão de rutura [V]
R_s	Resistência em série [Ω]
R_p	Resistência em paralelo [Ω]
I_{dn}	Corrente do diodo [A]
N_s	Número de células ligadas em série
k	Constante e Boltzmann [J/K^{-1}]
T	Temperatura [K]
q	Carga do elétron [C]
V_t	Tensão térmica [V]

Acrónimos:

<i>AIE</i>	Agência Internacional de Energia
<i>MPP</i>	Ponto de potência máxima
<i>DC</i>	Corrente Contínua
<i>VE</i>	Veículo Elétrico
<i>COP</i>	<i>Conference of Parties</i>
<i>PV</i>	Fotovoltaico
<i>FER</i>	Fontes de Energia Renovável
<i>MIBEL</i>	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
<i>BIPV</i>	Construção com fotovoltaicos integrados
<i>EVA</i>	Acetato Vinilo de Etileno
<i>I-V</i>	Corrente-Tensão
<i>I-P</i>	Corrente-Potência
<i>STC</i>	Condições de Teste Padrão
<i>UPAC</i>	Unidade de Produção para Autoconsumo
<i>UPP</i>	Unidade de Pequena Produção

<i>UE</i>	União Europeia
<i>SC</i>	Ponto de curto-circuito
<i>OC</i>	Ponto de circuito-aberto
<i>c-Si</i>	Silício cristalino
<i>Si</i>	Silício
<i>GaAs</i>	Arsenieto de Gálio
<i>CdTe</i>	Telureto de Cádmiio
<i>CIS</i>	Disseleneto de Cobre e Índio
<i>B</i>	Boro
<i>P</i>	Fósforo
<i>CIGS</i>	Cobre, Índio, Gálio e Selénio
<i>QD</i>	Ponto Quântico
<i>BEV</i>	Veículo Elétrico a Bateria
<i>PHEV</i>	Veículo Elétrico Híbrido Plug-in
<i>HEV</i>	Veículo Elétrico Híbrido
<i>FCV</i>	Veículo a Célula de Combustível
<i>SOC</i>	Estado de carga
<i>V2G</i>	<i>Vehicle to Grid</i>
<i>EVSE</i>	Equipamento Recarga Veículos Elétricos
<i>CCS</i>	Sistema de Carregamento Combinado
<i>RCD</i>	Dispositivo de Corrente Residual
<i>PC</i>	Piloto de Controlo
<i>ICCB</i>	Caixa de Controlo do Cabo
<i>UPS</i>	Fonte de Alimentação Ininterrupta
<i>SCR</i>	Retificadores Controlados de Silício
<i>IGBT</i>	Transistores Bipolares de Porta Isolada
<i>SMPS</i>	Fontes de Alimentação Comutadas
<i>NiMH</i>	Hidreto Metálico de Níquel
<i>Ni-Zn</i>	Níquel-Zinco
<i>Ni-Cd</i>	Níquel-Cádmiio
<i>NaS</i>	Sódio-Enxofre
<i>AC</i>	Corrente Alternada

1. Introdução

1.1. Enquadramento

Atualmente, com a mobilidade elétrica espera-se alcançar uma solução a curto e médio-prazo para os problemas da poluição associados à mobilidade. Contudo, as baterias constituem a grande barreira tecnológica, tanto a nível de autonomia como a nível de reciclagem.

Ao nível da produção de energia elétrica em Portugal, as fontes de energia renovável assumem um lugar de destaque nas políticas nacionais para o sector energético. Em 2017, Portugal foi o quinto país da União Europeia (UE) com maior incorporação de energias renováveis na produção de energia elétrica (54,2%). A Fig. 1 apresenta a percentagem de incorporação de renováveis no setor da eletricidade na UE-28 [1].

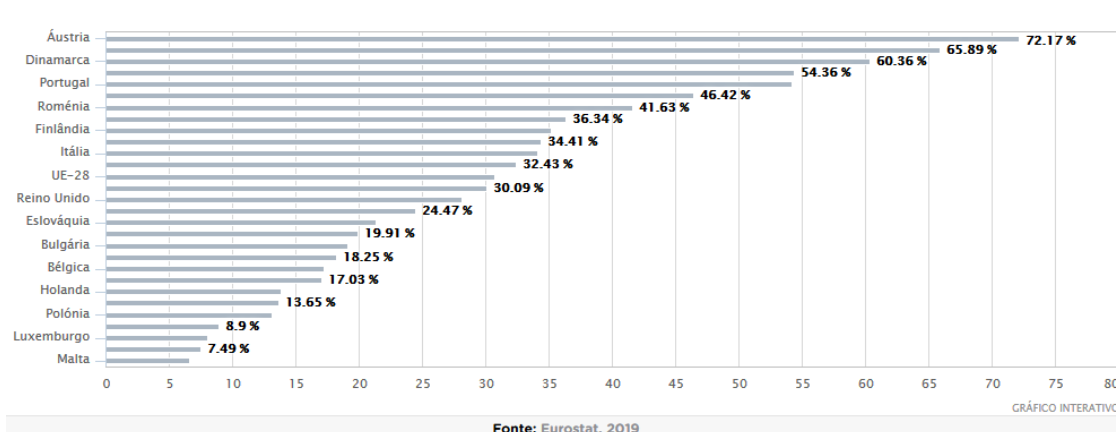


Fig. 1 - Percentagem de incorporação de renováveis no setor da eletricidade, na UE-28, em 2017 [1].

A mobilidade elétrica tem demonstrado um rápido crescimento mundial e tem tendência a aumentar nos próximos 5 a 10 anos. Segundo a Agência Internacional de Energia (AIE) estima-se que existam mais de 56 milhões de veículos elétricos em 2030 no mundo, um número que está em conformidade com a meta estabelecida em Paris, na *Conference of Parties* (COP 21), em dezembro de 2015. O objetivo desta meta é manter o aumento da temperatura global abaixo dos 2°C, face aos níveis pré-industriais.

No entanto, dado este crescimento da mobilidade elétrica a rede elétrica de baixa tensão nas áreas urbanas poderá sofrer um impacto devido a estas mudanças de hábitos de consumo. Atualmente, uma área residencial urbana média, com cerca de 250 habitações, é abastecida por uma subestação de 250kVA, alcançando os 180kVA no seu pico de consumo entre

as 18h00 e as 23h00. Se for adicionado o carregamento de 60 veículos elétricos durante a noite a esses hábitos de consumo, irá ocorrer um pico de consumo duas vezes superior, com cerca de 360kVA a serem exigidos à rede elétrica no mesmo período. Na prática, isto implicaria a necessidade de quadruplicar a potência instalada na subestação, para garantir um fornecimento elétrico sem falhas. A solução para contornar esta situação passa pelo *Smart Charging* e pelo *Vehicle to Grid*.

O *Smart Charging* consiste no carregamento inteligente, ou seja, é um carregamento de veículos capaz de responder às necessidades de carregamento “*on demand*” e minimizar o uso em simultâneo com eletrodomésticos e outras cargas. Desta forma, é possível minimizar os custos associados.

O *Vehicle to Grid* permite que os veículos devolvam energia à rede elétrica, fazendo um melhor aproveitamento das energias renováveis. Assim, os veículos elétricos poderão carregar durante a noite e, nos períodos de grande procura energética em que estejam estacionados, devolvem à rede elétrica a energia acumulada [2].

1.2. Atual paradigma energético em Portugal

Portugal é um país com uma elevada dependência energética externa devido à inexistência de produção nacional de recursos energéticos fósseis, ainda que, devido ao aumento de tecnologias que exploram Fontes de Energia Renováveis (FER), essa dependência tende a diminuir [3].

Um dos países da Europa com melhores condições para aproveitamento de energia solar é Portugal, visto que dispõe de um número médio de 2200 a 3000 horas de sol por ano no continente e entre 1700 e 2200 nos Açores e Madeira, respetivamente [4].

Nos últimos seis anos, Portugal registou um aumento da capacidade de produção de FER, sendo que, a energia solar triplicou. À medida que estas ações aumentam é necessário responder às tendências sociais e económicas e à variabilidade destas fontes, visto que poderá representar um desafio à estabilidade da rede elétrica [3].

Até ao momento, a produção de FER foi aceite com sucesso no sistema de energia continental português, devido à forte interligação entre Espanha e Portugal e o mercado comum de eletricidade (MIBEL), facilitando assim a integração das FER nos dois países. Quanto aos arquipélagos dos Açores e da Madeira o cenário é totalmente diferente por se tratarem de sistemas isolados, em que a redução das FER é relativamente frequente devido à necessidade de manter em funcionamento os geradores a diesel para garantir a estabilidade do sistema de potência [3].

Como podemos verificar, na Fig. 2, no final de novembro de 2018, a produção de eletricidade em Portugal continental repartiu-se em 52,8% (26 680 GWh) de produção renovável e em 47,2% (23 850 GWh) de produção de origem fóssil, constituindo um total de eletricidade gerada de 50 530 GWh. A energia hidroelétrica foi a energia renovável que proporcionou o maior contributo, pelo que representou 24,0% das energias renováveis, alcançando um índice acumulado de produtividade hidroelétrica de 1,12. Seguidamente, foi a energia eólica com

um contributo total de 22,2% da produção elétrica, obtendo um índice acumulado de eolicidade de 1,01. As restantes tiveram um contributo conjunto de 6,5%, sendo que 5,0% são para a bioenergia e 1,5% para energia solar [5].

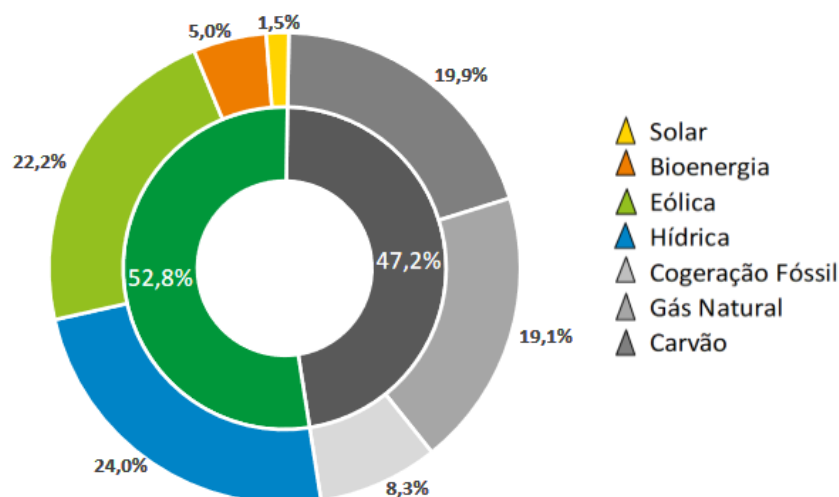


Fig. 2 - Repartição das Fontes na Produção de Eletricidade em Portugal (janeiro a novembro de 2018) [5].

Relativamente às fontes de energia fósseis, a térmica convencional (carvão e gás natural) assumiu a grande maioria, representando 39% do total de eletricidade produzida, sendo os restantes 8,3% assumidos pela cogeração fóssil [5].

Comparativamente ao ano anterior, verifica-se que a térmica convencional diminuiu, visto que no período homólogo de 2017 representava 50,4% da produção de eletricidade. No que respeita às trocas comerciais internacionais, verificou-se um saldo exportador de 2639 GWh, resultante da exportação de 5216 GWh e da importação de 2577 GWh [5]. A Fig. 3 apresenta a repartição das fontes na produção de eletricidade em Portugal.

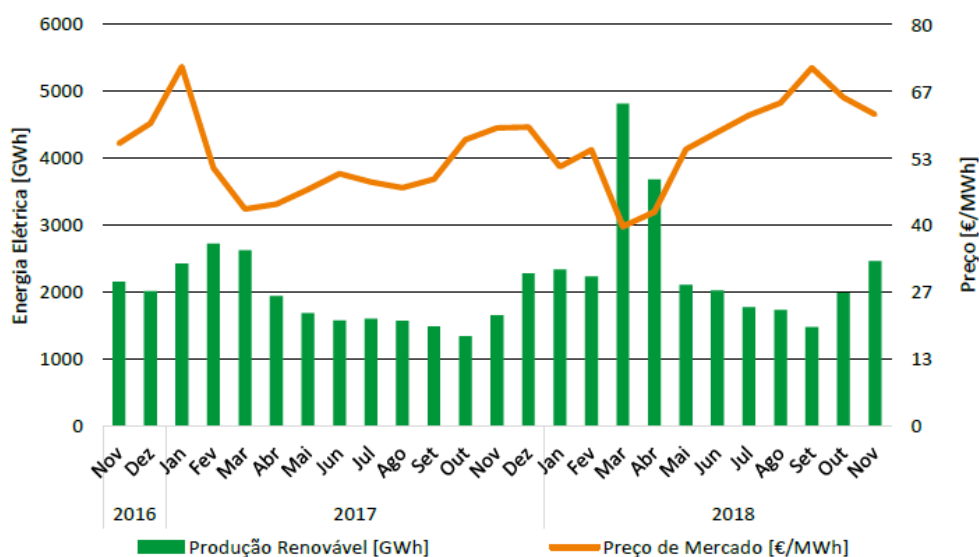


Fig. 3 - Preço de Mercado e a Produção Renovável. (novembro de 2016 a novembro de 2018) [5].

Na Fig. 4 está representada a produção de eletricidade por fonte de novembro de 2016 a novembro de 2018.

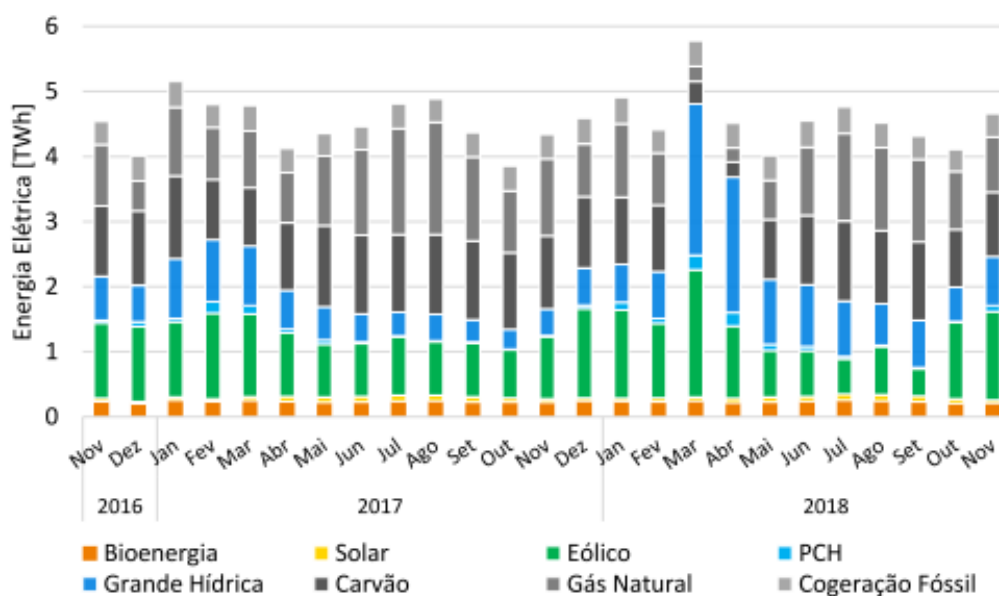


Fig. 4 - Produção de Eletricidade por Fonte (novembro de 2016 a novembro de 2018) [5].

1.3. Objetivos da dissertação

Uma das soluções para combater os problemas associados à mobilidade elétrica passa por utilizar fontes de energia renováveis para o carregamento dos veículos elétricos, como por exemplo, o uso de módulos PV. Além disso, Portugal tem como vantagem as suas boas condições de exposição solar.

A presente dissertação tem como objetivo o estudo teórico e a análise de um sistema de conversão de energia solar PV. Deste modo, através da simulação e ensaios experimentais são analisados os diferentes modos do IMEON 3.6.

O projeto Urban Air, no qual esta dissertação está inserida, ainda está em fase de instalação, pelo que foi feito um estudo/simulação experimental.

1.4. Organização da dissertação

A dissertação está organizada em sete capítulos, sendo que no primeiro capítulo é apresentada o enquadramento do tema, o atual paradigma energético em Portugal, os objetivos e a organização da dissertação.

O capítulo 2 refere-se à energia solar fotovoltaica, em que é apresentada uma análise teórica sobre a mesma. Neste capítulo é possível compreender melhor a constituição dos módulos fotovoltaicos, os tipos de células fotovoltaica, os tipos de sistemas solares fotovoltaicos existentes, modelos matemáticos, bem como a influência da irradiância, temperatura e do sombreamento.

No capítulo 3 é acerca dos veículos elétricos, pelo que é descrita uma breve história dos VEs, os componentes, os tipos de VEs existentes, o impacto ambiental e toda a temática envolvente sobre o carregamento de baterias.

No capítulo 4 é sobre conversores eletrónicos de potência, pelo que são mostrados os tipos de conversores e os modos de ligação, de funcionamento, de display e a extração de parâmetros do IMEON 3.6.

O capítulo 5 diz respeito aos sistemas utilizados na instalação experimental. Deste modo, são apresentados os equipamentos utilizados.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos e é feita uma análise aos mesmos. Neste capítulo é analisado cada modo de carregamento individualmente com base nos vários perfis de carga.

Por fim, no capítulo 7 são enunciadas as principais conclusões do trabalho realizado e é apresentada uma sugestão para trabalhos futuros, no seguimento do trabalho realizado.

2. Energia Solar Fotovoltaica

A razão do aumento da necessidade de energia e do consumo de eletricidade deve-se, fundamentalmente, ao crescimento da população mundial e dos seus hábitos de consumo. Devido a esta necessidade, a procura de fontes de energia limpas e renováveis para produzir eletricidade torna-se uma solução sustentável que não tem efeitos negativos para o ambiente. Assim, a energia solar surge como um dos recursos renováveis para atender às necessidades de energia [6].

A energia solar PV é uma tecnologia que, através do efeito fotovoltaico, converte a radiação solar em eletricidade recorrendo a semicondutores. Quanto maior for o potencial de radiação solar por metro quadrado de superfície (irradiância) maior será a quantidade de energia elétrica produzida. Este tipo de energia é, geralmente, produzida a partir de módulos PV [7].

No ano de 2017 atingiu-se uma meta muito importante para a energia solar PV: foi adicionada mais capacidade de energia solar PV do que de qualquer outro tipo de tecnologia de produção de energia. Como podemos ver na Fig. 5, em 2017 foram instalados 98 GW de capacidade fotovoltaica, aumentando a capacidade total em quase um terço, para um total acumulado de aproximadamente 402 GW [8].

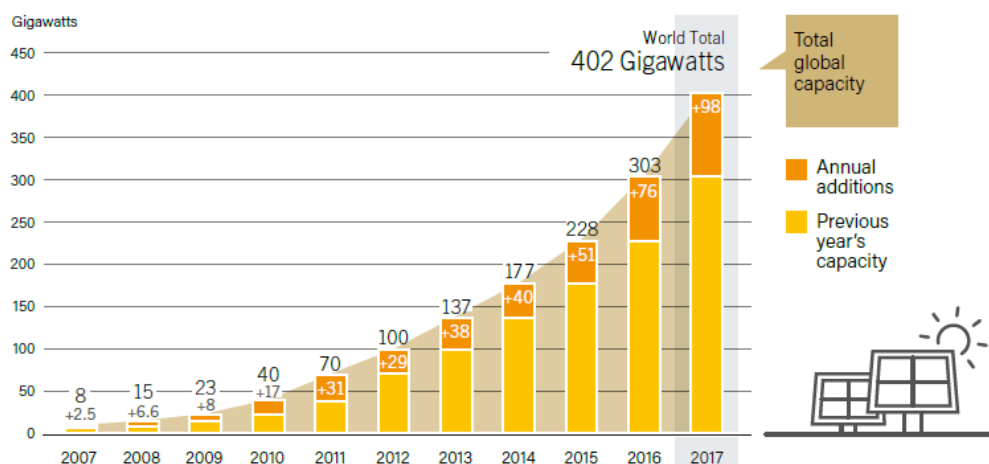


Fig. 5 - Capacidade global de energia solar PV e adições anuais, 2007-2017 [8].

A Fig. 6 apresenta a capacidade global de energia solar PV por país e região, sendo que os principais países com maior capacidade instalada foram a China, os Estados Unidos, o Japão, a Alemanha e a Itália. No final de 2017, todos os continentes tinham instalado pelo menos 1 GW e, pelo menos 29 países tinham 1 GW ou mais de capacidade instalada [8].

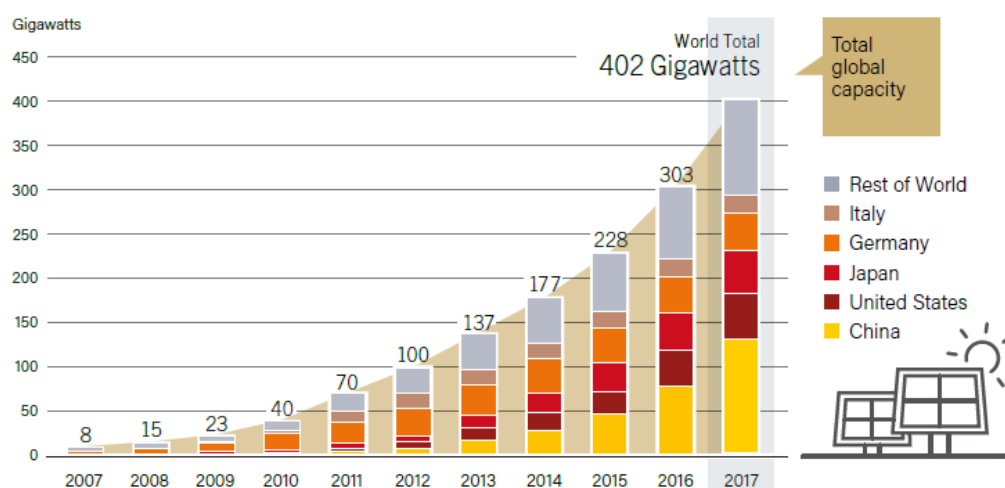


Fig. 6 - Capacidade global de energia solar PV por país e região, 2007-2017 [8].

2.1. História da Energia Solar

A tecnologia de células solares ou tecnologia fotovoltaica existe desde o século XIX, e iniciou-se em 1839 com a descoberta do físico francês Edmond Becquerel, que verificou que placas metálicas de platina ou prata, submersas num eletrólito produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz [9].

Em 1860, o matemático francês August Mouchet sugeriu uma ideia para motores a vapor movidos a energia solar que demoraram 20 anos a serem construídos.

Em 1873, Willoughby Smith descobriu a fotocondutividade do selênio. Na sequência desta descoberta, W. G. Adams e R. E. Day, desenvolveram em 1876 o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz, através das propriedades fotocondutoras do selênio. Este dispositivo apresentava uma eficiência de conversão baixa, de aproximadamente 0.5% [10].

No entanto, foi através da explicação de Albert Einstein sobre o efeito fotoelétrico em 1905, que envolve a teoria de bandas e a física dos semicondutores, assim como as técnicas de purificação e dopagem associadas ao desenvolvimento do transistor de silício, que o processo de energia solar PV iniciou a sua grande evolução [11].

A tecnologia PV foi desenvolvida nos Estados Unidos pela Bell Labs em 1954, quando Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson desenvolvem a célula fotovoltaica de silício - a primeira célula PV capaz de converter radiação solar em energia para operar equipamentos elétricos todos os dias. A Bell Labs produziu uma célula PV de silício com 4% de eficiência e, mais tarde, conseguiu alcançar 11% de eficiência. A Fig. 7 mostra a primeira aplicação de uma célula PV de silício como fonte de alimentação de uma rede elétrica telefónica local.



Fig. 7 - A primeira aplicação de uma célula PV de silício foi como fonte de alimentação de uma rede elétrica telefônica local em Americus, na Geórgia, Estados Unidos da América, em 1955 [12].

Em 1973, a Universidade de Delaware constrói o “Solar One”, uma das primeiras residências com módulos PV do mundo.

No ano de 1999, a Spectrolab, Inc. e o Laboratório Nacional de Energia Renovável desenvolveram uma célula fotovoltaica que convertia 32,3% da radiação solar em eletricidade. A alta eficiência de conversão foi obtida pela junção de três camadas de materiais fotovoltaicos numa célula PV [10].

A tecnologia fotovoltaica teve um avanço enorme ao longo dos anos e ainda continua em constante desenvolvimento muito à custa da descoberta de novos materiais, novas abordagens para o desenvolvimento dos materiais e de toda a tecnologia envolvente.

2.2. Aplicações

Atualmente, a energia solar possui várias aplicações pelo que está disponível gratuitamente e com baixo impacto ambiental. Esta energia renovável pode ser aplicada para aquecimento de edifícios, produção de calor para a indústria, aquecimento de água, refrigeração de alimentos, secagem, produção de energia, entre outros processos. Abaixo serão descritas algumas aplicações.

Construção com fotovoltaicos integrados (BIPVs)

A construção com fotovoltaicos integrados (BIPV) é um sistema multifuncional que produz eletricidade através de energia solar PV e, ao mesmo tempo, serve de material de construção. Os BIPVs podem ser, por exemplo, o revestimento de um edifício (Fig. 8).

Este tipo de aplicação é especialmente útil em zonas que não há fornecimento de eletricidade [13].

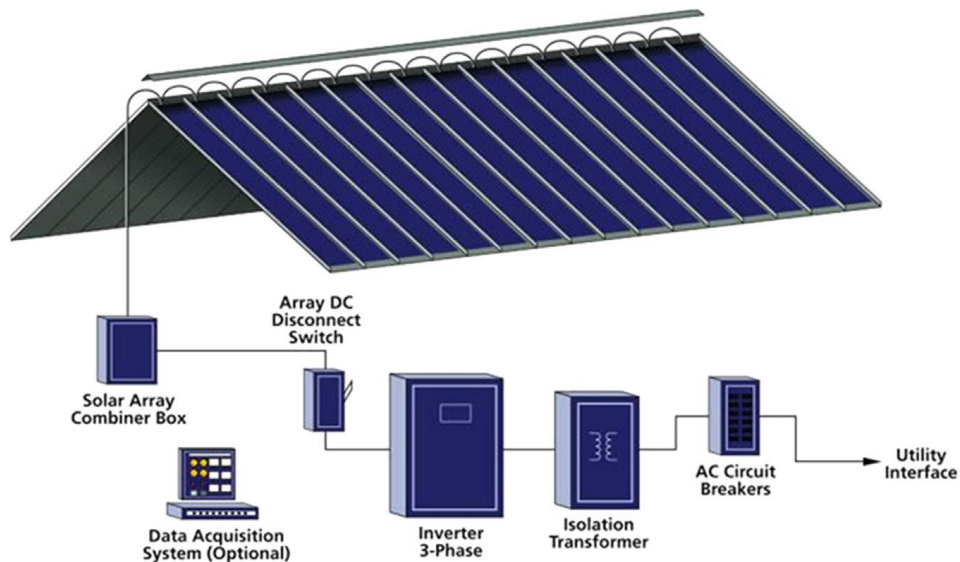


Fig. 8 - Sistema de construção com fotovoltaicos integrados (BIPVs) [13].

Irrigação para culturas agrícolas com sistemas PV

A energia solar também pode ser aplicada na agricultura, nomeadamente para irrigação de cultivos, principalmente em áreas onde não há rede elétrica disponível. Os sistemas de irrigação por gotejamento ou por aspersão com sistema PV são uma ótima solução para uma eficaz utilização da água, diminuindo assim o desperdício de água.

O funcionamento deste sistema é realizado por um motor elétrico que é acionado pelo sistema de controlo que, por sua vez, é alimentado por um sistema de energia solar com armazenamento de energia. A taxa de descarga e o intervalo de irrigação podem ser calculados através da avaliação da necessidade de água da cultura. Assim, o sistema de controlo pode ser programado para operar bombas na descarga, selecionadas com base no intervalo e na duração da irrigação [13]. A Fig. 9 mostra um sistema automático de micro irrigação solar.

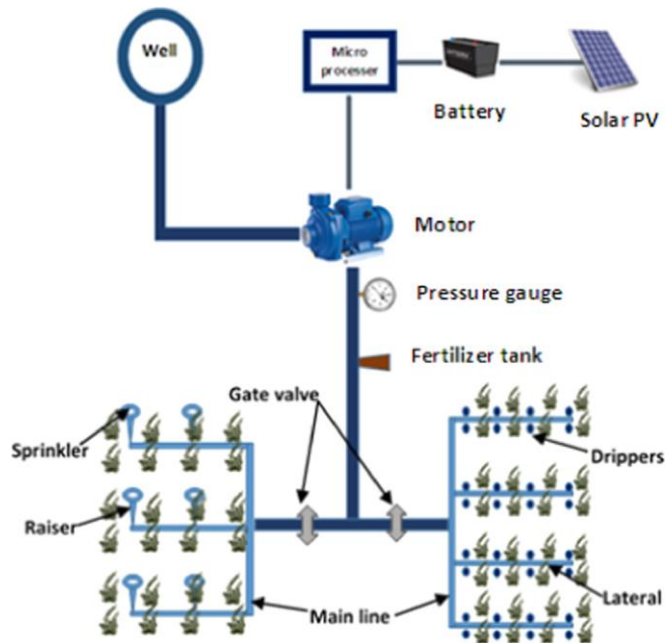


Fig. 9 - Sistema automático de micro irrigação solar [13].

Energia solar para tratamento de águas residuais

As indústrias utilizam uma enorme quantidade de água nos vários processos industriais transformando-a em efluente (resíduo líquido resultante de processos industriais). Esta situação causa graves problemas ao meio ambiente e aos seres vivos. A incorporação de estações de tratamento de efluentes é obrigatória em todos os países, no entanto muitas indústrias não possuem estas estações. Os módulos PV desempenham um papel fundamental no fornecimento de eletricidade para colocar em funcionamento vários componentes da estação de tratamento, com o intuito de eliminar a poluição ambiental e melhorar a produção [13].

2.3. Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico consiste na transformação da radiação solar em energia elétrica, recorrendo a células PV. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício (Si), o arsenieto de gálio (GaAs), o telureto de cádmio (CdTe) ou o disseleneto de cobre e índio (CIS).

O efeito fotovoltaico consiste no movimento dos elétrons de valência quando ocorre incidência de radiação solar num semicondutor. No caso das células PV, este processo é melhorado quando há dopagem do silício (Fig. 10), isto é, a introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, através da criação de duas camadas na célula PV: a camada tipo P e a camada tipo N, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e negativas, relativamente ao silício puro [14].

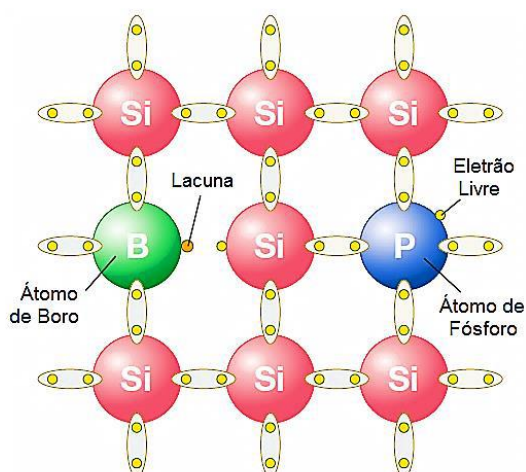


Fig. 10 - Dopagem de silício [14].

O dopante normalmente usado para criar a região tipo P é o boro (B). Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três elétrons na banda de valência, existe uma ligação apenas com um elétron, enquanto as restantes três ligações possuem dois elétrons. A ausência deste elétron é designada por lacuna, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, visto que cada vez que um elétron vizinho a preenche, é criada uma nova lacuna.

O fósforo (P) é o material usado para criar a região N. Um átomo de fósforo tem cinco elétrons na banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um elétron livre, que viaja através do material.

Ao juntar as camadas N e P dos semicondutores impuros forma-se uma região de transição denominada junção P-N, na qual é criado um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem. Quando uma célula PV é exposta à luz os fótons são absorvidos pelos elétrons. Assim, quando o fóton contém energia suficiente a ligação entre os elétrons é quebrada e estes movem-se para a banda de condução e são conduzidos através do campo elétrico para a camada N. As lacunas criadas seguem para a camada P.

Quando se ligam os terminais da célula a um circuito exterior que se fecha através de uma carga, irá circular corrente elétrica. Se a célula não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida uma tensão da célula solar em circuito aberto [14]. A Fig. 11 mostra o princípio de funcionamento de uma célula PV.

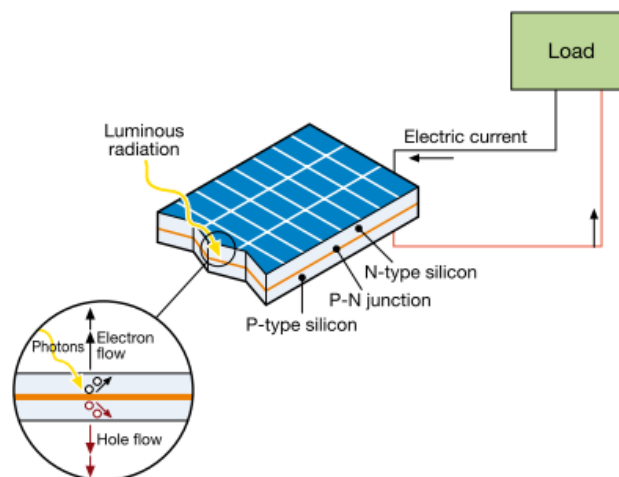


Fig. 11 - Princípio de funcionamento de uma célula PV [14].

O efeito fotovoltaico aproveita cerca de 13% da energia elétrica resultante da luz solar incidente nas células de silício, havendo perdas associadas a diversos fatores [14].

2.4. Células e módulos fotovoltaicos

Uma célula PV normalmente alcança uma potência máxima de 5/6W, sendo insuficiente para a maioria das aplicações. Por este motivo, as células PV são agrupadas de forma a criar módulos PV. Um *array* PV é composto por um ou vários módulos PV [15]. A eficiência das células PV é de cerca de 15%, o que significa que pode converter 1/6 da energia solar em eletricidade [16].

Quanto à tecnologia das células PV, atualmente já existe uma grande diversidade, e espera-se que novos tipos de células surjam no futuro. Existem células de primeira, segunda e terceira geração.

As células de primeira geração utilizam células feitas a partir de silício cristalino (c-Si) e são a tecnologia dominante no mercado, uma vez que representa mais de 80% do mercado mundial.

A segunda geração, em expansão comercial, utiliza células à base de películas finas. Embora os custos de produção e o preço de mercado sejam baixos, este tipo de tecnologia possui também uma eficiência mais baixa, quando comparada com as células de primeira geração. No entanto possui diversas vantagens, tais como o baixo custo de instalação e a flexibilidade física que este tipo de materiais apresenta, facilitando a aplicação em materiais flexíveis.

A terceira geração está ainda no início de comercialização e engloba vários novos conceitos de células PV, sendo que a sua maioria ainda se encontra na fase de desenvolvimento [17].

2.4.1. Tipos de células fotovoltaicas

Em geral, as células PV enquadram-se em três categorias dependendo da matéria-prima, do tempo de vida e do nível de maturidade comercial: células à base de silício cristalino ou de arsenieto de gálio (GaAs); células de película fina que englobam o silício amorfo (não cristalino), telureto de cádmio (CdTe) e células CIGS (cobre, índio, gálio e selênio); e, por fim, as tecnologias emergentes de película fina que incluem células PV de Perovskita, orgânicas e ponto quântico(QD) [18], [19]. Na Fig. 12 podemos observar a classificação das tecnologias fotovoltaicas com base na complexidade do material.

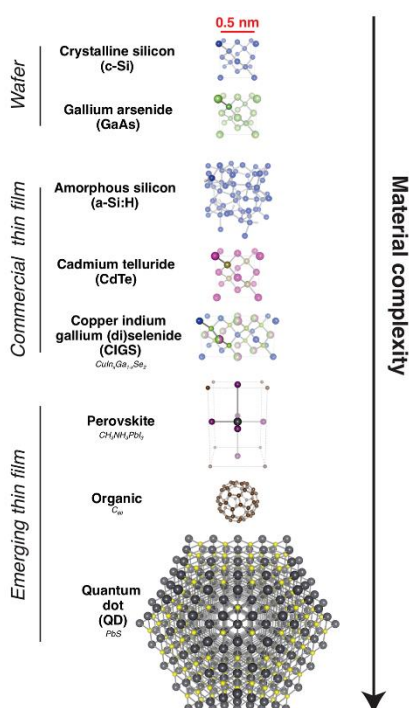


Fig. 12 - Classificação das tecnologias fotovoltaicas baseadas na complexidade do material [19].

O silício é o material mais utilizado, representando cerca de 90% do mercado das células fotovoltaicas. Este sucesso é devido às suas características, visto que é o segundo elemento mais abundante na Terra, não é tóxico e as células PV de silício são compatíveis na indústria (transistores e fabrico de circuitos integrados). Apesar destas células possuírem alta eficiência de conversão, o custo de fabrico é dispendioso, exigem mais energia durante o seu ciclo de vida e maior tempo de retorno da mesma e requerem o uso de materiais puros e com a estrutura cristalina perfeita [20].

Com o intuito de reduzir custos e aumentar a taxa de produção, a indústria fotovoltaica desenvolveu novas técnicas de cristalização: as células policristalinas. Em comparação com as

células monocristalinas, estas células são melhores em todos os aspectos anteriormente relatados, contudo são menos eficientes [21].

As células de película fina requerem menos 99% de material semicondutor para serem produzidas do que as células cristalinas, absorvendo a mesma quantidade de radiação solar. A utilização desta tecnologia possui inúmeras vantagens, tais como a sua flexibilidade, fácil instalação, eficiência luminosa difusa de aproximadamente 12% e uma vida útil de 25 anos. No processo de produção, é depositada uma película fina fotoativa num substrato, que pode ser vidro ou uma película transparente e, seguidamente, a película é estruturada em células. Contrariamente às células cristalinas, as células de película fina são produzidas numa só etapa. Estas células têm um custo de produção menor, porém têm uma taxa de eficiência menor. Em média, as células de película fina convertem entre 5% e 13% da radiação solar em eletricidade, enquanto que as células cristalinas convertem entre 11% e 20% [20].

O telureto de cádmio (CdTe) é utilizado para fazer módulos semicondutores policristalinos. O CdTe possui um alto poder de absorção - quase 90% do espectro solar pode ser absorvido utilizando uma camada de apenas alguns micrómetros de espessura. O processo de fabricação é muito barato, simples e tem uma alta taxa de evaporação. As células CdTe têm uma eficiência de 21.4%. No entanto, estes tipos de células têm grandes desvantagens em termos de estabilidade e desempenho. Além disso, o cádmio é um material tóxico, portanto é necessário tomar precauções durante o processo de fabricação [22].

As células CIGS apresentam alta eficiência de conversão, tanto em laboratório como na produção. Comparativamente às células de silício cristalino (c-Si) que atingiram uma eficiência de 22.3%, as células CIGS alcançaram uma eficiência ligeiramente maior, cerca de 22.8%. Devido ao seu alto desempenho, estas células são consideradas uma tecnologia PV definida para dominar os segmentos de mercado fotovoltaico, como a energia fotovoltaica integrada em edifícios (BIPV) [23].

Uma tecnologia PV emergente conhecida como células PV de perovskita são dispositivos híbridos orgânicos-inorgânicos baseados na estrutura cristalina denominada perovskita. A fabricação deste tipo de células é de baixo custo tornando-as um candidato promissor em sistemas fotovoltaicos.

Os metamateriais de ponto quântico (QD) são um sistema semicondutor que consiste na combinação de vários grupos periódicos de materiais moldados, em diferentes formas. Os QDs estão em escala nanométrica e têm um *band-gap* de níveis de energia ajustável. A célula PV mais ampla e com maior *band-gap* absorve mais luz, produzindo mais tensão de saída. As células PV com menor *band-gap* possuem uma corrente maior, mas com tensão de saída menor. Os QDs são conhecidos por serem emissores de luz eficientes com vários espectros de absorção e emissão, dependendo do tamanho das partículas [21].

Quanto às células orgânicas, estas oferecem um grande potencial a longo prazo para atingir uma tecnologia PV economicamente viável. Estas células são construídas a partir de películas finas (geralmente 100 nm) de semicondutores orgânicos, como os polímeros. As células orgânicas têm como vantagens serem flexíveis, semitransparentes e de fácil integração em diferentes dispositivos. Portanto, estas características permitem uma redução significativa nos custos de instalação até 70% do valor total dos sistemas PV convencionais. No entanto, este tipo de células têm uma durabilidade limitada, pelo que não são capazes de converter a radiação solar em eletricidade com a mesma eficiência que as células de silício, devido à baixa absorção da radiação solar incidente [18]. A Fig. 13 apresenta a eficiência das células PV.

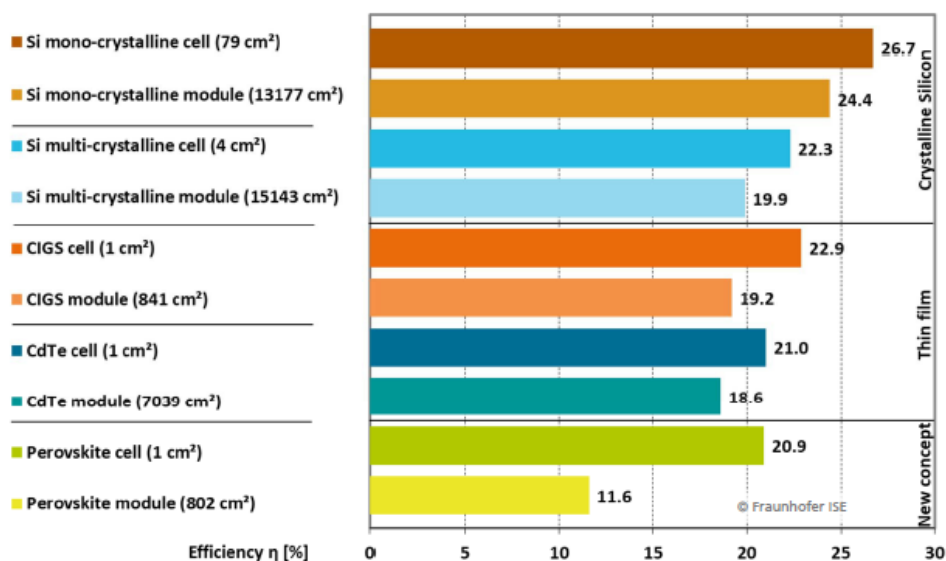


Fig. 13 - Eficiência das células PV [24].

Com o objetivo de aumentar a produção solar atual surge um problema: a disponibilidade de materiais, visto que a implementação em larga escala está limitada pela disponibilidade de materiais necessários ao fabrico de células solares.

Com o propósito de estudar este caso, vários pesquisadores determinam os requisitos dos materiais para cada tecnologia fotovoltaica. Para isso, foi calculado quantos desses materiais seriam necessários, se essa tecnologia fosse usada para satisfazer 5%, 50% ou 100% da eletricidade global em 2050. De acordo com as estimativas da Agência Internacional de Energia em 2050, estas frações traduzem-se em capacidades fotovoltaicas na ordem de 1.250, 12.500 e 25.000 GW de potência. Estas metas superam a atual capacidade instalada de PV (aproximadamente 200 GW). Por fim, verificou-se a produção global atual de cada material e determinou-se o tempo adicional de produção nos níveis atuais que seriam necessários para atingir as metas, apresentados na Fig. 14 [19].

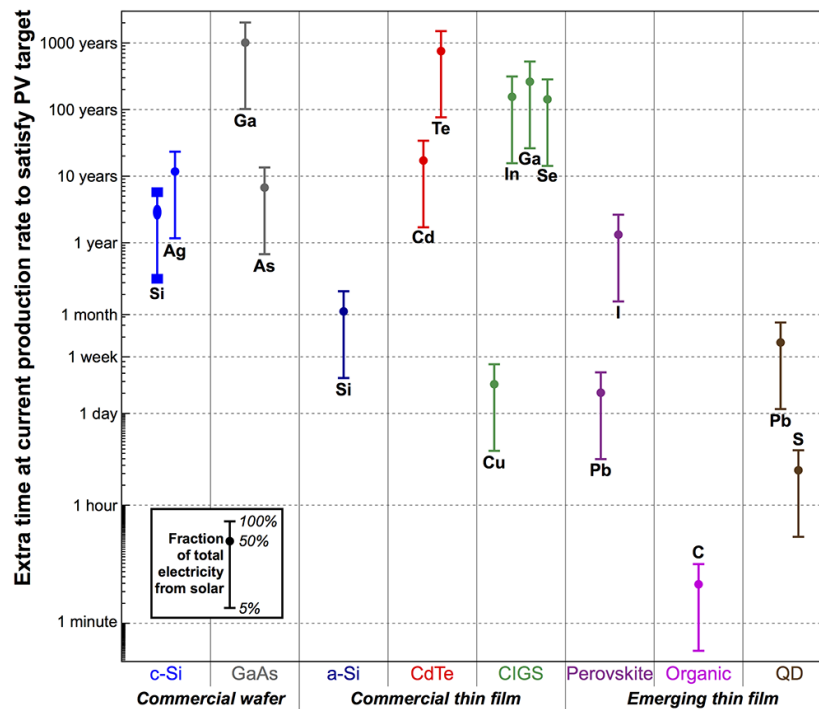


Fig. 14 - Requisitos de materiais para tecnologias fotovoltaicas [19].

Pode concluir-se que, a melhor solução seria as tecnologias emergentes de película fina, pois utilizam metais primários abundantes que são produzidos em larga escala. Por exemplo, para atingir 100% da meta com células solares à base de QD iria ser necessário o equivalente a 22 dias de produção global de chumbo e 6 horas de produção global de enxofre. As células de perovskita exigiriam no máximo três anos de produção atual dos elementos que a constituem [19].

2.5. Constituição dos módulos fotovoltaicos

A constituição de um módulo PV varia com o tipo de tecnologia utilizada e com o fabricante. No entanto, todos os módulos PV necessitam de ter determinadas características para que estejam protegidos das condições ambientais adversas a que estão sujeitos. Na sequência disto surge o encapsulamento como um dos elementos mais importantes, uma vez que é o responsável pela proteção das células PV. A fim de garantir a proteção dos módulos PV, as células são normalmente embebidas numa película de acetato-vinilo de etileno (EVA). Esta película consiste num material flexível, translúcido e não reflete a radiação solar, possuindo também a particularidade de assegurar o isolamento elétrico entre as células PV. O acabamento é feito com aros de alumínio (leves e resistentes) e com uma placa de vidro (temperado de alta transparência e anti reflexivo), sendo capaz de captar a radiação solar, bem como permitir a sua fixação.

Para efeitos de ligação, cada módulo PV possui uma caixa de junção situada na parte superior traseira, onde são incorporados componentes eletrônicos para monitorização, proteção e segurança do módulo, como por exemplo díodos de *bypass* [15].

Atualmente, o período de garantia dos módulos PV comerciais mais comuns é de 12 anos com 90% de potência e de 25 anos com 80% de potência [25]. A Fig. 15 representa esquematicamente os componentes normalmente utilizados na construção de módulos fotovoltaicos.

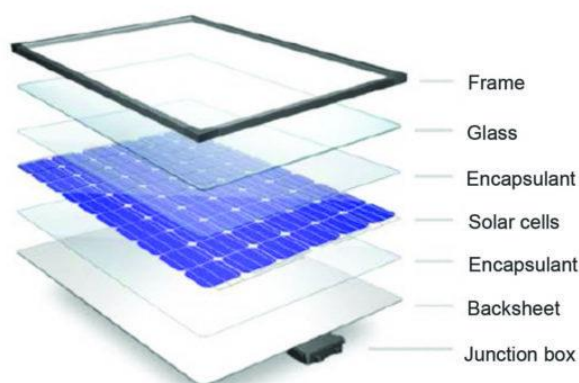


Fig. 15 - Constituição de um módulo PV [26].

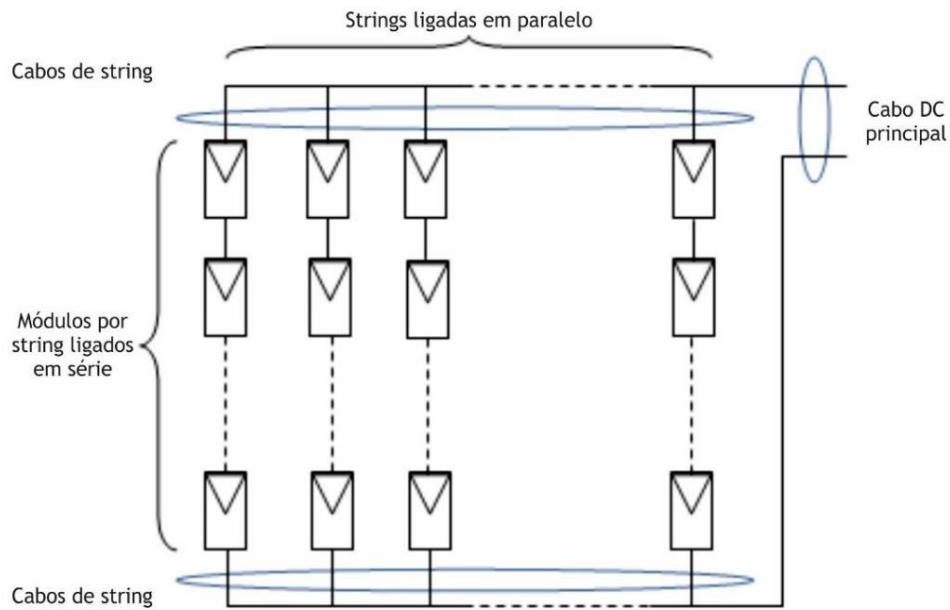
2.5.1. Associações de módulos PV

Os módulos PV devem ser interligados a fim de se conseguir aumentar a potência máxima (P_{max}). Na associação de módulos PV devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de forma a minimizar as perdas de potência no sistema [15].

Como referido anteriormente, os módulos PV consistem num conjunto de células PV e podem ser conectados em série/paralelo a fim de se obterem os valores de tensão e corrente pretendidos [27].

Um módulo cristalino agrupa normalmente 36, 60, 72 ou 96 células PV alcançando potências na ordem dos 350 Wp. Deste modo, os módulos PV ligados em série permitem um aumento de tensão, mantendo o valor da corrente, enquanto que, quando ligados em paralelo permitem o aumento da corrente, mantendo o valor da tensão.

Um conjunto de módulos PV ligados em série denomina-se *string* e podem-se ligar em paralelo. A Fig. 16 ilustra um *array* PV composto por várias *strings* [28].

Fig. 16 - Exemplo de ligação de um *array* PV [29].

Associação em série

Numa conexão em série as tensões somam-se, contrariamente à corrente que permanece inalterada. Por exemplo, se a tensão de circuito aberto (V_{oc}) de uma célula for igual a 0,6 V, uma sequência de três células irá produzir uma tensão de 1,8 V. Relativamente à corrente de curto-circuito (I_{sc}), esta é determinada pela célula que fornece o menor valor de corrente. Portanto, a corrente total numa conexão em série é igual à menor corrente gerada por uma só célula PV. A Fig. 17 mostra a curva I-V da associação em série de três módulos PV [27].

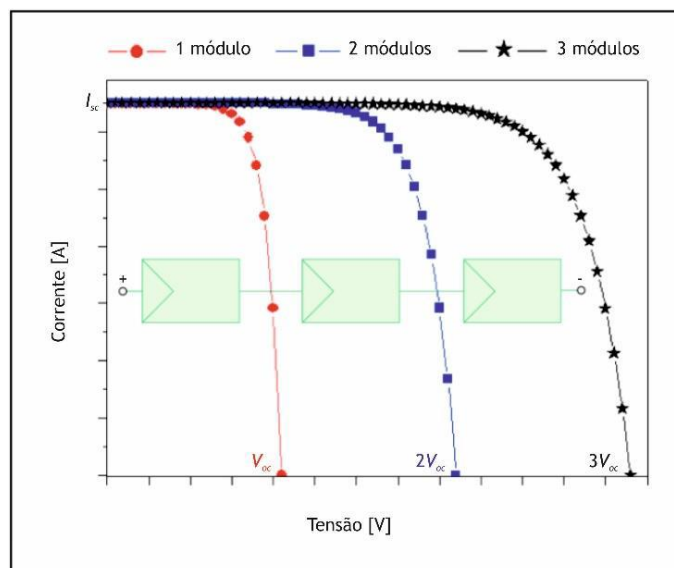


Fig. 17 - Associação em série de módulos PV [15].

Associação em paralelo

A associação em paralelo entre módulos PV é utilizada especialmente nos sistemas autônomos, no sentido de se obterem correntes mais elevadas e de se manter o valor de tensão do módulo. Neste tipo de associação, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) mantém-se inalterada, no entanto a corrente de curto-circuito (I_{sc}) torna-se três vezes superior, ao contrário da associação em série. A Fig. 18 mostra a curva I-V da associação em paralelo de três módulos PV [27].

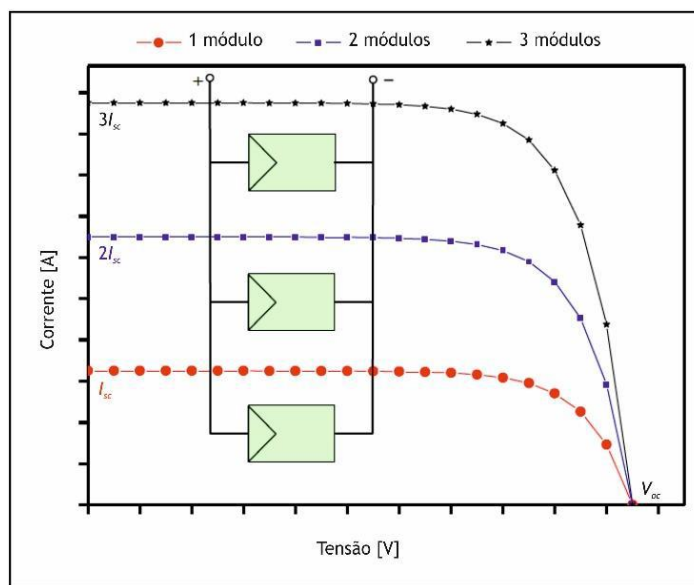


Fig. 18 - Associação em paralelo de módulos PV [15].

Associação mista

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede elétrica, é muito comum utilizar a associação mista, isto é, n strings de m módulos em série que são ligadas em paralelo. Deste modo, neste tipo de associação de módulos PV obtêm-se as características das associações em série e em paralelo. Um fator importante é que as *strings* têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ser do mesmo tipo e ter as mesmas características (tensão, corrente e potência) [16]. A Fig. 19 representa esquematicamente a associação mista de $n \times m$ módulos PV.

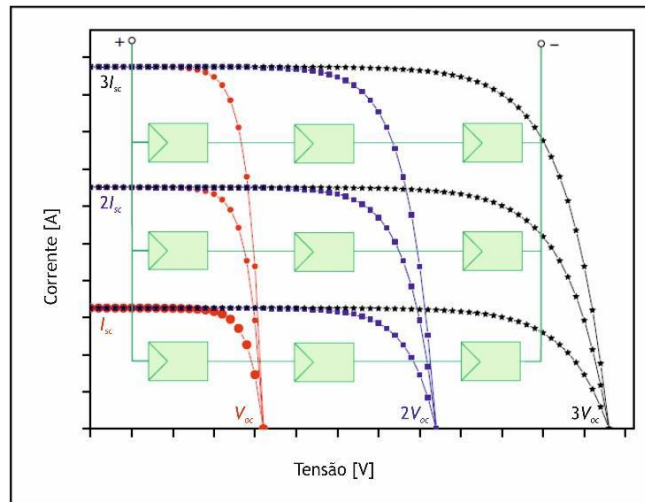


Fig. 19 - Associação mista de módulos PV [15].

2.5.2. Curvas características I-V e P-V

A curva característica I-V é um elemento fundamental para estudar o comportamento das células ou módulos PV, visto que descreve o funcionamento destes dispositivos de acordo com as condições de irradiância e de temperatura a que estão sujeitos.

Normalmente, esta curva característica é fornecida pelos fabricantes no *datasheets* dos equipamentos em condições de funcionamento específicas, que são definidas mundialmente como condições STC (*Standard Test Conditions*), através de três pontos de funcionamento característicos [30]:

1. Ponto de curto-circuito (SC): caracterizado por uma tensão igual a zero aos terminais do módulo PV e por uma corrente de curto-circuito I_{sc} ;
2. Ponto de circuito-aberto (OC): caracterizado por uma corrente igual a zero aos terminais do módulo PV e por uma tensão de circuito-aberto V_{oc} ;
3. Ponto de potência máxima (MPP), em que o valor da corrente é I_{MPP} , o valor da tensão é V_{MPP} . O produto destes valores resulta no valor da potência ($P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP}$), que é o valor máximo que o módulo PV pode fornecer em condições de funcionamento temporárias.

As condições STC são definidas como: irradiância incidente de 1000 W/m^2 , temperatura das células PV de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e um espectro de luz com uma massa de ar $AM=1.5$.

A curva característica I-V de um módulo PV é obtida (através da medição dos valores de corrente e tensão) variando a carga aos seus terminais. No entanto, quando são conhecidos apenas pontos que a caracterizam, esta pode ser determinada analiticamente ou numericamente. A curva característica de potência-tensão (P-V) pode ser traçada através da curva característica I-V. Devido à potência P ser o resultado do produto entre I e V , a obtenção

da curva característica P-V é imediata [30]. A Fig. 20 apresenta as curvas características I-V e P-V para uma célula ou módulo PV.

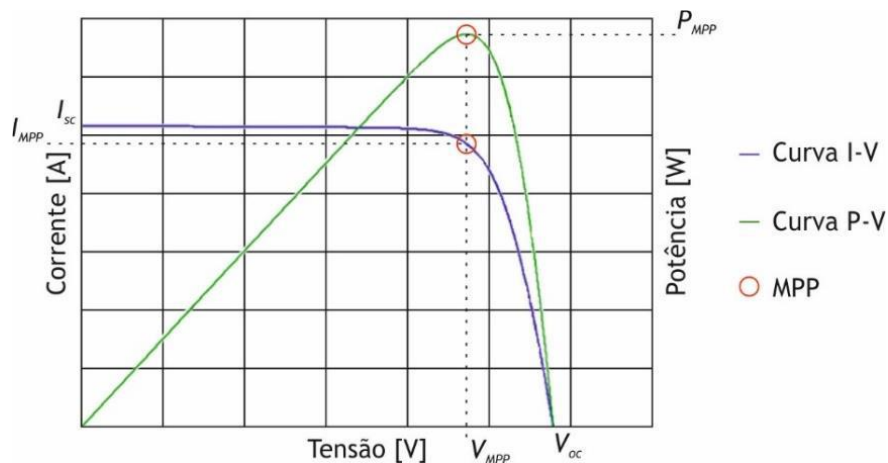


Fig. 20 - Curvas características I-V e P-V de uma célula ou módulo PV [15].

2.6. Modelos matemáticos

Existem vários modelos matemáticos na literatura que simulam o comportamento das células e dos módulos PV. Nesta seção são apresentados os modelos de um díodo, dois díodos, díodo multidimensão e multidíodo. O modelo de um díodo é o mais usado na literatura, visto que garante o compromisso entre simplicidade e precisão. Contudo, a fim de melhorar a precisão, o modelo de dois díodos é o escolhido por alguns autores.

Uma célula PV consiste numa junção P-N, que sem a presença de radiação solar comporta-se como um díodo e, conseqüentemente, a corrente é determinada pelo modelo matemático de Shockley. Na presença de radiação solar é necessário somar a corrente fotoelétrica, I_{ph} , que depende da irradiância incidente e da temperatura da célula [31]. Quando polarizada diretamente, o ponto de funcionamento encontra-se no primeiro quadrante, onde se verifica que a corrente maior é a corrente de curto-circuito, I_{sc} , que ocorre quando a tensão é nula. A máxima tensão obtida é a tensão de circuito-aberto, V_{oc} , quando a corrente é nula. Quando polarizada inversamente, o ponto de funcionamento encontra-se no segundo quadrante onde haverá condução de corrente apenas quando ultrapassada a tensão de rutura/*breakdown* (V_{br}), podendo provocar a danificação da célula [30].

Modelo de um díodo

Como o modelo matemático ideal não considera as perdas de tensão e de corrente é essencial adicionar a esse modelo uma resistência em série (R_s) e uma resistência em paralelo (R_p) de forma a obter um modelo real que caracterize o comportamento das células ou dos módulos PV, denominado modelo de um díodo.

O modelo de um díodo [32] mostrado na Fig. 21 mostra: uma fonte de corrente que representa a corrente produzida pelo efeito PV, a qual depende das características do material semiconductor, da temperatura da célula ou módulo e, sobretudo, da variação da irradiância solar incidente; um díodo que considera os efeitos físicos que acontecem na junção P-N em paralelo com a fonte de corrente, cujos valores variam em função da temperatura e da carga; uma resistência em série que representa as perdas ôhmicas no semiconductor e nos contatos de metal que afetam a inclinação da curva na região de circuito aberto; e uma resistência em paralelo que traduz as perdas de corrente que afeta a inclinação da curva na região de circuito aberto [31], [33].

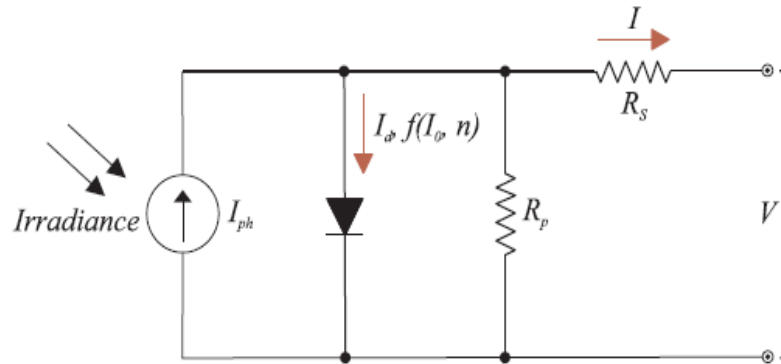


Fig. 21 - Esquema equivalente do modelo de um díodo [31].

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito na Fig. 21, obtemos a equação de circuito equivalente dada na Eq. (1), onde a corrente de díodo (I_d) é descrita pela Eq. (2) de acordo com a equação de Shockley [31].

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (1)$$

$$I_d = I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

Na Eq. (2), onde I_0 é a corrente inversa de saturação do díodo, o termo $(V + I \times R_s)$ é a tensão no díodo e V_t é a tensão térmica que é dada pela Eq. (3) para um módulo PV.

$$V_t = \frac{N_s \times k \times T}{q} \quad (3)$$

onde N_s é o número de células conectadas em série, k é a constante de Boltzman ($1.3806503E-23$ J / K), T é a temperatura em Kelvin e q é a carga do eletrão ($1.60217646E-19$ C) [31].

A Eq. (4) é obtida através da substituição da Eq. (2) na Eq. (1) e descreve o corrente do circuito para o modelo de um díodo.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n \times V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (4)$$

O modelo é caracterizado por cinco parâmetros desconhecidos $\tau = [I_{ph}, I_0, n, R_s, R_p]$ que podem ser obtidos analiticamente ou numericamente.

Modelo de dois díodos

O modelo de dois díodos [31] apresentado na Fig. 22 é semelhante ao modelo de um diodo, mas possui dois díodos conectados em paralelo com uma fonte de corrente. Este modelo descreve os fenômenos físicos na junção P-N com melhor precisão, especialmente para níveis mais baixos de irradiância solar e com tecnologia policristalina, sendo que um dos díodos representa a corrente de difusão na junção e o outro considera os efeitos de recombinação na região de espaço-carga. Embora este modelo seja mais preciso do que o modelo de um diodo, é mais complexo devido ao aumento do número de parâmetros [31], [34], [35].

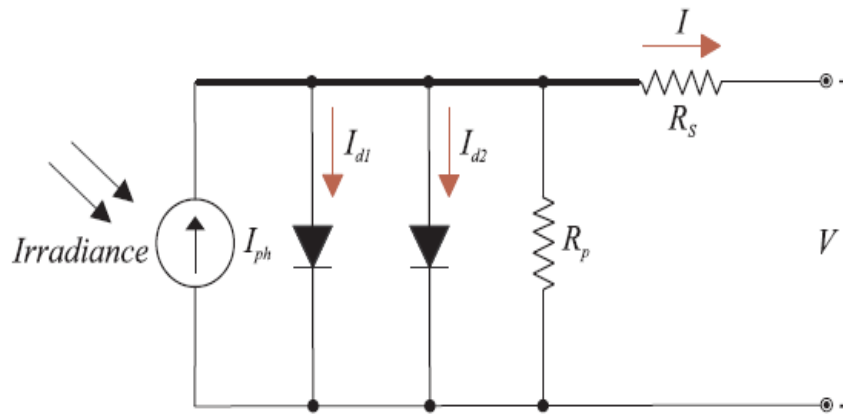


Fig. 22 - Esquema equivalente do modelo de dois díodos [31].

Aplicando as leis de Kirchhoff ao circuito da Fig. 22, a corrente do circuito (I) é dada pela Eq. (5).

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (5)$$

Onde as correntes do diodo 1 (I_{d1}) e do diodo 2 (I_{d2}) são descritas pelas Eqs. (6) e (7) de acordo com a equação de Shockley.

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n_1 \times V_t} \right) - 1 \right] \quad (6)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_2 \times V_t}\right) - 1 \right] \quad (7)$$

A Eq. (8) é obtida através da substituição das Eqs. (6) e (7) na Eq. (5) e descreve o corrente do circuito para o modelo de dois díodos.

$$I = I_{ph} - I_{01} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_1 \times V_t}\right) - 1 \right] - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_s}{n_2 \times V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (8)$$

O modelo é caracterizado por sete parâmetros desconhecidos $\tau = [I_{ph}, I_{01}, I_{02}, n_1, n_2, R_s, R_p]$ que podem ser obtidos analiticamente ou numericamente.

Modelo de díodo multidimensão

Outro modelo encontrado na literatura é o modelo de díodo multidimensão. Este modelo permite aumentar tanto o número de díodos ligados em paralelo como o número de díodos ligados em série, proporcionando uma rede elétrica de díodos configurável, no sentido de aumentar a precisão. A contribuição deste modelo permite obter uma precisão superior na extração dos parâmetros para a tecnologia de película fina [36].

O modelo de díodos multidimensionais [36], apresentado na Fig. 23, possui m -díodos conectados em série e n_x -strings de díodos em paralelo, perfazendo assim um total de $n_x \times m$ díodos no circuito. Sendo que neste modelo a corrente do díodo (I_{dnx}) é a mesma para os díodos pertencentes à mesma *string*, é considerada uma corrente de díodo por *string*. Com o objetivo de reduzir a complexidade do modelo e simplificar os cálculos, considera-se apenas uma corrente inversa de saturação por *string*, em vez de ser considerada uma por díodo. Desta forma, o número de parâmetros do modelo é obtido da seguinte forma: para $m=1$ temos $3+2n_x$ parâmetros; enquanto que para $m>1$ temos $(3+2n_x)+(n_x \times (m-1))$ parâmetros.

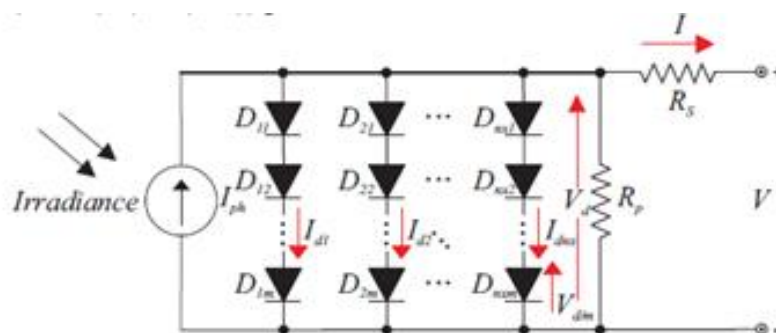


Fig. 23 - Esquema equivalente do modelo de díodo multidimensão [36].

Aplicando as leis de Kirchoff ao circuito da Fig. 23, a corrente do circuito equivalente (I) é dada pela Eq. (9).

$$I = I_{ph} - \sum_{i=1}^{nx} I_{0i} \left[\exp \left(\sum_{j=1}^m \frac{V + I \times R_s}{n_{ij} \times V_t \times m} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (9)$$

Modelo de Multídodo

Este modelo [37] é constituído por nx -díodos ligados em paralelo. Podem ser adicionados mais díodos ao circuito da Fig. 24 para melhor ter em conta os efeitos distribuídos e localizados nas células PV, como a recombinação de Auger. Contudo, as contribuições deste modelo são muito pequenas ou mesmo insignificantes quando comparadas com os resultados dos modelos anteriores.

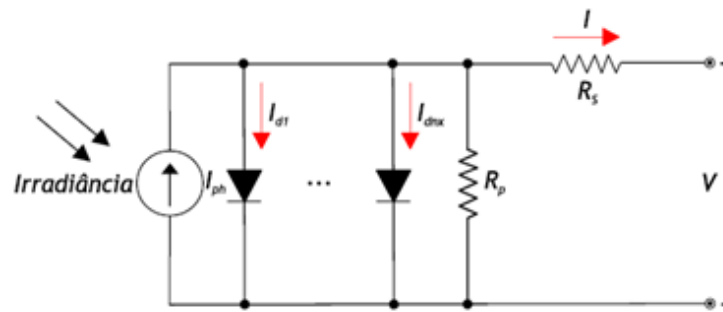


Fig. 24 - Esquema equivalente do modelo de multidíodo [37].

O modelo de multidíodo é caracterizado por $3+2nx$ parâmetros e a equação que descreve a corrente do circuito equivalente (I) é dada pela Eq. (10), onde nx é o número de díodos no circuito.

$$I = I_{ph} - \sum_{i=1}^{nx} I_{0i} \left[\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{n_i \times V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (10)$$

2.7. Influência do sombreamento

O desempenho de um sistema PV depende de vários fatores, entre os quais o sombreamento. Na presença de sombra, onde não há exposição à luz solar, uma célula PV ao aquecer desenvolve pontos quentes, isto é, uma célula PV sombreada atua como uma carga dissipando a energia elétrica produzida sob a forma de calor [29].

A influência do sombreamento é tão significativa que basta uma célula estar sombreada num módulo para ocorrerem grandes perdas de energia, resultantes tanto da redução da energia produzida pela própria célula como pelo aumento das perdas das células restantes.

A fim de minimizar os efeitos negativos do sombreamento, podem ser utilizados díodos de *bypass* para evitar danos nas células PV sombreadas. Assim, os díodos *bypass* são conectados em antiparalelo, onde as células do módulo PV são agrupadas em m grupos de acordo com o número de díodos de *bypass* do módulo. Atualmente, a solução de três díodos de *bypass* é a mais comum [38]. A Fig. 25 mostra um módulo PV com uma célula sombreada.

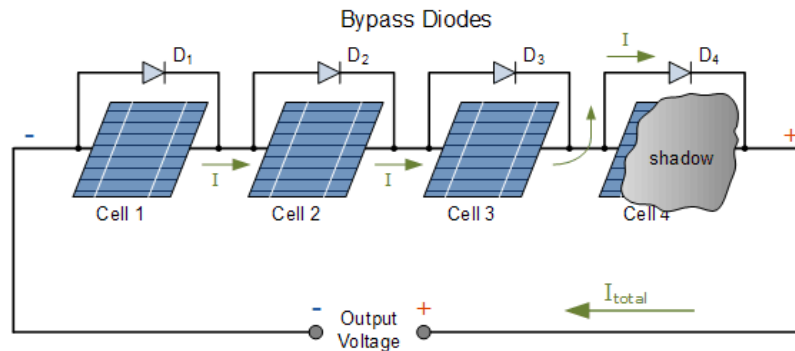


Fig. 25 - Módulo PV com uma célula sombreada [39].

O sombreamento pode ser classificado de três formas: temporário, resultante da localização ou produzido pelo edifício [40].

Sombreamento temporário

O sombreamento temporário envolve fatores como presença de neve, folhas, poeiras, dejetos de pássaros, entre outros tipos de sujeira. A neve é um fator significativo, sobretudo em zonas montanhosas. É possível uma diminuição dos efeitos destas adversidades se o *array* PV proceder à autolimpeza através da água da chuva. Quanto maior for o ângulo de inclinação, maior a velocidade de fluxo da água da chuva e, portanto, uma melhor limpeza da sujeira.

Em áreas propícias à queda de neve, os módulos devem ser instalados na posição horizontal (Fig. 26), de modo a afetar o menor número de *strings*, uma vez que a neve normalmente acumula-se na parte inferior. Assim, as perdas causadas pela neve são reduzidas para metade.

Num local com condições normais e com inclinação suficiente, as perdas devido à sujeira podem ser entre 2% a 5%.



Fig. 26 - Disposição de módulos PV em caso de neve (posição horizontal) [40].

Sombreamento resultante da localização

Este tipo de sombreamento abrange todo o sombreamento causado pelos arredores do edifício, edifícios vizinhos, árvores, cabos aéreos, entre outros.

Sombreamento produzido pelo edifício

Este sombreamento resulta de sombras diretas causadas pelo próprio edifício como por exemplo, chaminés ou antenas. Algumas sombras podem ser evitadas ao moverem-se os módulos PV ou o objeto que causa a sombra. Caso não seja possível, é necessário minimizar o impacto do sombreamento e, para isso, deve-se considerar a forma como as células são ligadas.

2.8. Influência da irradiância e temperatura

A irradiância e a temperatura são fatores que influenciam o funcionamento dos dispositivos PV. Isto deve-se ao facto da corrente produzida depender diretamente da irradiância incidente, contrariamente à tensão que quase não varia (Fig. 27). Assim, a corrente elétrica produzida pelo módulo aumenta com o aumento da irradiância solar [30], [41].

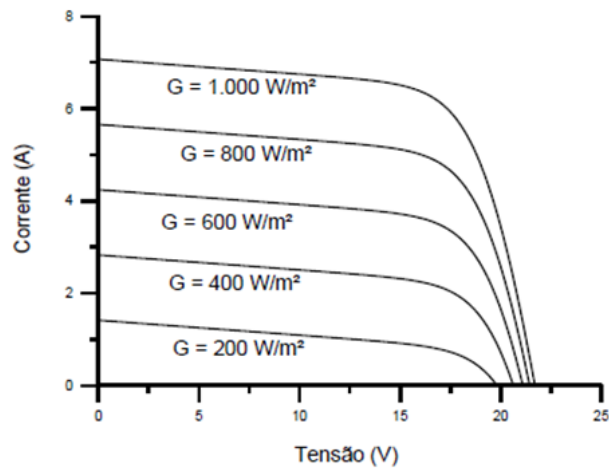


Fig. 27 - Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo PV de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25°C [41].

A energia que não é absorvida totalmente e a energia que é dissipada sob a forma de calor, devido ao aumento da temperatura das células de um módulo, leva a uma diminuição do rendimento. Tal acontece porque a tensão V_{oc} diminui à medida que a temperatura aumenta. A corrente I_{sc} também depende da temperatura, aumentando ligeiramente com a subida da temperatura [30], [41]. A Fig. 28 mostra o efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo PV.

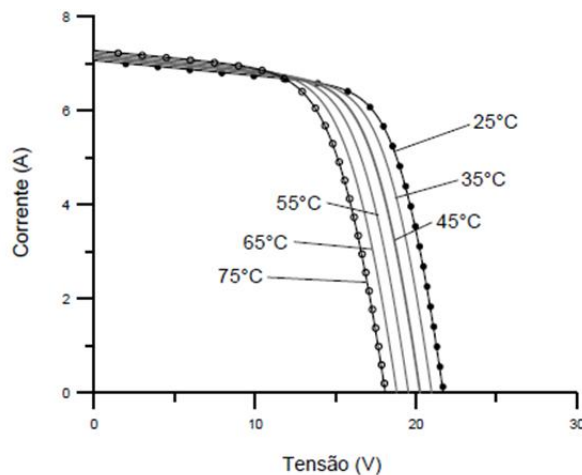


Fig. 28 - Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo PV de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m² [41].

2.9. Sistemas solares fotovoltaicos

Estes sistemas têm como dispositivo principal o *array* PV, que é geralmente composto por vários módulos PV. Atualmente, os sistemas solares PV são uma tecnologia bastante desenvolvida e viável para o utilizador, devido aos progressos obtidos nos últimos anos.

Os sistemas solares PV podem-se agrupar em três tipologias, de acordo com o objetivo pretendido: sistemas isolados ou autónomos, sistemas híbridos e sistemas ligados à rede elétrica [42].

2.9.1. Sistemas Isolados ou Autónomos

Nos sistemas autónomos ou isolados o aproveitamento da energia solar é ajustado à procura energética. É necessário considerar um sistema de armazenamento (baterias) e meios de apoio complementares de produção de energia (sistemas híbridos), uma vez que a energia produzida não corresponde, na maioria das vezes, à procura pontual de energia de um consumidor concreto.

Neste sistema é, normalmente, considerado um sistema de armazenamento de forma a armazenar a energia para autoconsumo produzida durante o dia e restituí-la durante a noite ou durante períodos em que se verifique incidência solar insuficiente [29].

Com armazenamento

Os sistemas isolados ou autónomos com armazenamento são constituídos normalmente por um conjunto de módulos PV, um controlador de carga, uma ou mais baterias e um inversor. Os controladores de carga realizam o controlo da carga das baterias (evitam a sobrecarga e a descarga profunda), as quais devem ter capacidade suficiente para alimentar a carga na ausência de radiação solar. A grande desvantagem deste sistema é o facto de necessitar de imensas baterias para grandes potências o que eleva o custo do mesmo [29].

Sem armazenamento

Os sistemas isolados ou autónomos sem armazenamento não utilizam baterias para armazenar energia, possibilitando assim custos mais reduzidos e uma menor manutenção. Contudo, se for possível pode ser utilizado um sistema de comutação à rede elétrica na ausência de radiação solar [29].

Este tipo de sistema é, geralmente, utilizado em locais onde não existe rede elétrica, devido a razões técnicas e/ou económicas [42]. A Fig. 29 apresenta o esquema de um sistema PV isolado com armazenamento.

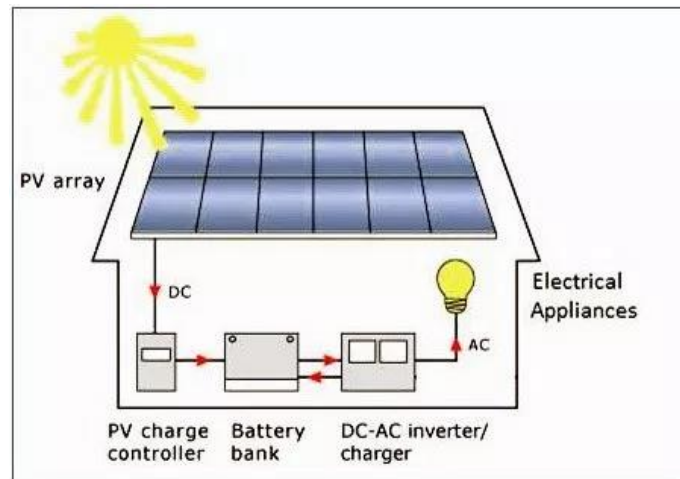


Fig. 29 - Sistema PV isolado ou autónomo [43].

2.9.2. Sistemas Híbridos

O sistema PV híbrido, apresentado na Fig. 30, é a combinação de outras formas de produção de energia elétrica com a energia PV, com o objetivo satisfazer a carga em situações de radiação solar insuficiente ou inexistente. As fontes de energia são por exemplo geradores eólicos ou geradores a combustível, sendo que não tem necessariamente de ser renovável. Quando existe a necessidade de um fornecimento de energia contínuo este tipo de sistema torna-se uma boa opção, podendo ter ou não ter armazenamento [44].

Os sistemas híbridos possuem diferentes fontes de energia com características operacionais diferentes. É essencial ter uma arquitetura bem definida e padronizada capaz de viabilizar, de forma autónoma, a integração dessas diferentes formas de energia, que podem ser geralmente classificadas em três categorias: acoplamento DC, AC e híbrido [45].

Acoplamento DC

Esta topologia é uma arquitetura simples, robusta, não requerendo nenhuma sincronização para a integração das diversas unidades de produção utilizadas. No entanto, também revela algumas desvantagens, como por exemplo, caso exista uma falha no conversor DC-AC, todo o sistema não ser capaz de fornecer energia ao lado AC ou, no pior caso, provocar o colapso de todo o sistema.

Acoplamento AC

Nesta topologia as diferentes unidades de produção e sistemas de armazenamento estão ligadas a um barramento AC, realizada através de conversores DC/AC. A arquitetura com acoplamento AC, é uma arquitetura bastante mais versátil do que a anterior, no entanto, obriga um sistema de controlo e condicionamento mais sofisticado, para que os conversores possam operar em paralelo.

Acoplamento Híbrido

Uma arquitetura com acoplamento híbrido permite uma maior flexibilidade permitindo a ligação das unidades de produção tanto ao barramento DC como AC, ao contrário das arquiteturas anteriores, em que as unidades de produção se encontram todas elas ligadas a um único barramento. Como resultado, o sistema pode alcançar uma maior eficiência energética e uma redução custos. No entanto o controlo deste tipo de arquitetura é bastante mais complexa do que as arquiteturas referidas anteriormente.

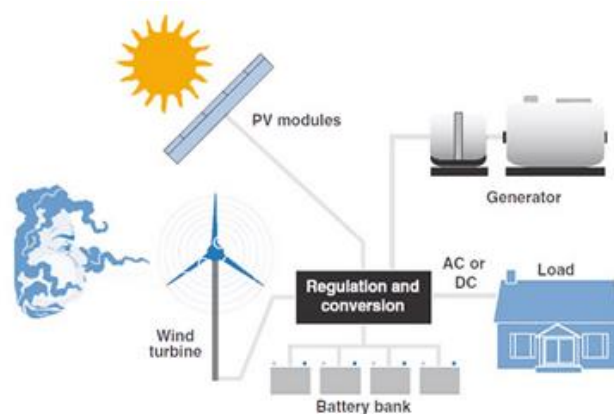


Fig. 30 - Sistema PV híbrido com armazenamento [46].

2.9.3. Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas ligados à rede elétrica permitem aos utilizadores fornecer e adquirir energia elétrica. Este tipo de sistema engloba as UPAC's (Unidades de Produção para Autoconsumo) e as UPP's (Unidades de Pequena Produção). As UPAC's injetam o excesso de produção na rede elétrica, enquanto que as UPP's injetam a totalidade de produção na rede elétrica. Em ambas as situações a receita adicional é conseguida pelo maior valor que é pago, por cada unidade de energia elétrica injetada.

Um sistema ligado à rede elétrica normalmente não tem banco de baterias, porém este pode ser instalado a fim de prevenir casos como insuficiência/ausência de radiação solar ou corte da rede elétrica [29].

Para este sistema é necessário um contador para contabilizar a energia elétrica vendida. Dependendo de se para além do fornecimento também for adquirida energia elétrica, o contador pode ser ou não bidirecional [47]. Na Fig. 31 é apresentado um esquema de um sistema PV ligado à rede elétrica.

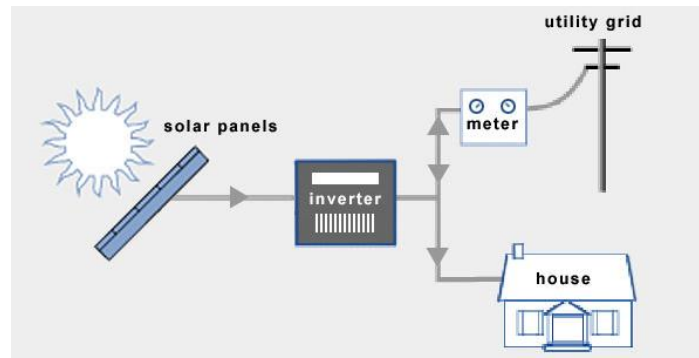


Fig. 31 - Sistema PV ligado à rede elétrica [48].

3. Veículos Elétricos

Cada vez mais os veículos elétricos (VEs) são importantes, pois não só reduzem a poluição sonora, como podem ser utilizados para reduzir a dependência de petróleo. Outra vantagem dos VEs é que não emitem CO₂, desde que a energia produzida seja proveniente de uma fonte de energia renovável [49].

Os veículos elétricos diferenciam-se dos veículos comuns pelo facto de serem constituídos por um sistema de propulsão elétrica. Contrariamente aos veículos que têm um motor de combustão interna (converte a energia armazenada no combustível em energia mecânica) e um sistema de transmissão mecânica às rodas, os VEs recorrem a motores elétricos que convertem energia elétrica em energia mecânica [50].

Em termos de funcionamento, um VE funciona como um veículo automático (um modo de avanço e um de recuo). Quando o veículo está em marcha acontecem várias situações, entre as quais [51]:

- As tensões e correntes contínuas da bateria são convertidas em tensões e correntes alternadas para o motor elétrico;
- A velocidade do veículo é ajustada através do pedal do acelerador que envia um sinal para o controlador que, por sua vez, altera a frequência do inversor para o motor;
- Devido à engrenagem o motor liga e faz girar as rodas;
- Quando se pressionam os travões ou o veículo está a desacelerar, o motor funciona como um alternador e produz energia que é carregada na bateria.

Hoje em dia, um dos principais problemas a resolver está relacionado com o setor dos transportes rodoviários. Com isto, o uso de VE surge como uma alternativa viável para determinadas aplicações de mobilidade e transporte [50].

Atualmente no mercado já é possível encontrar uma grande variedade de veículos elétricos, tais como bicicletas, trotinetes, automóveis de passageiros, autocarros, camiões, entre outros. Porém, o custo inicial de um VE em comparação com o custo dos veículos tradicionais é elevado, contudo espera-se que com o aumento da procura estes preços diminuam.

3.1. História dos Veículos Elétricos

A história dos veículos elétricos inicia-se antes do desenvolvimento dos veículos movidos a combustíveis fósseis, com o empresário escocês Robert Anderson a inventar o primeiro protótipo de um veículo elétrico entre 1832 e 1839 [52]. Após esta invenção, foram realizados mais protótipos de VEs, contudo surgiram problemas devido a não possuírem um motor elétrico eficiente e baterias recarregáveis.

Porém, entre 1856 e 1881, houve grandes desenvolvimentos em relação ao motor elétrico de corrente contínua e à bateria recarregável. Na sequência disso Werner Siemens, Antonio Pacinotti e Zénobe Gramme desenvolveram um motor elétrico DC com alta eficiência [53]. Em 1859, Gaston Planté inventou a primeira bateria recarregável de chumbo-ácido que, em 1881 foi melhorada por Camille Faure.

Estes avanços tecnológicos do motor elétrico DC e da bateria recarregável proporcionaram um grande impulso à indústria de VEs. Em três anos, 28% dos veículos rodoviários eram elétricos. Em 1897, o primeiro VE comercializado foi um táxi elétrico na cidade de Nova Iorque, mostrado na Fig. 32.



Fig. 32 - Primeiro táxi elétrico, em Nova Iorque [54].

Em 1899, o piloto Camille Jenatton obteve um novo recorde de velocidade, alcançando os 100 Km/h com o seu veículo elétrico. No mesmo ano, Ferdinand Porsche projetou o primeiro carro híbrido com um motor elétrico e um motor de combustão interna.

Contudo, em 1908 os VE enfrentaram um grande desafio com a introdução no mercado de veículos movidos a gasolina, como o Ford Model T, por Henry Ford. Em 1912, Charles Kettering inventou o arranque elétrico e, devido a isto, a manivela para iniciar os veículos movidos a gasolina foi removida. Devido à diminuição do preço da gasolina, de os VEs percorrerem distâncias mais curtas e terem estações de carregamento limitadas os VEs perderam a popularidade. Conseqüentemente, em 1935 não havia um único VE a circular.

No entanto, alguns anos depois surgem a questão das emissões de CO₂ e o aumento do preço do petróleo que fez com que os VEs voltassem a ser alvo de foco. Assim, os governos implementaram ações a fim de reduzir as emissões atmosféricas e promoveram o desenvolvimento de veículos elétricos e híbridos. Com isto, muitos fabricantes de automóveis começaram a produzir VEs.

Em 1996, a General Motors produziu o modelo EV1, apresentado na Fig.33. No ano seguinte, a Toyota criou o primeiro veículo híbrido comercial (HEV) do mundo, o Prius. Este veículo vendeu 18.000 unidades no primeiro ano de produção.

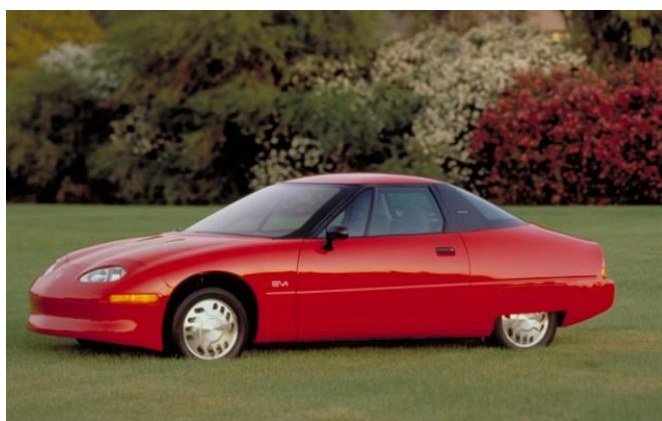


Fig. 33 - Modelo EV1 da General Motors [55].

A partir de 2010, começaram a entrar na indústria veículos elétricos a bateria (BEVs) e veículos elétricos híbridos plug-in (PHEVs), como por exemplo o Nissan Leaf, o Chevrolet Volt e o Tesla Model S [56].

3.2. Componentes de um Veículo Elétrico

Pode-se considerar um VE como um sistema que incorpora três subsistemas diferentes [57]: fonte de energia, propulsão elétrica e sistema auxiliar. O subsistema de fonte de energia inclui a fonte, a unidade de reabastecimento e a unidade de gestão de energia. O subsistema de propulsão tem como componentes o motor elétrico, o conversor de potência, o controlador, a transmissão e as rodas motrizes. Por fim, o subsistema auxiliar é composto pela fonte de alimentação auxiliar, por uma unidade de controle de temperatura e por uma unidade de direção hidráulica. Estes subsistemas são apresentados na Fig. 34.

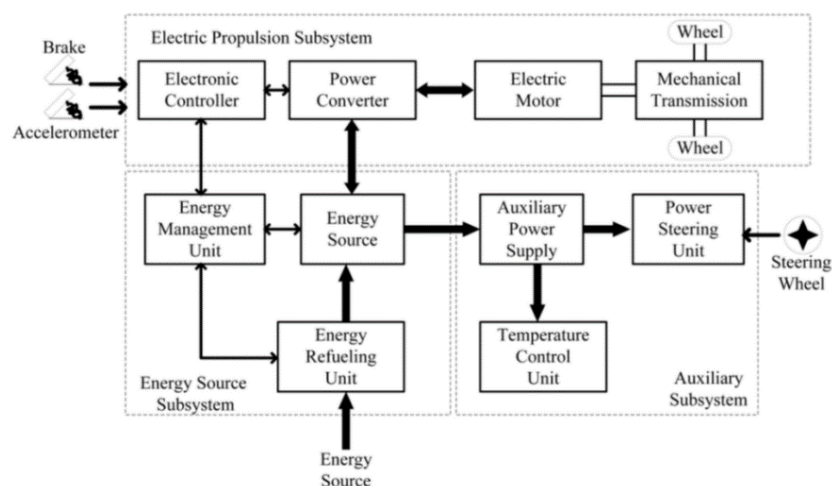


Fig. 34 - Subsistemas de um VE [57].

Os principais componentes de um veículo elétrico a bateria são [51]:

- Motor elétrico: Podem ser escolhidos para usar corrente e tensão alternada ou corrente e tensão contínua. Os motores AC são mais baratos e mais leves que os motores DC.
- Inversor: Converte correntes e tensões contínuas em correntes e tensões alternadas. O inversor pode alterar a velocidade a que o motor gira ajustando a frequência da corrente alternada. Também pode aumentar/diminuir a potência ou o binário do motor ajustando a amplitude do sinal.
- Bateria: É o local de armazenamento de energia. Uma bateria é composta por várias células agrupadas em módulos convertendo energia química em energia elétrica.
- Carregador de bateria: Converte a corrente e tensão alternada disponível na rede elétrica em corrente e tensão contínua armazenada na bateria. Controla o nível de tensão das células da bateria, ajustando a taxa de carga. Também monitoriza as temperaturas das células e controla a carga para ajudar a manter a bateria saudável.
- Controlador: Controla a taxa de carga utilizando informações provenientes da bateria e a pressão no pedal do acelerador para ajustar a velocidade no inversor do motor.
- Cabo de carregamento: o cabo é fornecido juntamente com o veículo e é usado para carregar em casa ou em pontos de carregamento públicos. Dependendo do tipo de carregamento existem diferentes tipos de cabos.

HEV

Os HEVs (*Hybrid Electric Vehicle*) são propulsionados por um motor de combustão interna (MCI) e por um motor elétrico. Um HEV utiliza o sistema de propulsão elétrica quando a demanda de energia é baixa. É uma grande vantagem em condições de baixa velocidade, como áreas urbanas, visto que também reduz o consumo de combustível, pois o motor permanece totalmente desligado durante períodos de inatividade, como por exemplo em situações de congestionamento de trânsito, reduzindo também a emissão de GEE. O motor de combustão interna permite ao veículo uma maior autonomia, enquanto que o motor elétrico aumenta a eficiência e a economia de combustível, regenerando a energia durante a travagem e armazenando o excesso de energia do MCI durante a descida [59]. A Fig. 36 mostra os componentes de um veículo elétrico híbrido.

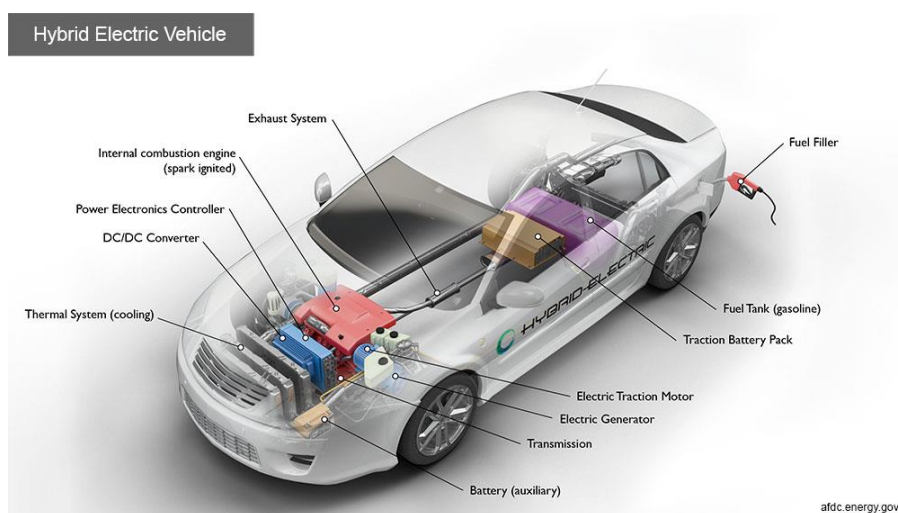


Fig. 36 - Veículo Elétrico Híbrido (HEV) [58].

PHEV

Semelhante aos HEVs, os PHEVs (*Plug-In Hybrid Electric Vehicle*) utilizam um MCI e um motor elétrico sendo que a diferença consiste no facto de os PHEVs utilizarem a propulsão elétrica como principal força motriz. Logo, estes veículos exigem uma capacidade de bateria maior que os HEVs. O PHEV, mostrado na Fig. 37, começa no modo elétrico funcionando com eletricidade e quando as baterias estão com pouca carga, o MCI fornece um impulso ou carrega a bateria. O MCI é usado nos PHEV para aumentar a autonomia. Uma das vantagens dos PHEVs é poderem carregar as baterias diretamente da rede elétrica (os HEVs não podem) [57].

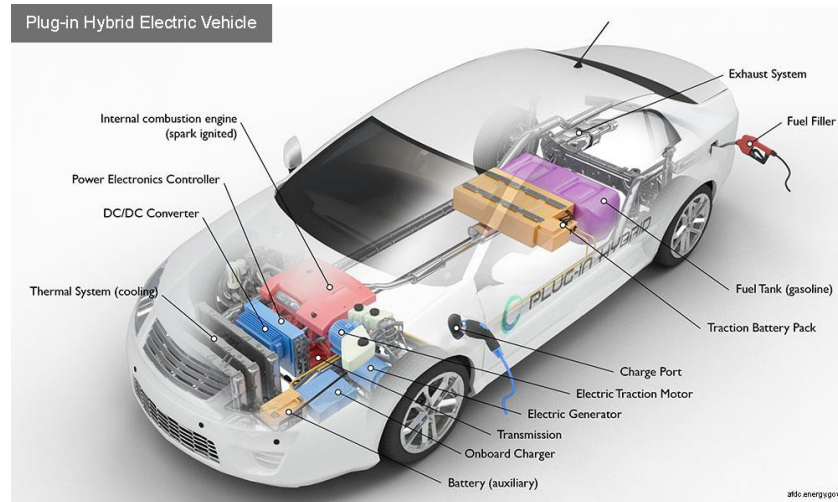


Fig. 37 - Veículo elétrico híbrido plug-in (PHEV) [60].

FCV

Os veículos a célula de combustível (FCV), como o próprio nome indica, funcionam com células de combustível, normalmente de hidrogénio, que utilizam reações químicas para produzir eletricidade. A eletricidade produzida a partir das células de combustível fornece energia ao motor elétrico que aciona as rodas, sendo o excesso de energia armazenado em sistemas de armazenamento, como baterias ou supercondensadores.

Uma vantagem destes veículos é que podem produzir a sua própria eletricidade, não emitindo carbono, permitindo assim a redução de CO₂. Outra grande vantagem é o tempo de reabastecimento, uma vez que é o mesmo do que um veículo convencional.

No entanto, existe um obstáculo na adoção dessa tecnologia que é a escassez de postos de combustíveis de hidrogénio. O custo do combustível também é um dos principais inconvenientes dos FCEV, visto que ainda não existe uma forma barata, sustentável e ecológica de produzir hidrogénio [57]. A Fig. 38 mostra um veículo a célula de combustível.

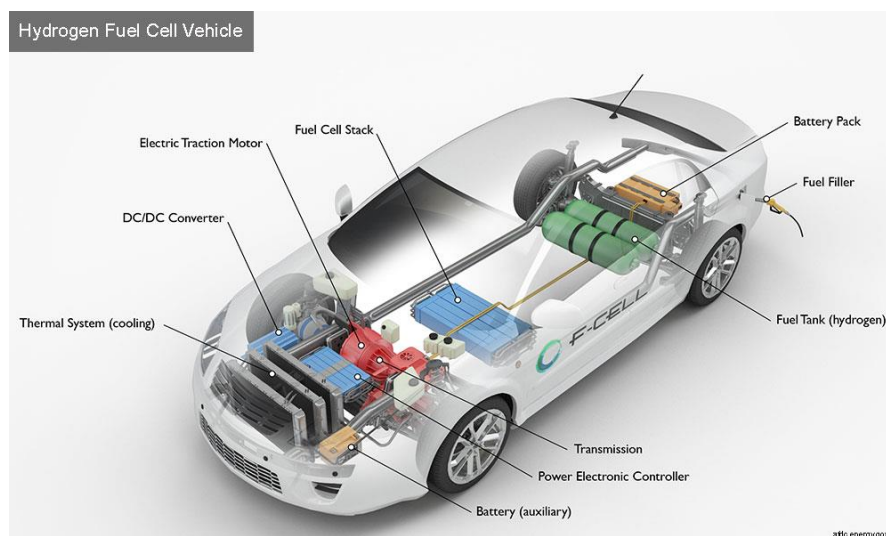


Fig. 38 - Veículo a célula de combustível [61].

Bicicleta elétrica

Uma bicicleta elétrica ou *e-bike* é semelhante a uma bicicleta comum, mas com a particularidade de ser equipada com um motor elétrico DC e uma bateria de lítio. Os três principais componentes são o motor, a bateria e o sistema de transmissão [62].

A maioria dos motores utilizados em bicicletas elétricas são motores DC sem escovas (*brushless*) [63]. O sistema de transmissão fornece a potência e o binário necessários para girar manualmente as rodas da bicicleta.

Existem baterias que demoram cerca de 2-4 horas para carregar totalmente com uma vida útil de 700-1000 cargas. Contudo, existem baterias que podem demorar cerca de 6 a 8 horas para carregar e têm uma vida útil entre 300 e 700 cargas [62].

O utilizador de uma bicicleta elétrica pode optar por [64]:

- Utilizar somente o motor
- Utilizar o motor e pedalar em simultâneo (pedal assist)
- Utilizar somente os pedais (como uma bicicleta comum)

Na Europa, as bicicletas elétricas mais comuns são do tipo *pedal assist* ou PEDELEC e a maioria são fabricadas na Alemanha e na Holanda [64].

Quanto à legislação em vigor, a bicicleta elétrica enquadra-se na categoria de bicicleta normal e é abrangida por todas as suas leis de circulação. Não é necessário carta ou seguro, podendo circular nas ciclovias. Contudo, o utilizador tem que ter em conta que não pode exceder os 25 Km/h [62].

3.4. Impacto Ambiental

A sustentabilidade energética está cada vez mais a ser tema de estudo, o que constitui um desafio para o mundo inteiro. Nas últimas décadas, o uso abusivo de combustíveis fósseis para produzir eletricidade e para outras finalidades levou à redução das suas reservas, constituindo-se as fontes de energia renováveis como uma alternativa [65].

A Agência Internacional de Energia previu que nos próximos vinte e três anos haverá um aumento no consumo médio anual de energia a nível mundial na ordem dos 40%. Como os combustíveis fósseis são as principais fontes de energia, significará que a concentração de dióxido de carbono (CO₂) poderá atingir um limiar de 450 partes por milhão (ppm) [66]. Atualmente, o setor dos transportes contribui com aproximadamente 23% das emissões globais de CO₂ [67]. Os Estados Unidos representam 4,5% da população mundial, contudo utilizam 19,2% do total de energia produzida, seguindo-se a China como o segundo maior consumidor de energia.

Entre 1990 e 2012, a quantidade de emissões destes gases aumentou 41% em todo o mundo. Se o aumento destas emissões continuar a este ritmo, os próximos séculos vão sofrer aumentos de temperatura ainda maiores e, conseqüentemente, efeitos mais intensos da mudança climática global [68].

Portanto, através da melhoria da eficiência energética e com a utilização de VEs, pode-se reduzir não só o consumo total de energia como as emissões de dióxido de carbono. Por exemplo, se as baterias dos VEs fossem carregadas a partir de fontes renováveis, as emissões de CO₂ poderiam ser substancialmente reduzidas durante todo o ciclo de vida dos VEs [66]. As Figs. 39 e 40 mostram as emissões de CO₂ relacionadas à energia por setor e combustível, respetivamente.

Em 2017, as vendas globais de VEs atingiram 1,1 milhões de unidades, registando-se um aumento de 54% em relação ao ano anterior. No entanto, em 2016 a taxa de vendas desacelerou em comparação com 2015 [68].

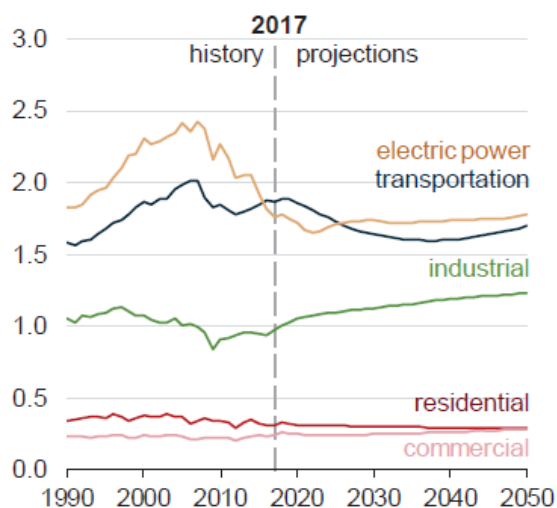


Fig. 39 - Emissões de dióxido de carbono relacionadas à energia por setor (caso de referência) em bilhões de toneladas de CO₂ [69].

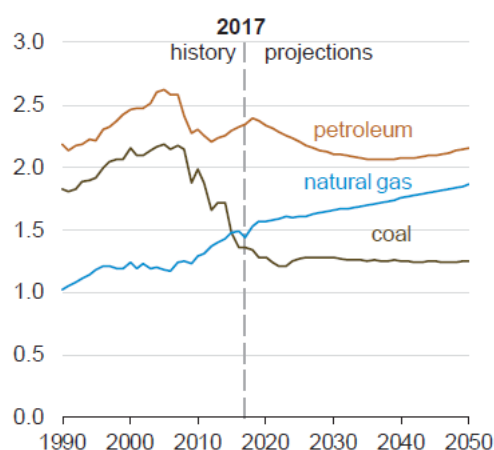


Fig. 40 - Emissões de dióxido de carbono relacionadas à energia por combustível (caso de referência) em bilhões de toneladas de CO₂ [69].

Apesar de ainda não se ter chegado a um consenso no que diz respeito às baterias quando terminam o seu ciclo de vida, a reciclagem é a opção mais ecológica. Muitos dos componentes da bateria de íons de lítio, como o níquel, o cobalto, o cobre e lítio, podem ser recuperados e reutilizados.

No entanto, apenas 5% das baterias de íons de lítio são recicladas na União Europeia. Nalguns casos, as baterias de íons de lítio danificadas podem libertar gases tóxicos prejudiciais ao ser humano.

Com o aumento da produção de VEs surge um problema que consiste na falta de empresas que prestam serviços de reciclagem. Além disso, o custo da reciclagem de uma bateria de íons de lítio é dispendioso.

A reciclagem das baterias de VEs é uma abordagem importante para a sustentabilidade que se irá tornar decisiva nos próximos anos, à medida que a presença de VEs aumentar no mercado [70].

3.5. Baterias

Os veículos elétricos possuem uma fonte interna de energia - um motor elétrico alimentado por baterias elétricas situadas no veículo [71]. A bateria é o local de armazenamento de energia e o componente com maior custo, peso e volume [49].

Uma bateria é constituída pela junção de duas ou mais células elétricas que convertem energia química em energia elétrica. Cada célula é composta por dois elétrodos, cátodo (polo positivo) e um ânodo (polo negativo) ligados através de um eletrólito, como é mostrado na Fig. 41. A energia é gerada sob a forma de tensão contínua através da reação química entre os elétrodos e o eletrólito. No caso de baterias recarregáveis, a inversão da corrente reverte a reação química, proporcionando a recarga dos elementos [49]. O elemento químico escolhido influencia o desempenho da célula [72].

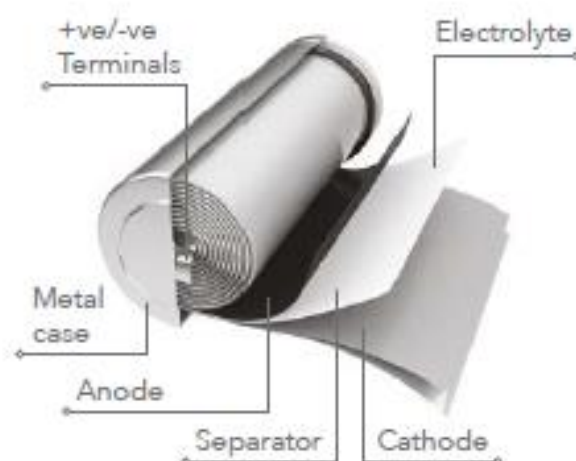


Fig. 41 - Componentes da célula de uma bateria [73].

Quando se pretende comparar baterias, os parâmetros a ter em consideração são a densidade de energia, a densidade de potência, o ciclo de vida, o tamanho, a segurança, a vida útil, custo por kWh, a taxa de descarga e a eficiência energética [49].

3.5.1. Tipos de baterias

Baterias de ácido-chumbo

As baterias de ácido-chumbo são compostas por um material ativo negativo (chumbo esponjoso), um material ativo positivo (óxido de chumbo) e um eletrólito (ácido sulfúrico diluído). Para a descarga, os materiais positivos e negativos são transformados em sulfato de chumbo. As vantagens destas baterias são a disponibilidade em volume de produção e o custo comparativamente baixo. Além disso, esta tecnologia é uma técnica madura devido à sua ampla utilização nos últimos 50 anos. Contudo, a bateria de ácido-chumbo não é adequada para descargas superiores a 20% da sua capacidade nominal e, quando operada a uma taxa profunda de estado de carga (SOC), a bateria possui um ciclo de vida limitado. A densidade de energia e de potência da bateria são baixas devido ao peso dos coletores de chumbo, porém a densidade de energia pode ser melhorada usando coletores não-corrosivos mais leves [57], [74]. Na Tab. 1 são apresentados os parâmetros nominais para as baterias de ácido-chumbo.

Tabela 1 - Parâmetros nominais para baterias de ácido-chumbo [49]

Energia específica	20 - 35 Wh kg ⁻¹ , dependendo do uso
Densidade de energia	54-95 Wh l ⁻¹
Potência específica	~250 W kg ⁻¹ , antes que a eficiência diminua significativamente
Tensão nominal das células	2 V
Eficiência Ampere-hora	~80%, varia com taxa de descarga e temperatura
Resistência interna	Extremamente baixa, ~0.022 Ω por célula para uma célula de 1 Ah
Disponibilidade comercial	Disponibilizada por vários fabricantes
Temperatura de funcionamento	Ambiente, baixa performance se estiver muito frio
Taxa de descarga	~2% por dia
Número de ciclos de vida	Até 800 a 80% de capacidade
Tempo de carregamento	8h (mas é possível carregar 90% numa hora)

Bateria de íões de lítio (Li-Ion)

Estas baterias são constituídas por um eletrodo positivo (material de cobalto oxidado), um eletrodo negativo (material de carbono) e um eletrólito (solução salina de lítio num solvente orgânico). Possuem alta densidade de energia (cerca de duas vezes mais que as baterias de hidreto metálico de níquel), bom desempenho a altas temperaturas, é reciclável, tem baixo efeito de memória, alta potência e energia específica e uma longa duração da bateria (cerca de 1000 ciclos). Como desvantagens tem o elevado custo e o tempo de recarregamento, embora seja superior à maioria das baterias [57], [74]. A Tab. 2 apresenta os parâmetros nominais para as baterias de íões de lítio.

Tabela 2 - Parâmetros nominais para baterias de íões de lítio [49]

Energia específica	140 Wh kg ⁻¹ , dependendo da potência
Densidade de energia	250-620 Wh l ⁻¹
Potência específica	300-1500 W kg ⁻¹
Tensão nominal das células	3.5 V
Eficiência Ampere-hora	Muito boa
Resistência interna	Muito baixa
Disponibilidade comercial	São as baterias mais comercializadas
Temperatura de funcionamento	Ambiente
Taxa de descarga	~10%
Número de ciclos de vida	>1000
Tempo de carregamento	2-3h, mas pode ser carregada até 80% da capacidade em menos de 1h

Baterias de hidreto metálico de níquel (NiMH)

A bateria de NiMH utiliza um eletrólito (solução alcalina), um eletrodo positivo (hidróxido de níquel) e um eletrodo negativo (liga de níquel, titânio, vanádio e outros metais). A densidade de energia da bateria NiMH é o dobro da bateria de ácido-chumbo. Estas baterias possuem inúmeras vantagens, tais como, os componentes do NiMH são inofensivos para o meio ambiente, podem ser recicladas, a bateria é segura para funcionar a alta tensão, têm um ciclo de vida longo e resistência a sobrecarga e descarga. Por outro lado, se a bateria é frequentemente descarregada com elevadas correntes de carga, a vida útil da bateria é reduzida para cerca de 200-300 ciclos. O efeito de memória neste tipo de baterias reduz a potência utilizável para o VE que, por sua vez, reduz o SOC utilizável da bateria para um valor menor que 100% [57], [74]. Os parâmetros nominais para as baterias de NiMH são mostrados na Tab. 3.

Tabela 3 - Parâmetros nominais para baterias de hidreto metálico de níquel [49]

Energia específica	~65 Wh kg ⁻¹ , dependendo da potência
Densidade de energia	~150 Wh l ⁻¹
Potência específica	200 W kg ⁻¹
Tensão nominal das células	1.2 V
Eficiência Ampere-hora	Muito boa
Resistência interna	Muito baixa, ~0.06 Ω por célula para uma célula de 1 Ah
Disponibilidade comercial	Ampla gama para tamanhos pequenos, as baterias de tração são difíceis de obter
Temperatura de funcionamento	Ambiente
Taxa de descarga	Até 5% por dia
Número de ciclos de vida	~1000 a 80% de descarga
Tempo de carregamento	1h, carregamento rápido até 60% da capacidade em 20 minutos

Baterias de níquel-zinco (Ni-Zn)

As baterias de Ni-Zn são compostas por um eletrodo positivo (oxi-hidróxido de níquel) e um eletrodo negativo (zinco). Estas possuem altas densidades de energia e de potência, utilizam materiais de baixo custo, têm capacidade de ciclo profundo e não poluem o ambiente. A temperatura de funcionamento das baterias de Ni-Zn varia de -10 a 50 °C, o que significa que

podem ser usadas sob condições de trabalho severas. No entanto, estas baterias têm um baixo ciclo de vida devido ao rápido crescimento de dendritos, o que impede o desenvolvimento de baterias de Ni-Zn em aplicações veiculares [57], [74].

Baterias de níquel-cádmio (Ni-Cd)

Estas baterias são compostas por um eletrodo positivo (hidróxido de níquel) e um eletrodo negativo (cádmio). As baterias de Ni-Cd têm um longo ciclo de vida e podem ser totalmente descarregadas sem danos. Estas baterias podem ser recicladas, mas como o cádmio é um tipo de metal pesado pode causar poluição ambiental se não for descartado adequadamente. Outra desvantagem das baterias de Ni-Cd é o seu elevado custo [57], [74]. A Tab. 4 mostra os parâmetros nominais para baterias de Ni-Cd.

Tabela 4 - Parâmetros nominais para baterias de níquel-cádmio [49]

Energia específica	40-55 Wh kg ⁻¹ , dependendo da potência
Densidade de energia	70-90 Wh l ⁻¹
Potência específica	~125 W kg ⁻¹ , antes de se tornar ineficiente
Tensão nominal das células	1.2 V
Eficiência Ampere-hora	Boa
Resistência interna	Muito baixa, ~0.06 Ω por célula para uma célula de 1 Ah
Disponibilidade comercial	Boa em tamanhos menores, difíceis para baterias maiores
Temperatura de funcionamento	-40 a +80 °C
Taxa de descarga	0.5% por dia
Número de ciclos de vida	1200 a 80% de descarga
Tempo de carregamento	1h, carregamento rápido até 60% da capacidade em 20 minutos

Baterias de íões de sódio (SIBs)

As baterias de íões de sódio têm um princípio de funcionamento semelhante ao das baterias de íões de lítio.

Até ao momento, foi desenvolvido um grande número de cátodos e ânodos. No entanto, o custo e a toxicidade dos elementos do metal de transição, o consumo de energia para a síntese do material, a segurança dos materiais do eletrodo (especialmente a segurança dos materiais do ânodo) são fatores importantes para aplicações práticas.

As principais categorias de eletrodos positivos são materiais à base de carbono, materiais de liga, óxidos à base de titânio, materiais de polianilina e materiais orgânicos. Entre estes materiais, os compostos orgânicos (por exemplo, quininas e imidas) que podem ser obtidos a partir da biomassa natural, são ânodos promissores tanto para baterias de íões de lítio como para SIBs, devido à sua alta capacidade e ao seu baixo custo [75].

Baterias de sódio-enxofre (NaS)

O desenvolvimento destas baterias teve início na década de 1970 e funcionam a temperaturas entre 300 e 350 °C. As células de sódio-enxofre têm uma energia específica alta, seis vezes maior do que a das células de ácido-chumbo. O eletrodo negativo é sódio fundido e o eletrodo positivo consiste em polissulfetos de enxofre fundido. O eletrólito é uma cerâmica de alumina-beta, que conduz os íons de sódio e separa os dois eletrodos. Antes de se usarem estas baterias é necessário aquecê-las lentamente até a temperatura de funcionamento. A energia elétrica é obtida da combinação de sódio com enxofre para formar sulfeto de sódio [49]. Na Tab. 5 são apresentados os parâmetros nominais para baterias de NaS.

Tabela 5 - Parâmetros nominais para baterias de sódio-enxofre [49]

Energia específica	100 Wh kg ⁻¹ (pode atingir 200 Wh kg ⁻¹)
Densidade de energia	150 Wh l ⁻¹
Potência específica	200 W kg ⁻¹
Tensão nominal das células	2 V
Eficiência Ampere-hora	Muito boa
Resistência interna	Muito semelhante às baterias de níquel-cádmio
Disponibilidade comercial	Não está disponível no mercado
Temperatura de funcionamento	300-350 °C
Taxa de descarga	Muito baixo, mas quando não estiver em uso deve ser fornecida energia para manter a bateria aquecida
Número de ciclos de vida	~1000 a 80% de descarga
Tempo de carregamento	8h

3.5.2. Carregamento de baterias

O carregamento de um VE é feito em tomadas elétricas apropriadas através de um carregador a bordo. Existem quatro modos de carregamento segundo a norma europeia/portuguesa EN/NP61851 - Sistema de carga condutiva para veículos elétricos (2003), revista em dezembro de 2010 [76]. A Fig. 42 apresenta um esquema básico do carregamento de um VE.

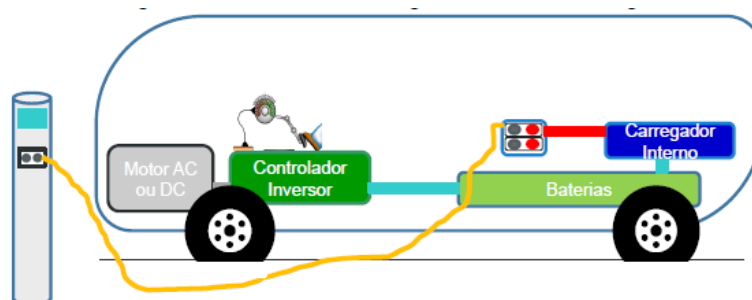


Fig. 42 - Carregamento de um veículo elétrico [76].

Um veículo elétrico pode solicitar uma corrente elevada durante algum tempo (6-8 horas), embora já existam alguns métodos de carregamento rápidos, como por exemplo, com a duração de 30 minutos. Este facto representa um conjunto de desafios referentes à tomada e à instalação elétrica. Como o carregamento de um VE pode ser feito numa área de acesso não controlado, poderá haver risco de eletrocussão em caso de falha na instalação elétrica [76].

3.5.2.1. Modos de carregamento

Como referido anteriormente existem quatro modos de carregamento, definidos como Modo 1, Modo 2, Modo 3 e Modo 4. Assim, os Modos 1-3 são para carregar a partir da rede elétrica através do carregador de bateria do veículo. Já o Modo 4 é um modo de carregamento rápido que utiliza carregador externo que fornece corrente diretamente à bateria do carro.

Modo 1

Este modo de carregamento é feito através da ligação do VE à rede elétrica utilizando tomadas normalizadas que não excedam os 16 A. Na Fig. 43 é mostrado a tomada doméstica do tipo *shüco* ou industrial da norma EN60309 [76].



Fig. 43 - Tomada industrial IEC 60309 monofásica de 16A com terra (à esquerda) e tomada doméstica monofásica de 16A com terra “Shuco” (à direita) [76].

Para além das tomadas consideradas adequadas, a norma estabelece ainda que, para poder ser utilizado o Modo 1 de carregamento, tem de ser garantida a existência de Terra de proteção e de um disjuntor diferencial residual de calibre igual ou superior a 30 mA. Caso contrário, a norma considera que não estão reunidas as condições de segurança necessárias, estando este modo de carregamento proibido [76]. A Fig. 44 mostra um esquema do Modo 1 de carregamento.



Fig. 44 - Modo 1 de carregamento [52].

Disjuntor diferencial residual

Um disjuntor diferencial residual, presente na Fig. 45, é um dispositivo de segurança que desliga a eletricidade automaticamente se houver uma falha, impedindo que haja eletrocussão. Também fornece proteção contra incêndios elétricos.

A presença deste disjuntor é obrigatória para as tomadas que carreguem os VEs. Estes disjuntores podem ser instalados no próprio cabo de carregamento, tornando-se uma opção quando se desconhece a instalação elétrica. Estes dispositivos, normalmente, não permitem que o carregamento seja feito quando a tomada não tem terra pois não poderá ser feito em condições de segurança.



Fig. 45 - Disjuntor diferencial residual de calibre igual ou superior a 30 mA [76].

Modo 2

O Modo 2 de carregamento consiste na ligação do VE por meio de tomadas normalizadas de corrente estipulada não superior a 32 A. O circuito de alimentação é constituído por condutores de fase, neutro e terra com uma função Piloto de Controlo (PC) e ainda, um disjuntor diferencial residual de calibre igual ou superior a 30 mA,

O cabo de carregamento inclui uma *In-cable Control Box* (ICCB) ou Caixa de Controlo do Cabo (Fig. 46), no qual estão instalados o relé e o sistema eletrónico definidos para o Modo

3. A ICCB, deve estar localizada na própria ficha ou numa distância de até 0.3 m [76]. O Modo 2 de carregamento é apresentado na Fig. 47.



Fig. 46 - In-cable Control Box (ICCB) [76].



Fig. 47 - Modo 2 de carregamento [52].

Modo 3

Este modo, segundo a norma EN/NP61851, é um sistema de carregamento dedicado para veículos elétricos. Este sistema aumenta a segurança do processo de carregamento de um VE e reduz o risco decorrente de eventuais erros de manipulação por seres humanos e de defeito de isolamento elétrico do VE, pelo cabo de ligação ou pela tomada de fornecimento. O sistema Modo 3 é constituído por três componentes fundamentais [76]:

- **Tomadas e fichas de fornecimento:** são constituídas por condutores de energia, fases e neutro, terra, condutor do sinal do “piloto de controlo” e sensor de inserção de ficha na tomada. As tomadas incluem ainda um mecanismo de encravamento da ficha na tomada, após inserção;
- **Relé de corte de alimentação:** controlado pelo sistema eletrónico permite a alimentação/corte da tomada quando o sistema eletrónico o indicar;

- **Piloto de controlo:** consiste num sistema eletrónico associado à tomada de fornecimento, a qual, pelo estabelecimento contínuo de uma pequena corrente entre a tomada de fornecimento e o veículo, permite monitorizar a manutenção das condições de isolamento das partes em tensão durante uma sessão de carregamento. Caso essas condições deixem de se verificar, o piloto de controlo atua um relé de corte de alimentação que desliga a alimentação da tomada.

Na Fig. 48 é apresentado um esquema do Modo 3 de carregamento.



Fig. 48 - Modo 3 de carregamento [52].

Modo 4

O Modo 4 é feito por carregamento indireto, ou seja, é um carregador externo que fornece corrente diretamente à bateria do carro. Este modo também tem a funcionalidade de Piloto de Controlo.

O uso do carregamento rápido permite a utilização de correntes consideravelmente mais elevadas, no entanto o custo do equipamento é muito maior do que o do carregamento em Modo 3. Um exemplo para carregar o VE em Modo 4 são os carregadores rápidos DC que carregam a bateria do veículo diretamente em tensões e correntes contínuas, fazendo o bypass do carregador de bordo [76]. A Fig. 49 mostra o esquema do modo 4 de carregamento.



Fig. 49 - Modo 4 de carregamento [52]

3.6. Sistemas Eletrônicos para carregamento com Energia Solar

Duas das grandes tendências de utilização de energia esperadas para rede elétricas inteligentes (*smart-grid*) são:

- Produção descentralizada de energia renovável em larga escala através das várias fontes de energia renováveis.
- Surgimento de veículos elétricos como o principal modo de transporte do futuro.

Em primeiro lugar, a utilização de fontes de energia renováveis, como a energia solar, é acessível a um público mais vasto, devido à diminuição do custo dos módulos PV.

Em segundo lugar, os VEs são meios de transporte limpos, isto é, se a energia for proveniente de uma energia renovável, os VEs não emitem CO₂. Para além de que produzem muito menos ruído quando comparados com os veículos tradicionais.

Existem vários projetos de infraestruturas de carregamento de VEs que utilizam módulos PV, como demonstrado na Fig. 50 [77].



Fig. 50 - Posto de carregamento de um VE através de módulos PV [77].

4. Conversores eletrônicos de potência

A técnica de conversão de energia é uma área de pesquisa importante no campo da eletrônica de potência e tem várias aplicações na indústria. Esta tecnologia compreende o processamento e o controlo do fluxo de energia elétrica para fornecer as tensões e correntes pretendidas.

Um conversor utiliza componentes eletrônicos de potência para controlar e converter a energia elétrica. A conversão de energia é obtida usando dispositivos semicondutores de potência que, normalmente, são SCRs (retificadores controlados de silício), triacs, transístores de potência, transístor MOSFET, transístores bipolares de porta isolada (IGBTs) e MCTs (tirístores controlados por MOS) [78].

Os conversores eletrônicos de potência possuem várias aplicações, como fontes de alimentação comutadas (SMPS), controlo de máquinas elétricas, sistemas de armazenamento de energia, produção e distribuição de energia, conversão de energia renovável, entre outros.

Dependendo do tipo de função desempenhada podem ser classificados em quatro tipos [79]:

Conversores AC / AC

Os conversores AC/AC transformam uma tensão alternada numa tensão alternada com características diferentes. Estes conversores são equivalentes a autotransformadores. Podem ser usados para controlar a velocidade dos motores de indução [79], [80].

Conversores AC / DC

Um conversor AC para DC, também designado de retificador, converte tensão alternada em tensão contínua. Os componentes essenciais num retificador são o transformador, uma unidade de comutação, um filtro e um bloco de controlo. Os retificadores são classificados maioritariamente em dois tipos: retificadores de diodo não controlados e retificadores controlados [79], [80].

Conversores DC / DC

Nos conversores DC-DC a tensão de entrada é regulada para obter o valor de tensão de saída pretendido que pode ser maior ou menor do que o valor da tensão de entrada. Existem diferentes tipos de conversores DC-DC para diversos tipos de aplicações. Estes conversores podem-se classificar em: isolados e não isolados. Os conversores não isolados são utilizados quando se pretende regular, elevar ou baixar o valor da tensão e, normalmente, utilizam-se em circuitos de baixa potência. As principais topologias que constituem este grupo são: *buck*, *boost* e *buck-boost* [80].

- **Step-down ou Buck**

É um conversor que permite baixar a tensão, isto é, gera à saída um sinal de tensão contínua de valor igual ou inferior ao da entrada. O esquema elétrico deste conversor pode ser visto na Fig. 51.

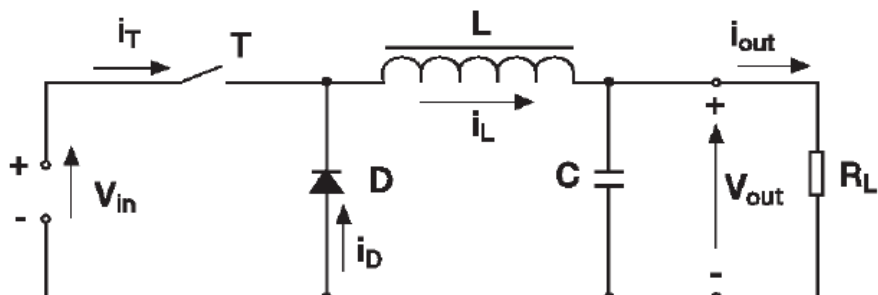


Fig. 51 - Conversor DC/DC Step-Down ou Buck.

- **Step-up ou Boost**

O conversor *step-up* ou *Boost* é um conversor que eleva a tensão, capaz de gerar à saída uma tensão contínua de valor superior ou igual ao da tensão contínua da entrada. Na Fig. 52 mostra-se o esquema elétrico do conversor *Boost*.

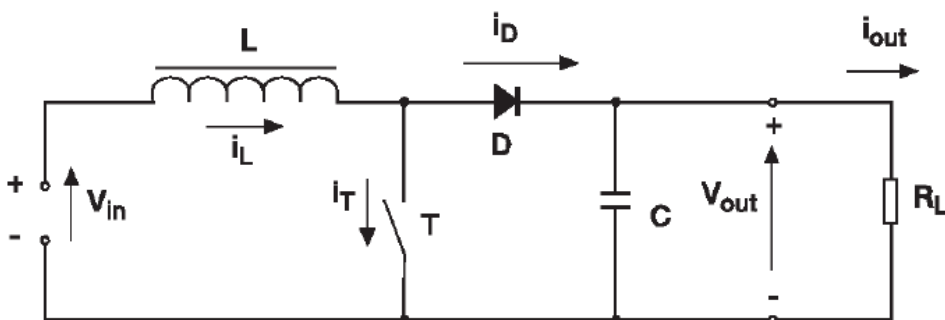
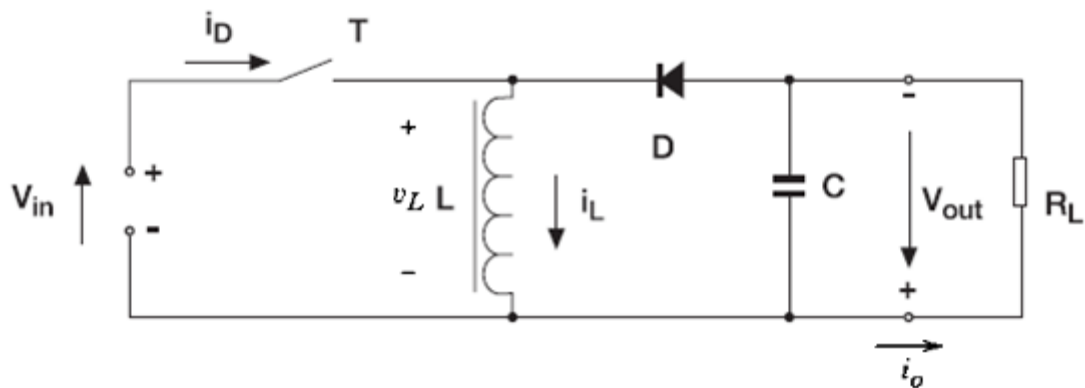


Fig. 52 - Conversor DC/DC Step-up ou Boost.

- **Step-up/down ou Buck-Boost**

O conversor *Buck-Boost* é um conversor que permite baixar ou elevar a tensão. O conversor pode ser obtido pela ligação em cascata de dois conversores básicos: o *step-down* ou *Buck* e o *step-up* ou *Boost*. Na Fig. 53 mostra-se o esquema elétrico associado ao conversor *Buck-Boost*.

Fig. 53 - Conversor DC/DC *step-up/down* ou *Buck-Boost*.

Quanto aos conversores isolados existem vários, tais como o *flyback*, *forward*, *push-pull*, meia ponte e ponte completa.

Conversores DC / AC

Os conversores DC/AC convertem tensão contínua em tensão alternada. As correntes e tensões contínuas podem ser obtidas através dos módulos PV e da bateria do inversor. As formas de onda tipicamente geradas pelo inversor de potência são a onda sinusoidal pura e a onda sinusoidal modificada [79], [81].

4.1. Tipos de inversores

As instalações de energia solar são frequentemente escolhidas como uma alternativa ao fornecimento convencional de eletricidade. Num sistema de energia solar os componentes principais são o *array* PV e o inversor. Como referido anteriormente, quando o *array* PV é sujeito a uma determinada irradiância produz corrente e tensão contínuas que precisam ser convertidas em corrente e tensão alternada através de um inversor. Este tipo de sistemas são uma solução simples e eficaz para os utilizadores interessados em produzir a sua própria energia. Existem três tipos principais de inversores [82]:

1. Inversor *on-grid/grid-tie* (ligado à rede elétrica, sem armazenamento)

O inversor ligado à rede elétrica, também conhecido como inversor *grid-tie*, é usado nas instalações de energia solar mais simples, pelo que o dispositivo é conectado apenas ao *array* PV e à rede elétrica. Enquanto os módulos PV produzem tensões e correntes contínuas, o inversor converte em tensões e correntes alternadas, injetando a totalidade da produção solar na rede elétrica.

2. Inversor *off-grid* (não ligado à rede elétrica, com armazenamento)

Este inversor pode integrar uma bateria e, como o próprio nome sugere, funciona sem estar conectado à rede elétrica. Em sistemas que envolvem o inversor *off-grid*, o excesso de produção PV é utilizado para carregar a bateria. Quando a bateria estiver carregada, o inversor descarrega a bateria enquanto converte tensões e correntes contínuas em tensões e correntes alternadas, fluindo a energia na direção das cargas. Os sistemas solares *off-grid* são utilizados principalmente para fornecer energia a locais isolados.

3. Inversor híbrido (ligado à rede elétrica, com armazenamento)

O inversor híbrido combina as vantagens do inversor *grid-tie* e do inversor *off-grid*, utilizando a produção solar de uma forma mais eficiente. Este sistema híbrido contém um inversor semelhante ao inversor *grid-tie* e um banco de baterias. A energia produzida pelos módulos PV é utilizada para, em primeiro lugar, fornecer energia à carga. Se houver um excedente de produção PV, o excedente é utilizado para carregar as baterias. Contudo, se as baterias estiverem carregadas, o mesmo excedente pode ser entregue à rede elétrica.

4.2. Inversor IMEON 3.6

O IMEON 3.6 é um inversor solar híbrido monofásico dedicado a sistemas fotovoltaicos monofásicos para auto-produção com armazenamento. Este inversor possui uma potência de 3kW e é adequado a aplicações domésticas. Funciona nas configurações: *Smart-Grid / Off-Grid / Backup / On-Grid*. Para além disso, permite uma capacidade de armazenamento de 2 a 15 kWh, tendo Wi-Fi integrado e uma plataforma web para monitorização (OS.ONE interface).

4.2.1. Modos de ligação

O inversor solar híbrido pode operar de acordo com os modos pré-programados [83]:

- *Off-grid*: não está conectado à rede elétrica e é um modo otimizado para locais isolados sem ligação à rede elétrica.
- *On-grid*: está ligado à rede elétrica e injeta a totalidade da produção PV na rede elétrica. A utilização de baterias não é possível com este modo. Possui a possibilidade de vender a produção à rede elétrica ou simplesmente o excedente.

- *Smart-grid*: ligado à rede elétrica e a um banco de baterias. É um modo otimizado para autoconsumo e para maximização da eficiência.
- *Backup*: está ligado a um banco de baterias, pode passar do modo *on-grid* para o modo *off-grid*, assegurando assim dispositivos ou sistemas conectados como por exemplo, os eletrodomésticos. É um modo otimizado para fonte de alimentação ininterrupta (UPS). As baterias são mantidas permanentemente em carga, sendo que só é permitido a descarga das mesmas no caso de a rede elétrica falhar.

Em alguns países ou áreas geográficas, a infraestrutura responsável pela distribuição de eletricidade é frágil e produz flutuações significativas de tensão e frequência, levando a frequentes cortes de energia. Uma das vantagens dos inversores híbridos é a capacidade de fornecer um modo *backup* para quando ocorre uma interrupção de energia. Os inversores solares são equipados com uma saída dedicada, chamada “*Backup AC Output*” que é alimentada a partir da instalação solar e das baterias quando a rede elétrica falhar. É importante certificar-se de que a potência combinada necessária para todos os dispositivos conectados a esta saída não excede a potência nominal do inversor. Existem dois modos pré-programados que incluem a funcionalidade de *backup*: o modo *smart-grid* e o modo *backup*.

4.2.2. Extração de parâmetros do IMEON

Este inversor permite a extração de vários parâmetros (Tab. 6) [84]:

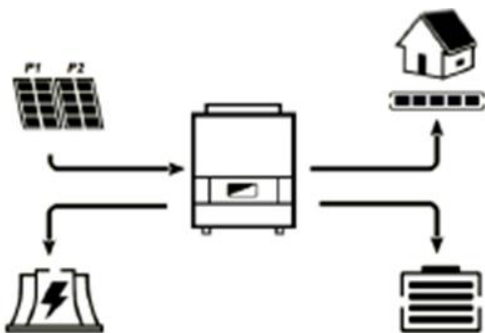
- AC Output (Carga)
- Bateria
- Rede elétrica AC
- Energia renovável
- DC Input (Módulos PV)

Tabela 6 - Parâmetros a extrair dos diferentes sistemas [84].

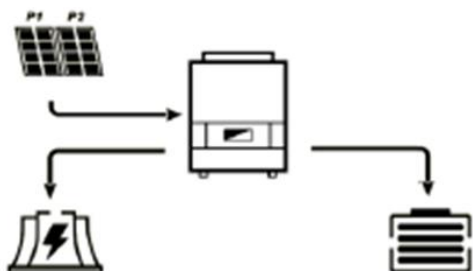
AC Output	Bateria	Rede elétrica AC	Energia renovável	DC Input
Potência aparente (kVA)	Porcentagem da carga (%)	Tensão (V)	Produção total (kWh)	Potência (kW)
Potência ativa (kW)	Corrente (A)	Frequência (Hz)	Produção diária (kWh)	Corrente (A)
Tensão(V)	Tensão (V)			Tensão (V)
Frequência (Hz)				

4.2.3. Modos de funcionamento e *display*

Em seguida são apresentados vários cenários que podem aparecer no *display* do inversor.

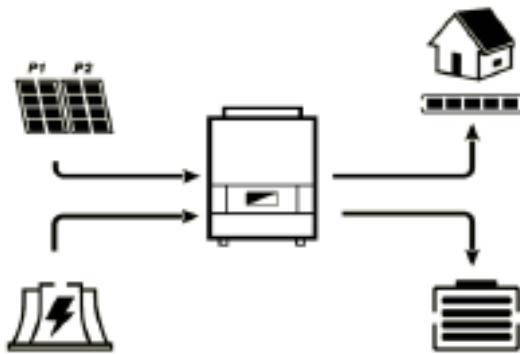


A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga e carregar as baterias, entregando o excedente de produção à rede elétrica.



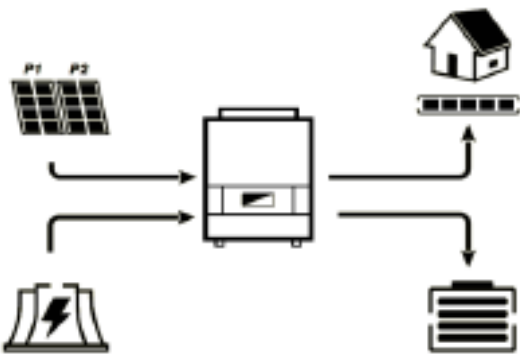
A produção fotovoltaica permite carregar as baterias e entregar o excedente de produção à rede elétrica.

A carga está desligada.



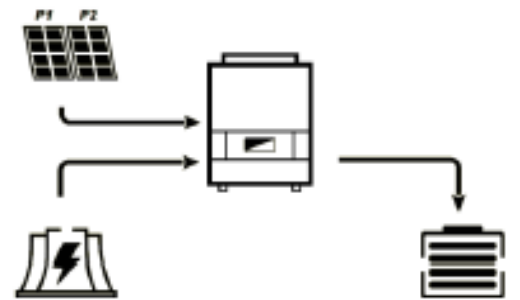
A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga e carregar as baterias.

A rede elétrica fornece energia adicional para carregar as baterias.



A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga e carregar as baterias.

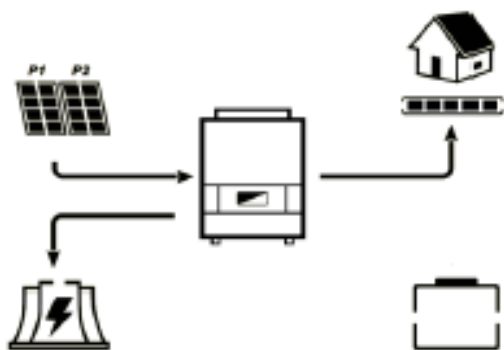
A rede elétrica fornece energia adicional para carregar as baterias.



A produção fotovoltaica permite carregar as baterias.

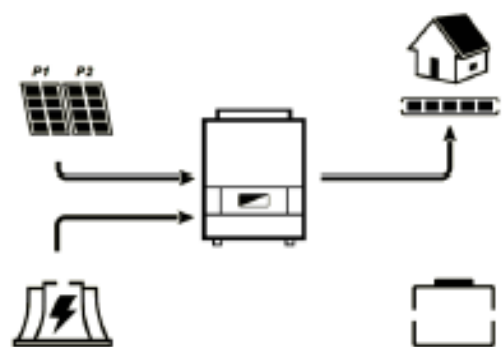
A rede elétrica fornece energia adicional para carregar as baterias.

A carga está desligada.



O ícone da bateria está a piscar, o que significa que estão desligadas.

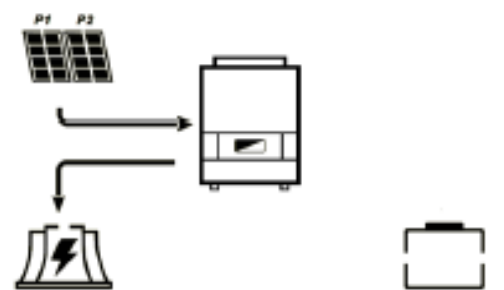
A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga e entregar o excedente de produção à rede elétrica.



O ícone da bateria está a piscar, o que significa que estão desligadas.

A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga.

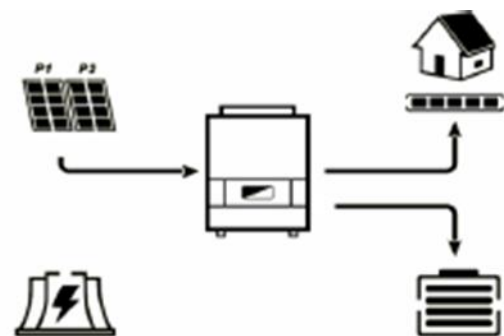
A rede elétrica fornece energia adicional para satisfazer a carga.



O ícone da bateria está a piscar, o que significa que estão desligadas.

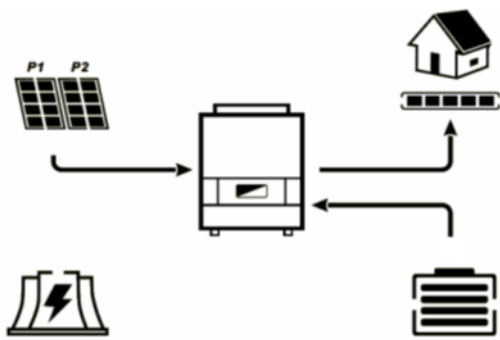
A produção fotovoltaica injeta a produção na rede elétrica.

A carga está desligada.



O ícone da rede elétrica está a piscar, o que significa que está desligada.

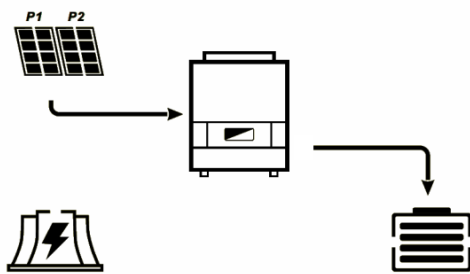
A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga e carregar as baterias.



O ícone da rede elétrica está a piscar, o que significa que está desligada.

A produção fotovoltaica permite satisfazer a carga.

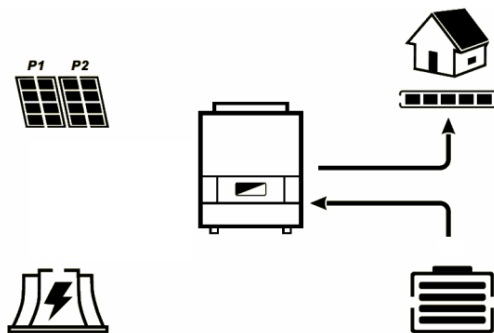
As baterias fornecem energia adicional para satisfazer a carga.



O ícone da rede elétrica está a piscar, o que significa que está desligada.

A produção fotovoltaica permite carregar as baterias.

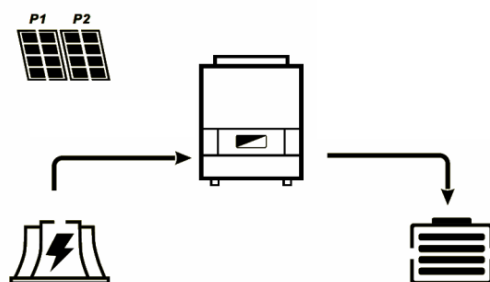
A carga está desligada.



O ícone da rede elétrica está a piscar, o que significa que está desligada.

O ícone dos módulos PV está a piscar, o que significa que estão desligados.

As baterias satisfazem a carga.



O ícone dos módulos PV está a piscar, o que significa que estão desligados.

A rede elétrica carrega as baterias.

A carga está desligada.

Todos os modos de funcionamento devem atender às prioridades que são mostradas na Tab. 7.

Tabela 7 - Prioridades dos modos de funcionamento [84].

	<i>Smart-grid</i>	<i>Backup</i>	<i>Off-grid</i>	<i>On-grid</i>
Prioridades da utilização da produção fotovoltaica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Carga 2. Baterias 3. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Baterias 2. Carga 3. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Carga 2. Baterias 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Rede elétrica
Prioridades das fontes de carregamento da bateria	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Array</i> PV 2. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Array</i> PV 2. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Array</i> PV 2. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sem bateria
Prioridades das fontes de alimentação da carga (AC output)	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Array</i> PV 2. Baterias 3. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Array</i> PV 2. Rede elétrica 3. Baterias 	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Array</i> PV 2. Baterias 3. Rede elétrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sem carga

5. Instalação experimental

Para a realização dos testes foram necessários vários equipamentos, tais como: um inversor, um banco de baterias, uma carga programável e o sistema PV. A Fig. 54 mostra um esquema com estes componentes.



Fig. 54 - Esquema com os equipamentos utilizados.

O inversor utilizado foi o IMEON 3.6 [85], mostrado na Fig. 55. Com este inversor é possível consumir a própria produção solar, armazenar a energia em baterias e injetar/consumir a partir da rede elétrica dependendo da produção fotovoltaica.



Fig. 55 - Inversor IMEON 3.6.

Para armazenar a energia foi usado um banco de baterias constituído por quatro baterias de lítio do modelo US2000 Plus da Pylontech, apresentado na Fig. 56. Cada bateria tem uma capacidade nominal de 2.4 kWh, ou seja, o total da soma das quatro baterias é 9.6 kWh. Esta bateria tem mais de 6000 ciclos de vida, a uma temperatura de 25 °C.[86].



Fig. 56 - Banco de baterias US2000 Plus da Pylontech.

A carga eletrônica programável utilizada foi um modelo da Chroma série 63802 [87]. Esta carga possui uma potência de 1800 W, uma corrente até 18A e a tensão pode variar entre 7,5V e 500V. Tem vários modos de funcionamento, tais como, o CC (corrente constante), CR (resistência constante), CV (tensão constante) e CP (potência constante), sendo que o modo utilizado foi o CP. Assim, as potências que são fornecidas à carga são definidas através do Matlab®. A Fig. 57 mostra a carga eletrônica programável.

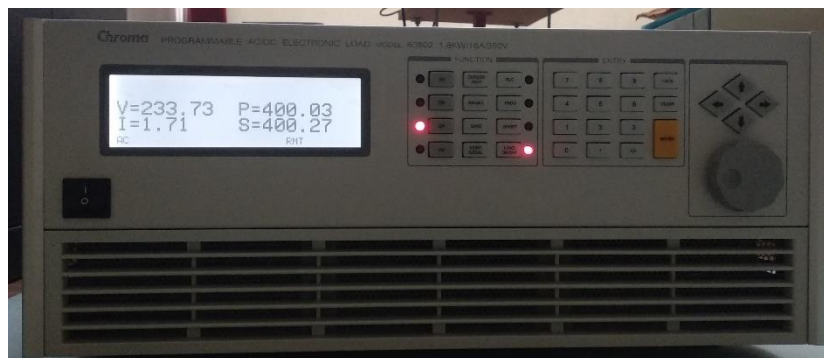


Fig. 57 - Carga eletrônica programável Chroma 63802.

Para a produção de energia foram utilizados 7 módulos PV Sharp ND-R250A5, perfazendo uma potência de 1750 Wp. Cada módulo PV tem 60 células policristalinas. A Fig. 58 mostra os módulos PV utilizados.



Fig. 58 - Array PV.

A Fig. 59 apresenta os equipamentos utilizados para a realização dos testes.

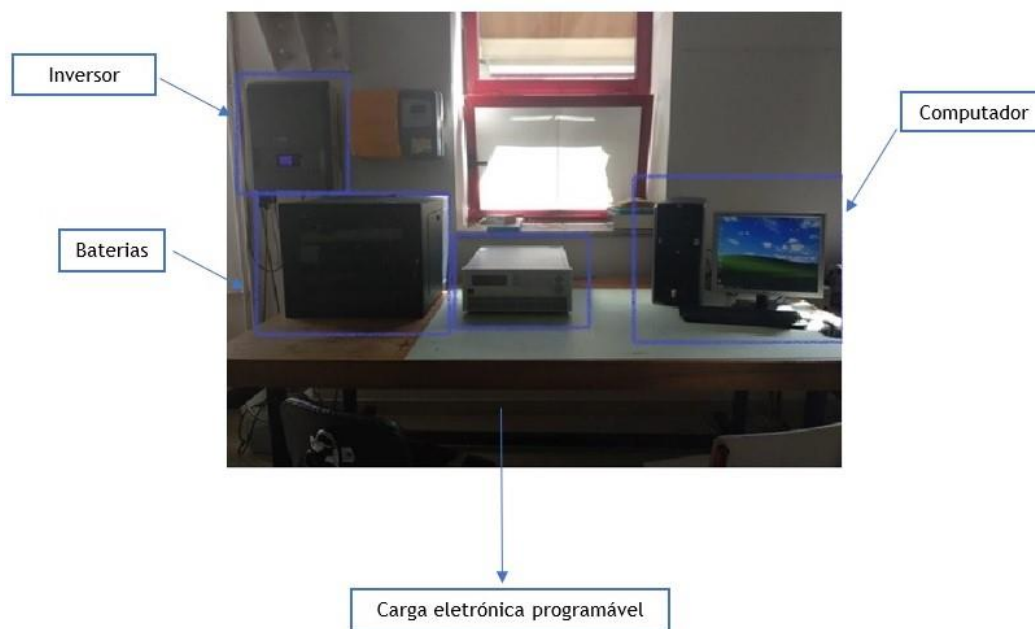


Fig. 59 - Equipamentos utilizados para a simulação experimental.

6. Simulação e resultados experimentais

Foram testados três modos de funcionamento: *smart-grid*, *off-grid* e *on-grid*. Para cada modo foram realizados vários testes durante sete dias. Cada teste tem a duração de 24h e os valores são registados de 5 em 5 minutos, perfazendo um total de 12 registos por hora. A recolha dos dados foi feita através da plataforma web para monitorização (OS.ONE interface).

As tarefas de computação para a simulação da carga foram implementadas utilizando o Matlab®, num computador com processador Intel® Xeon(™) @3.60 GHz CPU, 2 GB RAM e sistema operativo Windows XP Professional Service Pack 3.

Para a obtenção dos valores resultantes dos diferentes modos de funcionamento do inversor foi necessário traçar vários perfis de carga para cada modo. No entanto, o comportamento de todos os perfis é semelhante.

Estes perfis são implementados no Matlab® e consistem num conjunto de potências que são fornecidas à carga eletrónica programável. Apenas os modos *off-grid* e *smart-grid* é que possuem perfis de carga, uma vez que, no modo *on-grid* não é permitida a utilização de uma carga. Portanto, cada perfil tem 24 valores de potência correspondentes às 24h do dia.

A escolha dos valores foi baseada num perfil de um consumidor doméstico, sendo que a potência máxima não pode ultrapassar os 1800 W (potência da carga eletrónica programável) para o modo *smart-grid* e 1000 W (limitação do inversor) para o modo *off-grid*. Assim, o consumo mínimo é atingido entre as 4h e as 6h da manhã, aumentando até às 8h. Entre as 8h e as 13h o consumo vai aumentando progressivamente, atingindo um máximo local às 13h e depois vai diminuindo até às 16h/17h. Seguidamente, o consumo volta a aumentar até às 21h, hora em que ocorre o consumo máximo diário e depois volta a diminuir até ao final do dia. Os consumos mais elevados ocorrem entre as 20h e as 22h, correspondendo à hora de jantar. As Figs. 60 e 61 representam os perfis de carga para os modos *off-grid* e *smart-grid*, respetivamente.

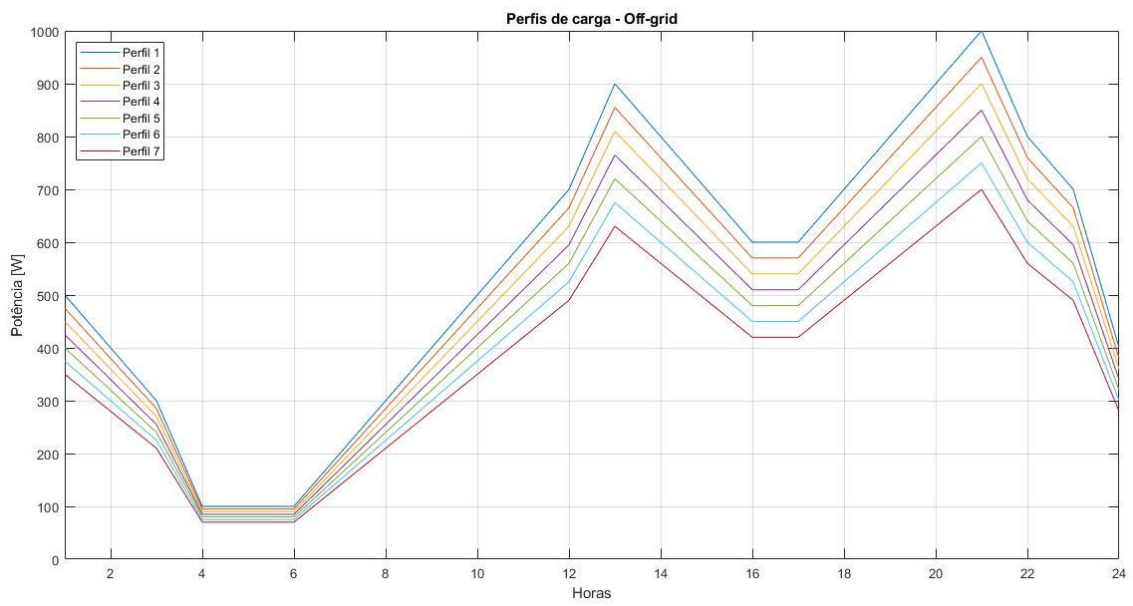


Fig. 60 - Perfis de carga para os modos *Off-grid*.

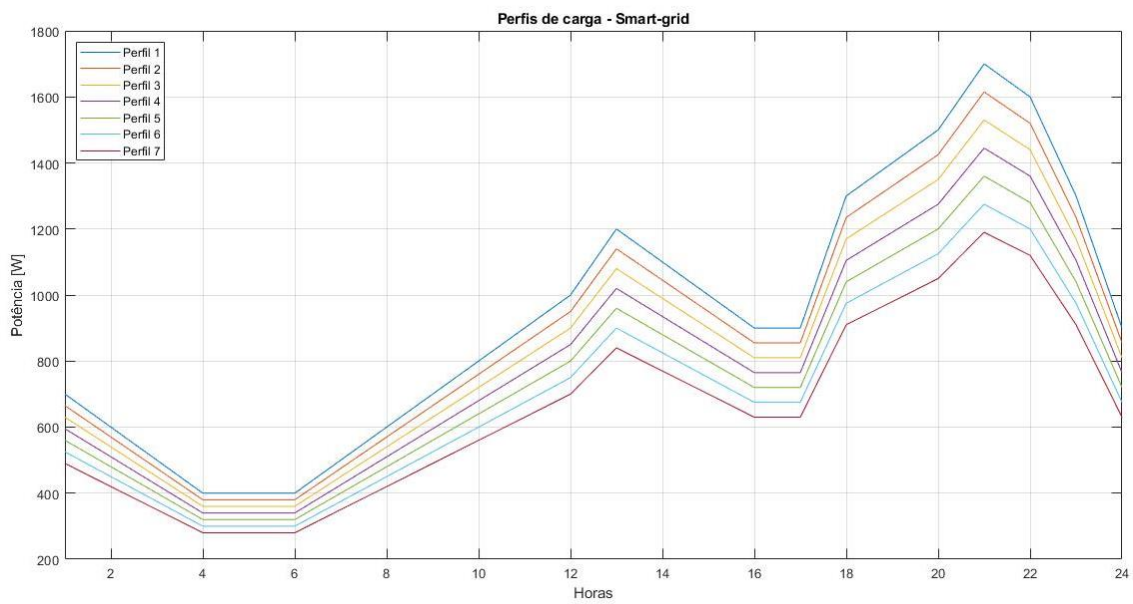


Fig. 61 - Perfis de carga para os modos *Smart-grid*.

O código abaixo proposto tem como finalidade fornecer à carga os vários perfis que foram feitos para cada modo.

```
% Encontrar o objeto da serial port.

obj1 = instrfind('Type', 'serial', 'Port', 'COM8', 'Tag', '');

% Criar o objeto da serial por caso não exista. Se existir usa o objeto
encontrado.

if isempty(obj1)
    obj1 = serial('COM8');
else
    fclose(obj1);
    obj1 = obj1(1);
end

% Liga-se à carga, obj1.

fopen(obj1);
fprintf(obj1, ':MODE POW')
fprintf(obj1, ':CURR:PEAK:MAX 14')
fprintf(obj1, ':POW 100')
fprintf(obj1, ':LOAD ON')

% Perfil de carga

a = ':POW';
P = [400 300 500 600 950 800 700 1000 850 900 1150 1050 1200 1100 1300
1250 1400 1350 1500 1450 1700 1600 1550 1650];

pause(300)

for i=1:1:24
    P1 = num2str (P(1,i))
    b = [a ' ' P1]
    fprintf(obj1,b)
    fprintf(obj1, ':LOAD ON')
    pause(3600)
end

fprintf(obj1, ':LOAD OFF')
fclose(obj1)
```

6.1. Modo *Smart-grid*

Como já foi referido anteriormente, o modo *smart-grid* é um modo otimizado para autoconsumo e eficiência. O inversor da instalação solar está ligado à rede elétrica e a um banco de baterias. Neste modo, nas prioridades definidas para o fornecimento à carga, os módulos PV surgem em primeiro lugar, seguidamente as baterias e, por fim, a rede elétrica. Nas Figs. 62 a 68 vão ser apresentados os gráficos correspondentes aos 7 dias de testes para os perfis de carga 1 a 7.



Fig. 62 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 1.

No gráfico da Fig. 62, podemos verificar que:

- O perfil de carga 1, como foi o primeiro teste a ser realizado, as baterias estavam carregadas (SOC a 98%);
- Como o primeiro a fornecer energia à carga são os módulos PV e durante a noite não há produção PV foram as baterias a satisfazer a carga até à 01h da manhã, dado o valor de potência negativo;
- Da 01h às 02h a rede elétrica satisfaz a carga e carregou as baterias;
- Das 02h às 07h foram as baterias que satisfizeram a carga;

- Das 07h até às 19h a carga foi satisfeita pela rede elétrica, visto que no dia todo não houve produção PV;
- Entre as 19h e as 23h foram as baterias que forneceram energia à carga;
- Das 23h à 00h foi a rede elétrica que satisfaz a carga, uma vez que não há produção PV e também devido ao SOC da bateria atingindo o mínimo definido (24%);

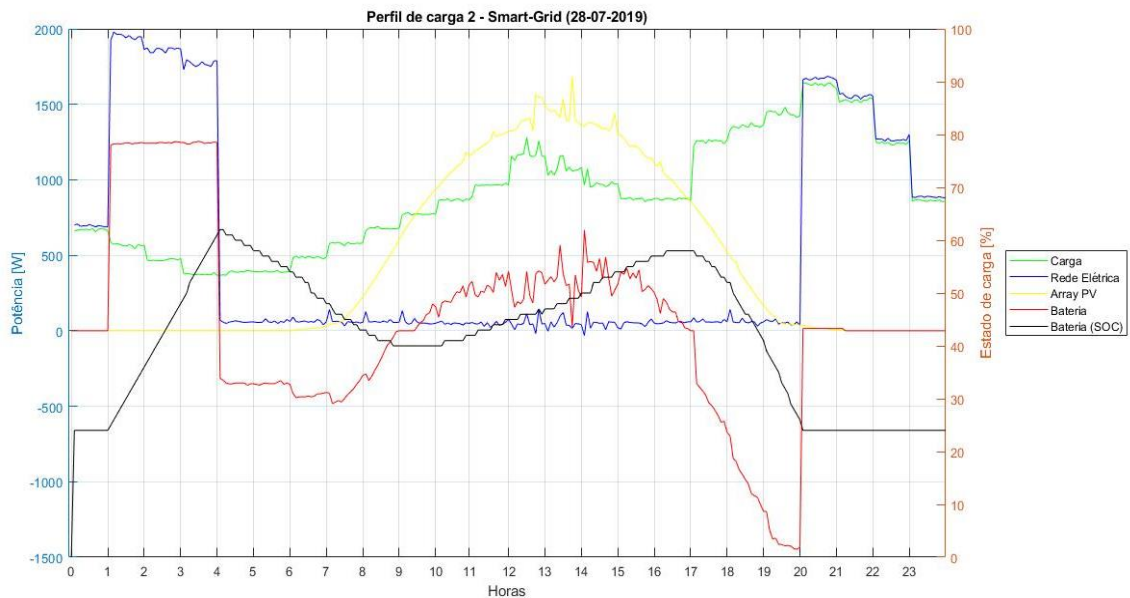


Fig. 63 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 2.

Na Fig. 63 está representado o gráfico com os resultados do perfil de carga 2. Podemos verificar que:

- Da 00h até às 04h foi a rede elétrica a satisfazer a carga devido ao SOC das baterias estar no mínimo. Para além disso, a rede elétrica também carregou as baterias (valor de potência positivo);
- Entre as 04h e as 09h foram as baterias que satisfizeram a carga, cumprindo com as prioridades do fornecimento à carga;
- Das 09h às 17h foram os módulos PV que satisfizeram a carga e com o excesso de produção carregaram as baterias, cumprindo com as prioridades da utilização da produção PV;
- Das 17h até às 20h foram as baterias que satisfizeram a carga, atingindo o SOC mínimo;
- A partir das 20h até à 00h foi a rede elétrica que satisfaz a carga dada a inexistência de produção PV.

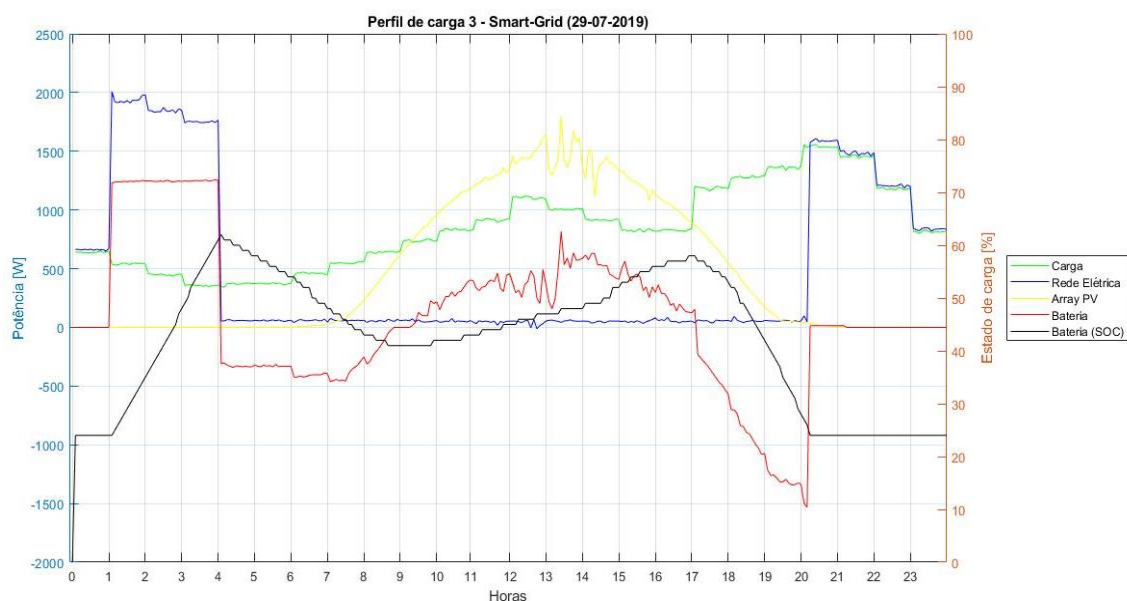


Fig. 64 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 3.

O gráfico da Fig. 64 apresenta os resultados acerca do perfil de carga 3. Neste gráfico podemos constatar que:

- Da 00h até às 04h a carga foi satisfeita pela rede elétrica e carregou as baterias;
- Das 04h às 09h o SOC das baterias diminuiu, o que significa que foram as baterias que forneceram energia à carga;
- Entre as 09h e as 17h foram os módulos PV que satisfizeram a carga e com o excesso de produção as baterias foram carregadas;
- Das 17h às 20h visto que não há produção PV, a carga foi satisfeita novamente pelas baterias que atingiram o SOC mínimo;
- Entre as 20h e as 00h foi a rede elétrica que forneceu energia à carga;
- Mais uma vez, após a análise deste perfil de carga podemos concluir que as prioridades foram todas satisfeitas.

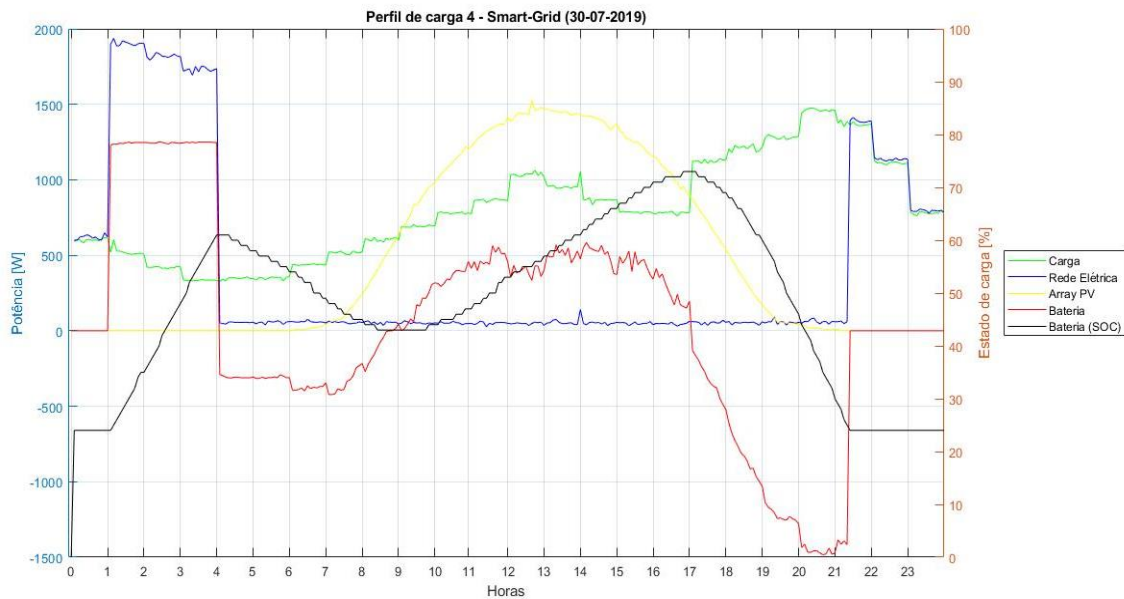


Fig. 65 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 4.

Na Fig. 65 encontra-se representado o gráfico do perfil 4. Neste gráfico é possível verificar que:

- Da 00h às 04h devido ao SOC das baterias estar no mínimo e à inexistência de produção PV foi a rede elétrica que forneceu energia à carga, aproveitando para carregar as mesmas;
- Das 04h às 09h a carga foi satisfeita pelas baterias;
- Das 09h às 17h os módulos PV forneceram energia à carga e carregaram as baterias com o excesso de produção;
- Entre as 17h e as 21h20 o SOC das baterias foi diminuindo visto que satisfaz a carga, até atingir o mínimo definido;
- Entre as 21h20 e as 00h foi a rede elétrica que satisfaz a carga;
- As prioridades foram todas cumpridas neste perfil de carga.



Fig. 66 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 5.

O gráfico da Fig. 66 mostra os resultados do perfil de carga 5. Podemos verificar que:

- Entre a 00h e as 04h a carga e as baterias foram satisfeitas pela rede elétrica, semelhante ao que ocorreu no mesmo período no perfil de carga 4;
- Entre as 04h e as 07h a carga foi satisfeita pelas baterias;
- Das 07h às 20h, como não houve produção PV suficiente foi a rede elétrica que forneceu energia à carga;
- Das 20h às 21h40 foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Entre as 21h40 e as 00h a rede elétrica forneceu energia à carga;
- As prioridades não foram satisfeitas na totalidade visto que no período das 07h às 20h o SOC das baterias não estava no mínimo. Assim, deveriam ter sido as baterias a satisfazer a carga até atingirem o SOC mínimo em vez da rede elétrica.

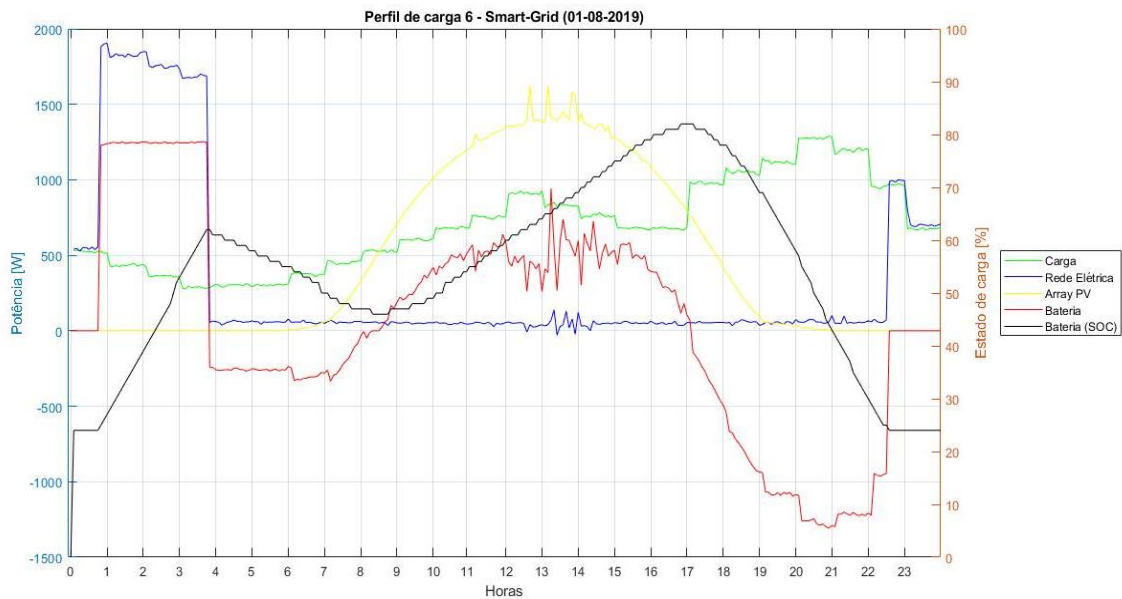


Fig. 67 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 6.

A Fig. 67 representa o gráfico com os resultados do perfil de carga 6. Podemos verificar que:

- Entre a 00h e as 04h a carga e as baterias foram satisfeitas pela rede elétrica;
- Das 04h até às 08h30 o SOC das baterias diminuiu, significando que foram estas a fornecer energia à carga;
- Das 08h30 às 17h foram os módulos PV que satisfizeram a carga e com o excesso de produção carregaram as baterias;
- Entre as 17h e as 22h40 as baterias satisfizeram a carga;
- A partir da 22h40 até à 00h, devido ao SOC das baterias ter atingido os 24% e à inexistência de produção PV, foi a rede elétrica que forneceu energia à carga;
- Todas as prioridades definidas para o modo *Smart-grid* foram satisfeitas.

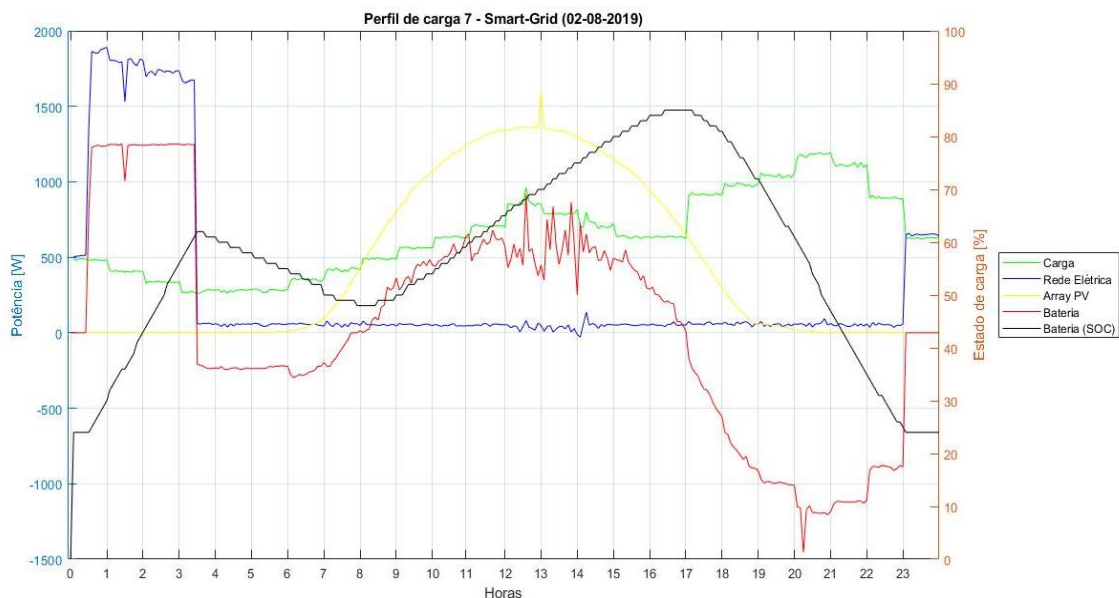


Fig. 68 - Modo de funcionamento *Smart-grid* - Perfil de carga 7.

No gráfico da Fig. 68, correspondente ao perfil de carga 7, podemos constatar que:

- Entre a 00h e as 03h30 quem forneceu energia à carga foi a rede elétrica e, também, carregou as baterias;
- Das 03h30 às 08h foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Das 08h às 17h foram os módulos PV que satisfizeram a carga e que com o excesso carregaram as baterias;
- Entre as 17h e as 23h as baterias forneceram energia à carga;
- Das 23h à 00h foi a rede elétrica que satisfez a carga devido ao SOC das baterias ter atingido os 24% e à inexistência de produção PV;
- As prioridades foram todas satisfeitas neste perfil de carga.

6.2. Modo Off-grid

Relativamente ao modo *off-grid*, no que diz respeito às prioridades, são muito semelhantes às do modo anterior. A única diferença encontra-se nas prioridades da produção PV, visto que no modo *off-grid* a rede elétrica não consta na lista. Como o próprio nome indica, este modo é utilizado em locais onde a rede elétrica não está disponível ou está sujeita a falhas frequentes. As baterias têm que estar permanentemente carregadas para o caso de uma falha elétrica. Assim, a rede elétrica é utilizada apenas quando não existe produção PV suficiente para carregar as baterias. As Figs. 69 a 75 mostram os resultados dos vários perfis de carga para este modo.

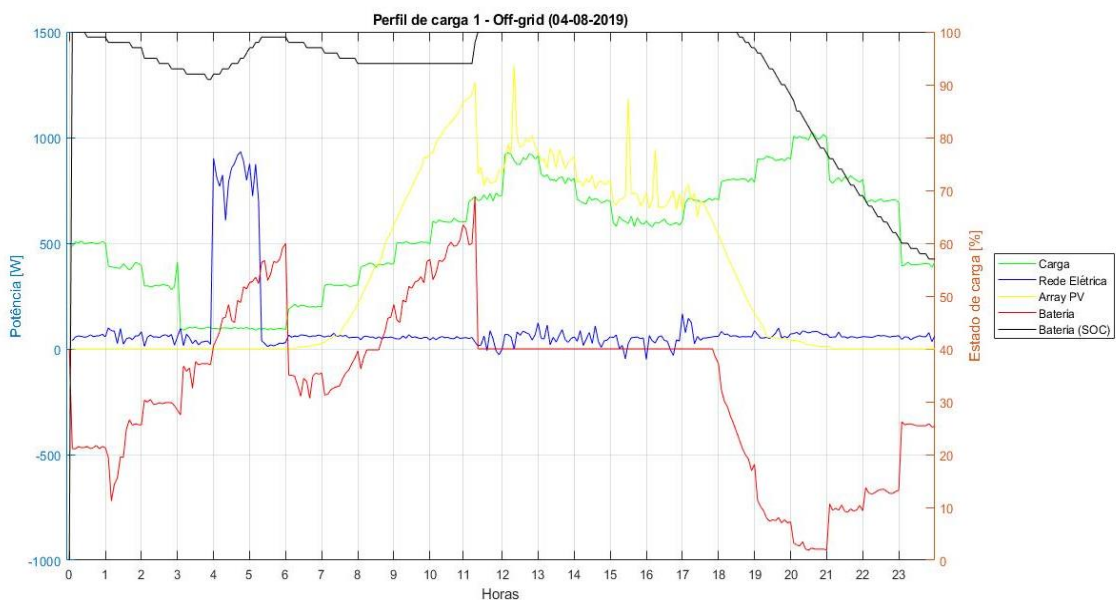


Fig. 69 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 1.

O gráfico da Fig. 69 mostra os resultados obtidos do perfil de carga 1 para o modo *off-grid*. Neste gráfico podemos verificar que:

- O perfil de carga 1, como foi o primeiro teste a ser realizado, as baterias estavam carregadas (SOC a 100%);
- Da 00h até às 04h a carga foi satisfeita pelas baterias visto que não houve produção PV;
- Das 04h às 05h15 foi a rede elétrica que forneceu energia à carga e carregou as baterias;

- Das 05h15 às 08h30 foram, novamente, as baterias que satisfizeram a carga;
- Entre as 08h30 e as 18h a carga recebeu energia dos módulos PV. Durante um período de tempo (entre as 09h e as 11h sensivelmente) o excesso de produção foi utilizada para carregar as baterias;
- A partir das 18h até à 00h foram as baterias que forneceram energia à carga;
- Neste modo as baterias estão constantemente carregadas;
- As prioridades foram satisfeitas na totalidade.

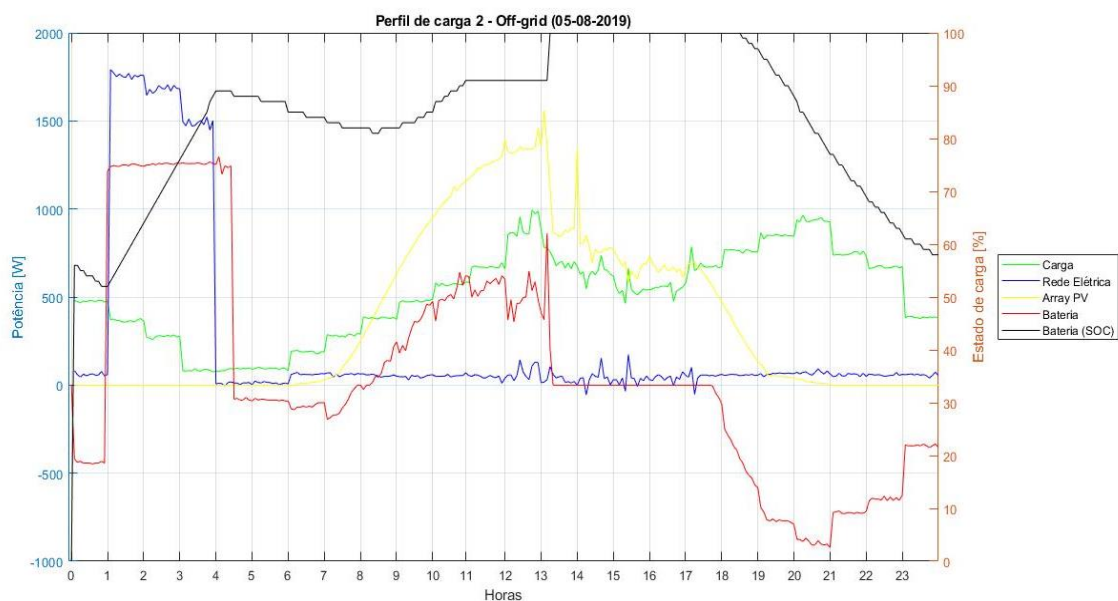


Fig. 70 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 2.

O gráfico da Fig. 70 mostra os resultados do perfil de carga 2. É possível verificar que:

- Da 00h à 01h as baterias forneceram energia à carga, visto não haver produção PV;
- Entre a 01h e as 04h a rede elétrica foi utilizada para carregar as baterias e satisfazer a carga;
- Entre as 04h e as 08h a carga recebeu energia das baterias;
- Das 08h às 17h os módulos PV foram usados para satisfazer a carga, sendo que entre 08h e a 13h com o excesso de produção carregaram as baterias;
- Desde as 17h até à 00h foram as baterias que forneceram energia à carga;
- Todas a prioridades foram satisfeitas.

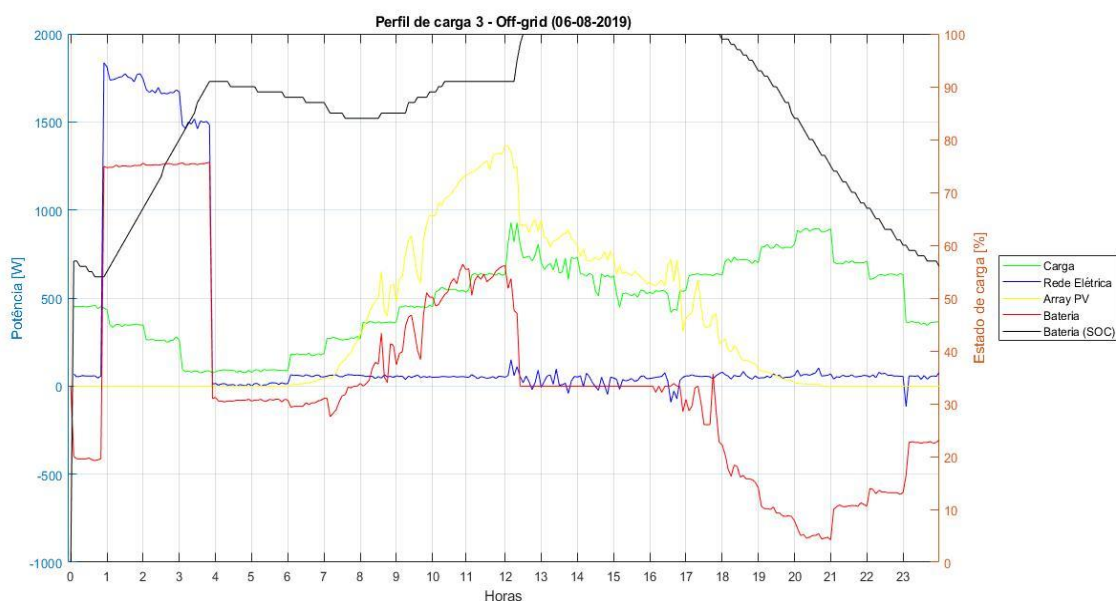


Fig. 71 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 3.

O gráfico da Fig. 71 mostra o perfil de carga 3. Podemos constatar que:

- O comportamento deste perfil de carga é muito semelhante ao do perfil de carga 2;
- Entre a 00h e a 01h a carga recebeu energia das baterias;
- Entre a 01h e as 04h a rede elétrica satisfaz a carga e carregou as baterias;
- Das 04h às 08h as baterias forneceram energia à carga;
- Das 08h às 17h os módulos PV satisfizeram a carga e ainda, com o excesso de produção carregaram as baterias (entre 08h e a 13h);
- Desde as 17h até à 00h foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Tanto as prioridades do fornecimento de energia à carga, como as prioridades da utilização da produção PV, como as prioridades de carregamento das baterias foram satisfeitas.

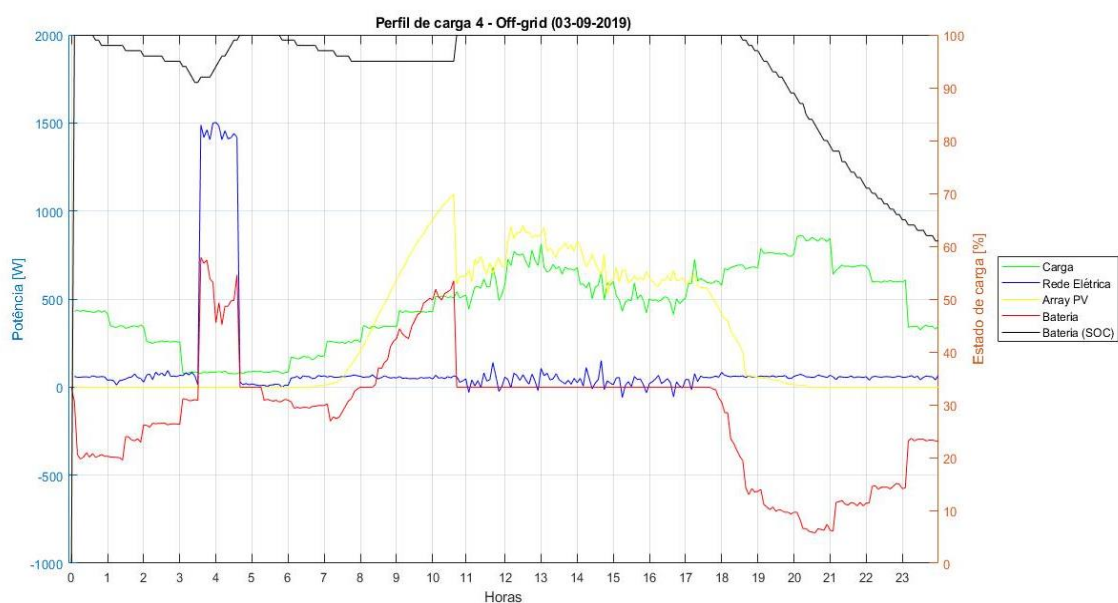


Fig. 72 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 4.

A Fig. 72 mostra o gráfico com os resultados do perfil de carga 4. Neste gráfico podemos verificar que:

- As baterias começaram com o SOC a 100 %;
- Da 00h às 03h30 foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Das 03h30 às 04h40 a rede elétrica foi utilizada para satisfazer a carga e para carregar as baterias, com o objetivo de estas estarem constantemente carregadas;
- Entre as 04h40 e as 08h a carga recebeu energia das baterias novamente.
- Das 08h às 17h15 os módulos PV satisfizeram a carga e com o excesso de produção carregaram as baterias;
- Entre as 17h15 e as 00h foram as baterias que forneceram energia à carga;
- As prioridades, mais uma vez, foram satisfeitas na totalidade.

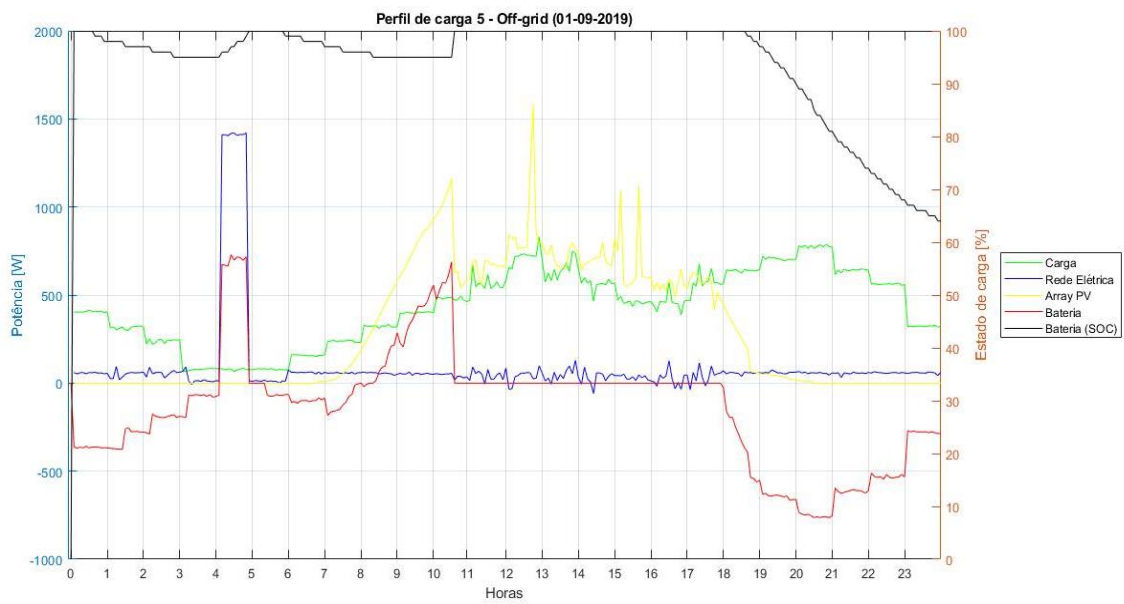


Fig. 73 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 5.

O gráfico da Fig. 73 apresenta os resultados do perfil de carga 5. É de realçar que:

- As baterias começaram com o SOC a 100 %;
- Entre a 00h e as 04h foram as baterias que forneceram energia à carga;
- Entre as 04h e as 05h a rede elétrica carregou as baterias e satisfaz a carga;
- Das 05h às 08h foram, novamente, as baterias a satisfazer a carga;
- Das 08h às 17h ocorreu a existência de uns picos relativamente à produção PV. Também é possível verificar que os módulos PV carregaram as baterias (das 08h às 11h) e forneceram energia à carga;
- A partir das 17h até ao final do dia foram as baterias que satisfizeram a carga;
- As prioridades definidas foram todas cumpridas.

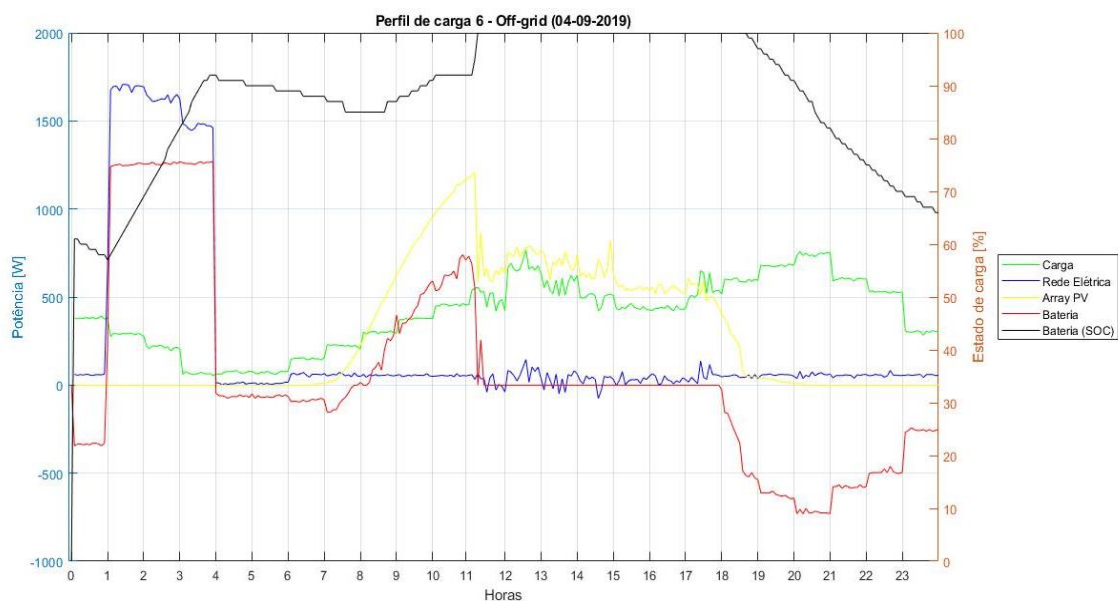


Fig. 74 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 6.

A Fig. 74 apresenta o gráfico com os resultados do perfil de carga 6. Podemos verificar que:

- Da 00h à 01h a carga recebeu energia das baterias;
- Da 01h às 04h a rede elétrica satisfaz a carga e com o excesso de produção carregou as baterias dada a inexistência de produção PV;
- Entre as 04h e as 08h foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Das 08h às 17h30 foram os módulos PV que forneceram energia à carga e carregaram as baterias com o excesso de produção;
- Entre as 17h30 e a 00h a carga foi satisfeita pelas baterias, uma vez que estavam totalmente carregadas e não houve produção PV;
- As prioridades definidas para este modo foram cumpridas.

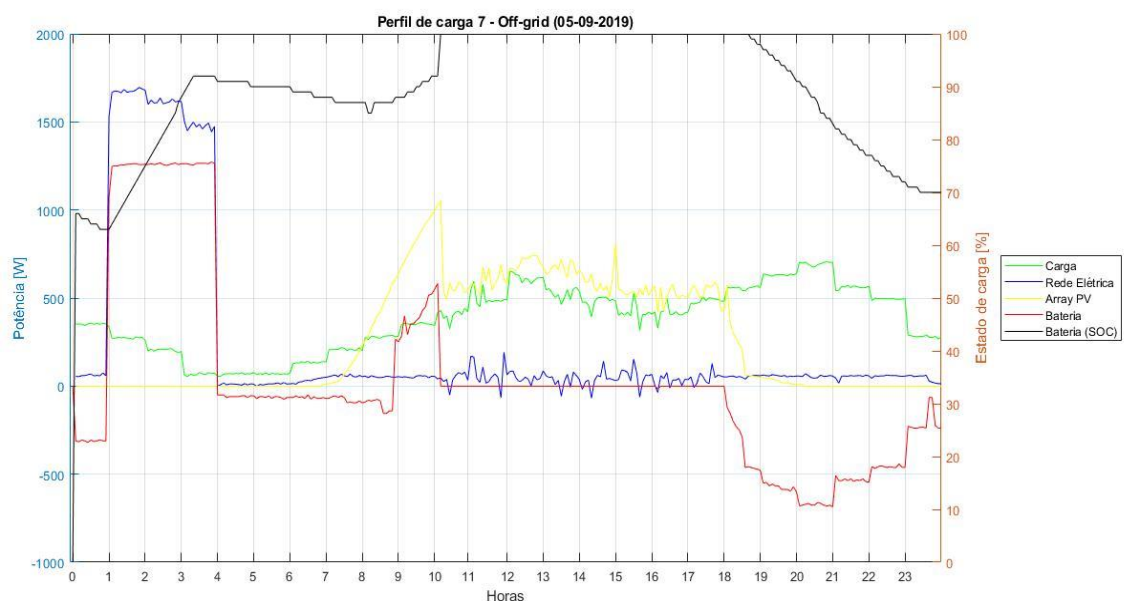


Fig. 75 - Modo de funcionamento *Off-grid* - Perfil de carga 7.

Por fim, a Fig. 75 mostra os resultados do último perfil de carga para o modo *off-grid*. Podemos verificar que:

- Entre a 00h à 01h foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Da 01h à 04h a rede elétrica forneceu energia à carga e carregou as baterias;
- Entre as 04h e as 08h a carga recebeu energia das baterias;
- Das 08h às 18h os módulos PV forneceram energia à carga, sendo que das 08h às 10h também carregaram as baterias com o excesso de produção;
- Das 18h à 00h foram as baterias que satisfizeram a carga;
- Tal como em todos os perfis de carga anteriores para o modo *Off-grid*, no perfil de carga 7 as prioridades definidas também foram satisfeitas.

6.3. Modo On-grid

O modo *on-grid* consiste em injetar a totalidade da produção PV na rede elétrica. Não é possível a utilização de baterias nem de carga neste modo. Por este motivo, nestes testes não foram traçados perfis de carga. Assim, neste modo é possível vender a produção à rede elétrica. Os gráficos a seguir apresentados são muito semelhantes e, por essa razão, a descrição é feita de um modo geral. As Figs. 76 a 82 mostram os resultados obtidos para o modo *on-grid*, para os dias 1 a 7.

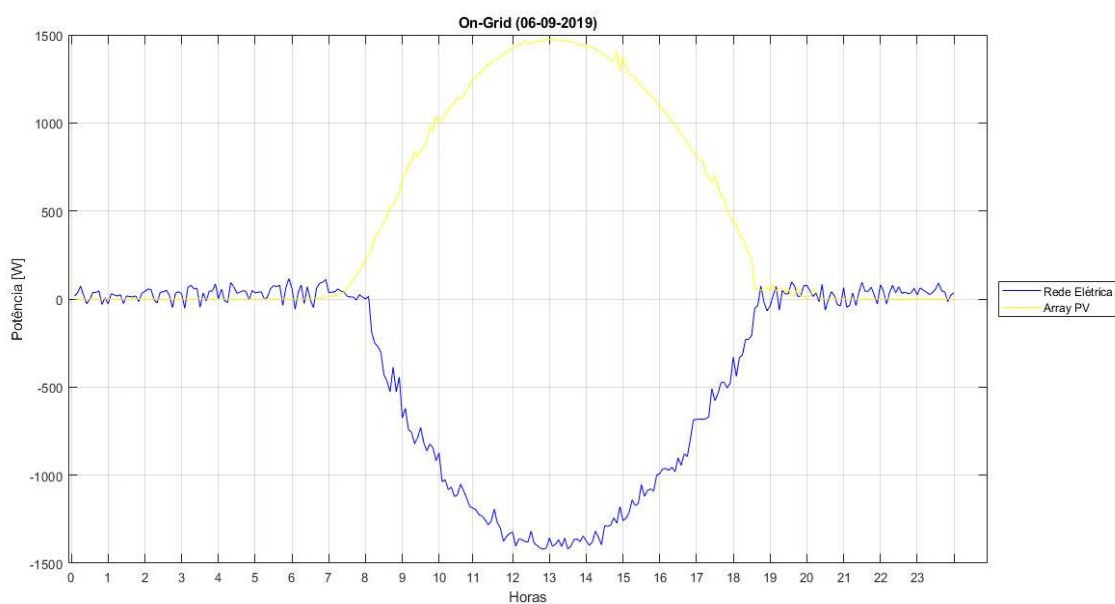


Fig. 76 - Modo de funcionamento *On-Grid* - Dia 1.

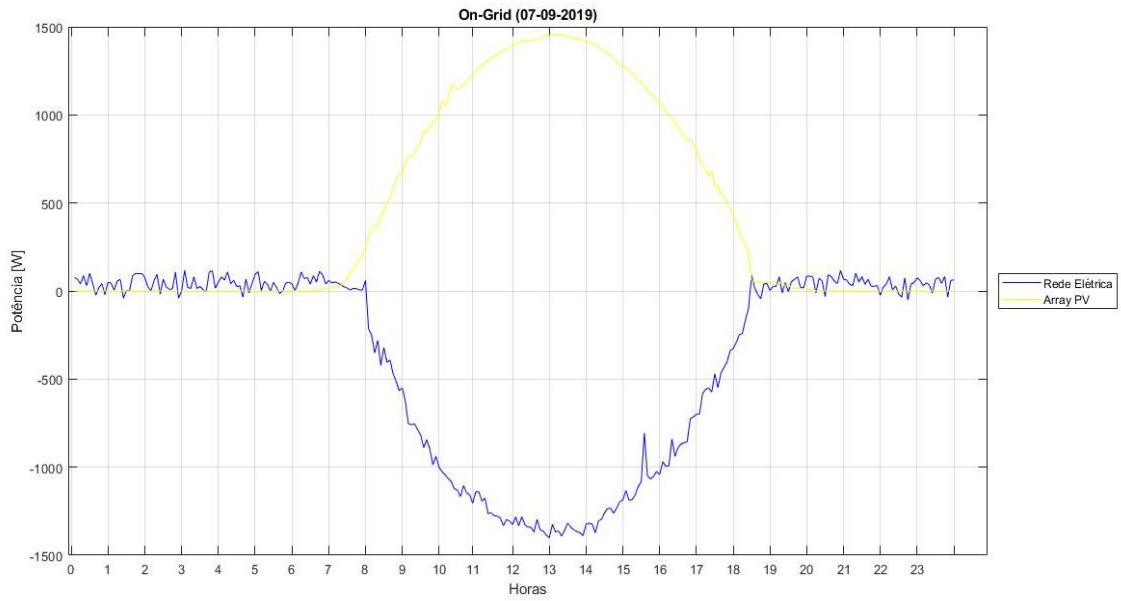


Fig. 77 - Modo de funcionamento *On-Grid* - Dia 2.

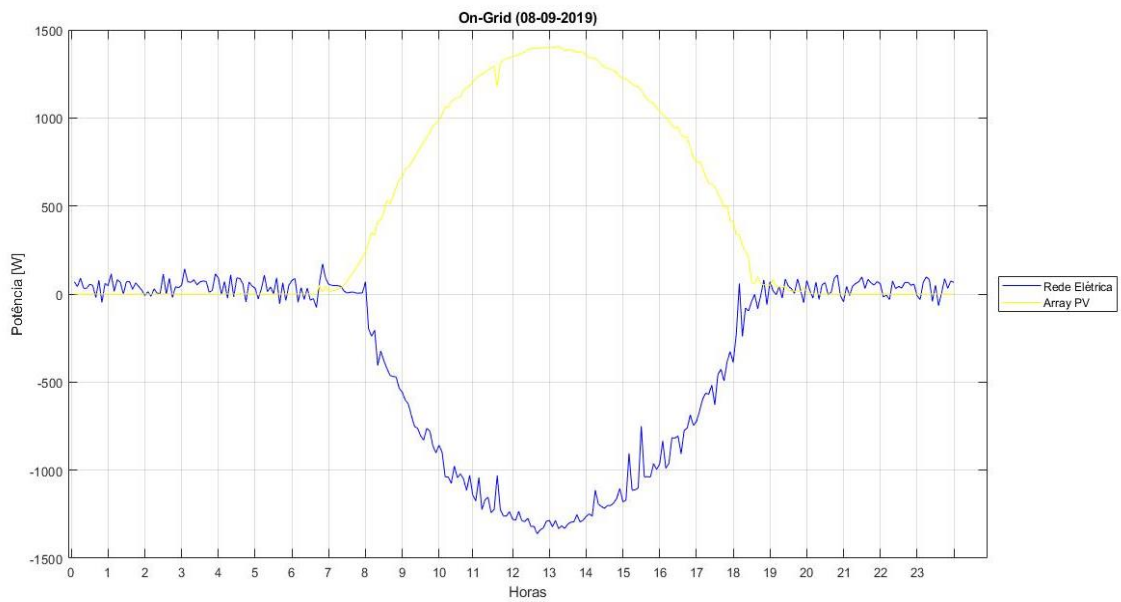


Fig. 78 - Modo de funcionamento *On-Grid* - Dia 3.

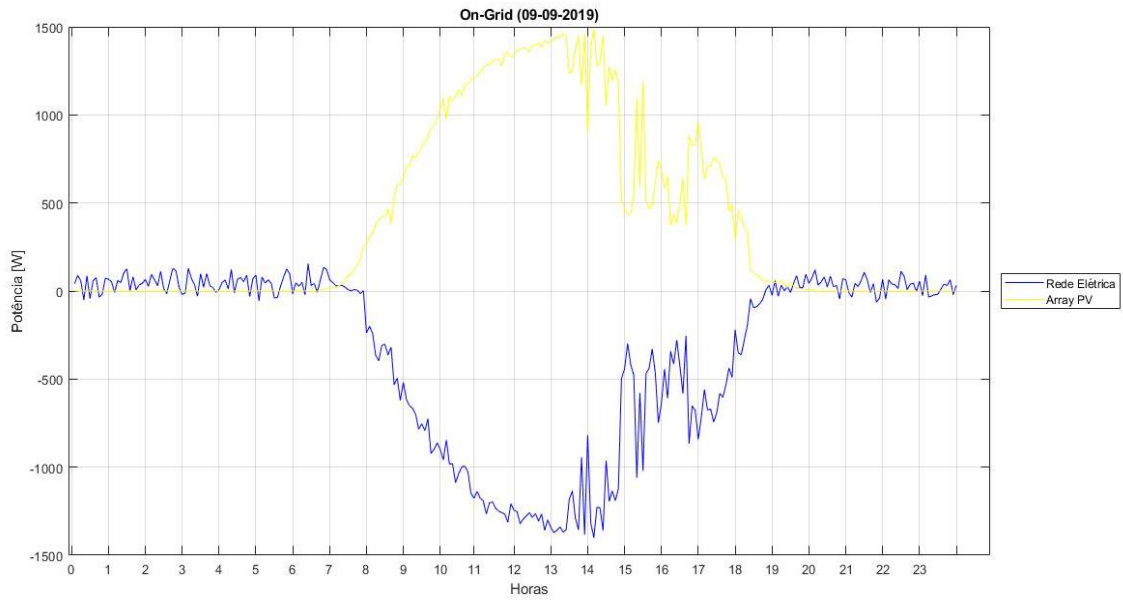


Fig. 79 - Modo de funcionamento *On-grid* - Dia 4.

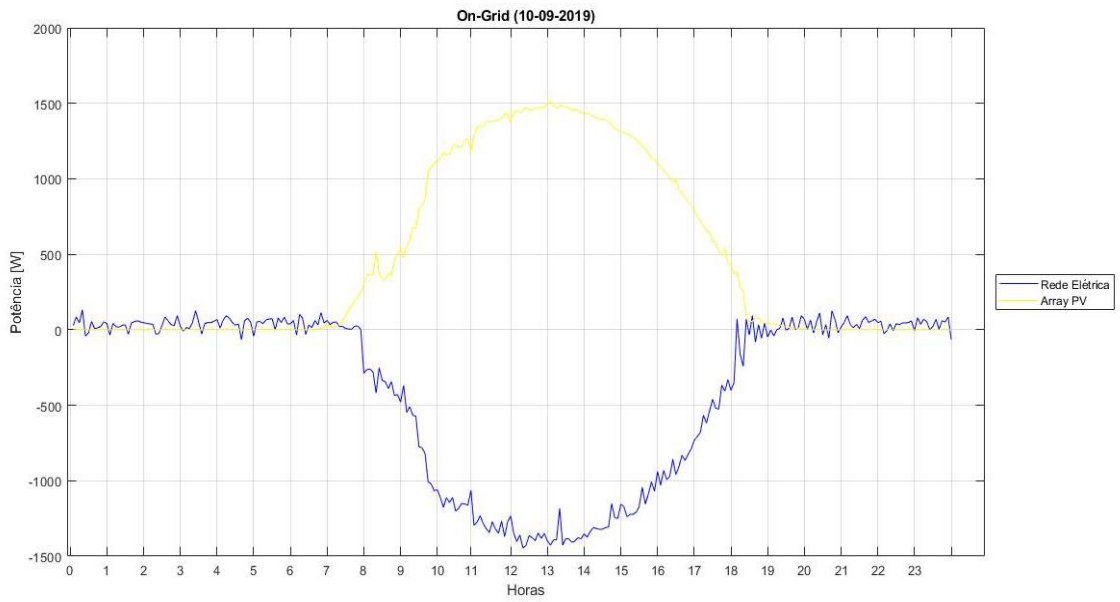


Fig. 80 - Modo de funcionamento *On-Grid* - Dia 5.

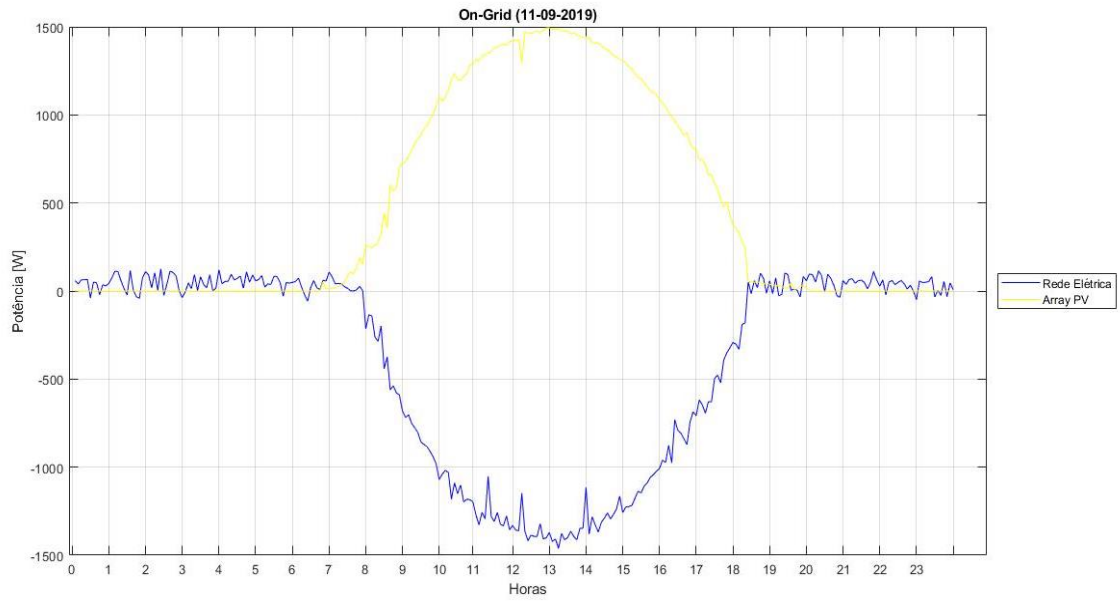


Fig. 81 - Modo de funcionamento *On-grid* - Dia 6.

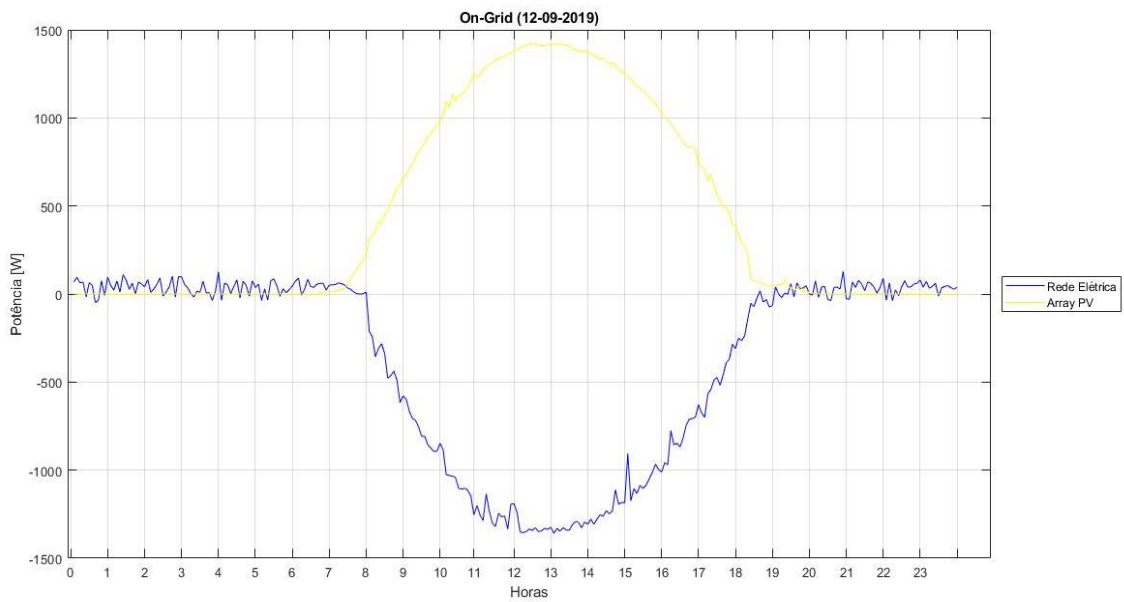


Fig. 82 - Modo de funcionamento *On-grid* - Dia 7.

Ao analisar os gráficos é possível verificar que durante a noite a produção PV é inexistente. Entre as 07h e as 08h da manhã a produção PV começa a aumentar, atingindo o máximo entre o 12h e a 13h. Seguidamente, a produção PV começa a diminuir até por volta das 18h, sendo nula a partir dessa hora.

Dados os valores de potência da rede elétrica negativos (maioritariamente das 8h às 18h) é possível verificar que a totalidade da produção PV é injetada na rede elétrica.

O gráfico relativo ao Dia 4, teve um comportamento particularmente diferente dos restantes, devido à existência de quebras significativas na produção PV.

7. Conclusão

7.1. Conclusão geral

A energia PV é das fontes de energia renovável com maior potencial de crescimento. É expectável, num futuro próximo, que esta possa vir a garantir grande parte das necessidades energéticas do nosso país.

Dada a diversidade existente relativamente às tecnologias PV e ao facto dos sistemas solares fotovoltaicos serem alvo constante de investigação, a energia PV é uma ótima solução para uma produção de energia elétrica mais sustentável. O custo desta tecnologia tem vindo a diminuir nos últimos anos, dada a redução do preço dos módulos PV. Portanto, com o custo a diminuir, esta tecnologia torna-se mais acessível aos consumidores e, por sua vez, leva a uma redução do uso do combustível fóssil. Em Portugal, até ao ano de 2015, a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos não podia ser utilizada para consumo próprio. Isto é, a energia tinha que ser injetada e vendida à rede elétrica, obrigatoriamente. Após esta alteração da legislação, o utilizador pode consumir a energia produzida.

Relativamente aos veículos elétricos, as suas vendas têm vindo crescer cada vez mais, principalmente, devido ao aumento dos consumidores que procuram uma solução para tentar combater as alterações climáticas. No entanto, ainda existem muitas barreiras que têm que ser ultrapassadas, como por exemplo, no que diz respeito às baterias. Quanto ao carregamento das baterias este é feito, maioritariamente, através da rede elétrica. Porém, tem havido enormes avanços nesta área, pelo que já existem postos de carregamento que utilizam módulos PV.

Esta dissertação teve como finalidade a análise um sistema fotovoltaico com armazenamento interligado com a rede elétrica, mais precisamente uma análise referente aos modos possíveis de funcionamento do inversor utilizado. Assim, foram realizados 21 testes, sete para cada modo de funcionamento estudado. Os parâmetros obtidos foram as potências da rede elétrica, da carga e dos módulos PV, das baterias, tal como o SOC da bateria.

Através da análise dos resultados obtidos, podemos concluir que o melhor modo de funcionamento é o *smart-grid*. Este modo usa a produção PV para obter o desempenho ideal, realizando leituras nas diferentes fontes de energia (*array* PV, baterias e rede elétrica). A prioridade deste modo de operação para satisfazer a carga é a produção PV, ou seja, quando não existe esta produção, a energia fornecida provém das baterias e, só em último recurso, é utilizada a rede elétrica. Este modo traduz-se num modo mais sustentável, eficiente e uma boa solução para consumidores que queiram consumir a própria energia produzida pelo sistema PV.

7.2. Sugestão de trabalhos futuros

A primeira sugestão para trabalho futuro será a otimização do programa realizado em ambiente Matlab®, de forma a recolher e guardar automaticamente os dados da OS.ONE interface. Desta forma, o consumidor não teria que utilizar o computador/telemóvel, de propósito, para esse fim.

A segunda sugestão passa pela aplicação deste sistema de produção e armazenamento de energia, sujeito a devidas adaptações, no carregamento de veículos elétricos, como por exemplo, automóveis ou bicicletas.

Referências

- [1] “Energias renováveis | Relatório do Estado do Ambiente.” [Online]. Available: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renovaveis>. [Accessed: 09-Sep-2019].
- [2] “Mobilidade elétrica a caminho do futuro | edp.com.” [Online]. Available: <https://www.edp.com/pt-pt/mobilidade-eletrica-a-caminho-do-futuro>. [Accessed: 09-Sep-2019].
- [3] R. Castro and J. Crispim, “Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 42, pp. 64-76, 2018.
- [4] ADENE, “Soluções Eficiência Energética - Sistemas Solares Fotovoltaicos,” 2016.
- [5] APREN, “Boletim Energias Renováveis 2018,” pp. 1-6, 2018.
- [6] M. S. Guney, “Solar power and application methods,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 776-785, 2016.
- [7] “Solar PV | Student Energy.” [Online]. Available: <https://www.studentenergy.org/topics/solar-pv>. [Accessed: 04-Mar-2019].
- [8] REN21, *REN21. Renewables 2018-global status report*. 2018.
- [9] S. Hoang, “The Environmental History of Solar Photovoltaic Cells,” *Student Libr. Res. Award.*, 2017.
- [10] U. S. D. of Energy, “The History of Solar Technology,” *Pennyhill Press*, 2013.
- [11] M. SABAS, “History of Solar Power - IER,” 2016. [Online]. Available: <https://www.instituteforenergyresearch.org/renewable/solar/history-of-solar-power/>. [Accessed: 08-Jan-2019].
- [12] A. M. Vellêra, “Meio Século De História Fotovoltaica,” 2004.
- [13] N. Kannan and D. Vakeesan, “Solar energy for future world: - A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1092-1105, 2016.
- [14] ABB Group, “Technical Application Papers No.10. Photovoltaic plants,” vol. 10, no. 10, p. 107, 2010.
- [15] J. Carneiro, *Módulos Fotovoltaicos: Características e Associações*, Publindust. Universidade do Minho, 2010.
- [16] A. F. Čotar, Andrej, “Photovoltaic Systems,” *Darko Jardas, dipl. ing. REA Kvarner Ltd*, p. 1, 2012.
- [17] “Células Fotovoltaicas.” [Online]. Available: <http://www.ccbs-energia.pt/formacao-tecnica/solar-fotovoltaico/celulas-fotovoltaicas>. [Accessed: 22-Jan-2019].
- [18] P. G. V. Sampaio and M. O. A. González, “Photovoltaic solar energy: Conceptual framework,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. June 2016, pp. 590-601, 2017.
- [19] NREL, “Energy Futures Study,” 2018.
- [20] U. Gangopadhyay, S. Jana, and S. Das, “State of Art of Solar Photovoltaic Technology,” *Conf. Pap. Energy*, vol. 2013, pp. 1-9, 2013.
- [21] L. El Chaar, L. A. Lamont, and N. El Zein, “Review of photovoltaic technologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 5, pp. 2165-2175, 2011.
- [22] M. Jamil, M. Rizwan, and D. P. Kothari, *Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems*, Taylor & F. 2018.
- [23] J. Ramanujam and U. P. Singh, “Copper indium gallium selenide based solar cells - A review,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 10, no. 6, pp. 1306-1319, 2017.

- [24] D. S. Philips and W. Warmuth, "Photovoltaics report," *Fraunhofer ISE*, no. March, pp. 1-43, 2016.
- [25] SUNTECH, "Krannich Solar."
- [26] "Solar PV module faults and failings - EE Publishers," 2016. [Online]. Available: <http://www.ee.co.za/article/solar-pv-module-faults-failings.html>. [Accessed: 22-Jan-2019].
- [27] F. Mendes, "PV Modules," *Ist*, vol. 1, no. d, pp. 229-235, 2014.
- [28] K. A. Jadav, "Design a Residential PV Power System with Battery Energy Storage," *Int. J. Adv. Eng. Technol. Sci.*, no. December, pp. 1-6, 2015.
- [29] F. Pereira and M. Oliveira, "Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica," *Publindústria*, 2015.
- [30] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems*, vol. 7, no. 3. 2013.
- [31] H. G. G. Nunes, J. A. N. Pombo, S. J. P. S. Mariano, M. R. A. Calado, and J. A. M. Felipe de Souza, "A new high performance method for determining the parameters of PV cells and modules based on guaranteed convergence particle swarm optimization," *Appl. Energy*, vol. 211, no. July 2017, pp. 774-791, 2018.
- [32] M. Gradella Villalva, J. Rafael Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [33] J. Cubas, S. Pindado, and M. Victoria, "On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior," *J. Power Sources*, vol. 247, pp. 467-474, 2014.
- [34] K. Ishaque, Z. Salam, and H. Taheri, "Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 2, pp. 586-594, 2011.
- [35] T. Sudhakar Babu, J. Prasanth Ram, K. Sangeetha, A. Laudani, and N. Rajasekar, "Parameter extraction of two diode solar PV model using Fireworks algorithm," *Sol. Energy*, vol. 140, pp. 265-276, 2016.
- [36] H. Nunes, P. Bento, J. Pombo, S. Mariano, and M. Do Rosario Calado, "A Modified Multidimension Diode Model for PV Parameters Identification Using Guaranteed Convergence Particle Swarm Optimization Algorithm," *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC/I CPS Eur. 2018*, pp. 1-6, 2018.
- [37] L. H. I. Lim, Z. Ye, J. Ye, D. Yang, and H. Du, "A linear identification of diode models from single I-V characteristics of PV panels," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4181-4193, 2015.
- [38] H. G. G. Nunes, J. A. N. Pombo, P. M. R. Bento, S. J. P. S. Mariano, and M. R. A. Calado, "Collaborative swarm intelligence to estimate PV parameters," *Energy Convers. Manag.*, vol. 185, no. November 2018, pp. 866-890, 2019.
- [39] "Como painéis solares fotovoltaicos funcionam?" [Online]. Available: <http://www.electricalibrary.com/2017/07/24/como-paineis-solares-fotovoltaicos-funcionam-parte-1/>. [Accessed: 18-Mar-2019].
- [40] D. The German Solar Energy Society, *Planning and Installing Photovoltaic Systems*. 2008.
- [41] J. Pinho and M. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, CEPEL - CR. 2014.
- [42] GREENPRO, "Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projecto e instalação," p. 368, 2004.
- [43] "Ontario Solar Installers." [Online]. Available: <https://ontario-solar-installers.ca/going-offgrid/>. [Accessed: 30-Mar-2019].

-
- [44] “Types of Solar PV Systems.” [Online]. Available: <http://www.enerzytech.com/resources/articles/13-types-of-solar-pv-systems>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [45] Z. S. M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, “A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, pp. 392-403, 2011.
- [46] “Hybrid Systems | Solar Market.” [Online]. Available: <https://www.solarmarket.com.au/off-grid-systems/hybrid-systems/>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [47] “Types of PV Systems.” [Online]. Available: http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/types_of_pv.htm. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [48] “Grid-Tied, Off-Grid and Hybrid Solar Systems - Energy Informative.” [Online]. Available: <https://energyinformative.org/grid-tied-off-grid-and-hybrid-solar-systems/>. [Accessed: 30-Mar-2019].
- [49] J. Larminie and J. Lowry, *Electric Vehicle Technology Explained, Second Edition*, John Wiley. 2012.
- [50] “APVE.” [Online]. Available: <https://apve.pt/perguntas-frequentes/>. [Accessed: 10-Jan-2019].
- [51] “How Electric Vehicles Work | Electric Vehicles | SEAI.” [Online]. Available: <https://www.seai.ie/sustainable-solutions/electric-vehicles/what-is-an-electric-vehicle/how-electric-vehicles-work/>. [Accessed: 10-Jan-2019].
- [52] J. Martínez-Lao, F. G. Montoya, M. G. Montoya, and F. Manzano-Agugliaro, “Electric vehicles in Spain: An overview of charging systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, no. November 2015, pp. 970-983, 2017.
- [53] M. Guarnieri, “When Cars Went Electric, Part 2 [Historical],” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 5, no. 2, pp. 46-53, 2011.
- [54] “New York Taxicabs: A Brief History | Time.com,” 2015. [Online]. Available: <http://time.com/4018590/brief-history-nyc-cabs/>. [Accessed: 10-Jan-2019].
- [55] “Modern electric cars at 20: from EV1 to Bolt EV, where are we now?,” 2016. [Online]. Available: https://www.greencarreports.com/news/1107585_modern-electric-cars-at-20-from-ev1-to-bolt-ev-where-are-we-now. [Accessed: 10-Jan-2019].
- [56] J. Y. Yong, V. K. Ramachandaramurthy, K. M. Tan, and N. Mithulananthan, “A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 365-385, 2015.
- [57] F. Un-Noor, S. Padmanaban, L. Mihet-Popa, M. N. Mollah, and E. Hossain, “A comprehensive study of key electric vehicle (EV) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development,” *Energies*, vol. 10, no. 8, pp. 1-82, 2017.
- [58] “How Do All-Electric Cars Work?” [Online]. Available: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-all-electric-cars-work>. [Accessed: 08-May-2019].
- [59] C. C. Chan, “The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles,” *Proc. IEEE*, vol. 95, no. 4, pp. 704-718, 2007.
- [60] “How Do Plug-In Hybrid Electric Cars Work?” [Online]. Available: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-plug-in-hybrid-electric-cars-work>. [Accessed: 08-May-2019].
- [61] “How Do Fuel Cell Electric Vehicles Work Using Hydrogen?” [Online]. Available: <https://afdc.energy.gov/vehicles/how-do-fuel-cell-electric-cars-work>. [Accessed: 08-May-2019].
-

- [62] “O que é uma Bicicleta Elétrica?” [Online]. Available: <http://www.e-bike.com.pt/?mod=bicicleta-eletrica>. [Accessed: 09-May-2019].
- [63] A. Roetync, “Cycling Policy Guide Electric Bicycles,” *PRESTO*, 2010.
- [64] A. MUETZE and Y. C. TAN, “Electric Bicycles,” *IEEE Ind. Appl. Mag.*, 2007.
- [65] F. H. Gandoman *et al.*, “Status and future perspectives of reliability assessment for electric vehicles,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 183, no. November 2018, pp. 1-16, 2019.
- [66] Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2016-World energy demand and economic outlook*, vol. 0484, no. May. 2016.
- [67] X. Li, P. Chen, and X. Wang, “Impacts of renewables and socioeconomic factors on electric vehicle demands - Panel data studies across 14 countries,” *Energy Policy*, vol. 109, no. July, pp. 473-478, 2017.
- [68] A. Schmid, “An Analysis of the Environmental Impact of Electric Vehicles,” *Sch. Mine*, vol. 1, no. 2, 2017.
- [69] U.S. EIA, “Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050,” *Annu. Energy Outlook 2018 with Proj. to 2050*, vol. 44, no. 8, pp. 1-64, 2018.
- [70] “Environmental Management Challenges with Electric Vehicle Batteries.” [Online]. Available: <https://www.era-environmental.com/blog/environmental-management-electric-vehicle-batteries>. [Accessed: 07-May-2019].
- [71] S. Manzetti and F. Mariasiu, “Electric vehicle battery technologies: From present state to future systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 1004-1012, 2015.
- [72] International Energy Agency, “Global EV outlook 2018: towards cross-model electrification,” *Electr. Veh. Initiat.*, p. 143, 2018.
- [73] L. J. Martin, “Automotive Batteries,” *WNG, Univ. Warwick*, no. July, 2018.
- [74] A. Khaligh and Z. Li, “Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: State of the art,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 59, no. 6, pp. 2806-2814, 2010.
- [75] L. Mu *et al.*, “Anthraquinone derivative as high-performance anode material for sodium-ion batteries using ether-based electrolytes,” *Green Energy Environ.*, vol. 3, no. 1, pp. 63-70, 2018.
- [76] S. G. D. E. Opera and M. El, “‘Formas de Carregamento de Veículos Elétricos em Portugal - Documento para o Utilizador’, Sociedade Gestora de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica (SGORME), 2011,” 2011.
- [77] G. R. Chandra Mouli, P. Bauer, and M. Zeman, “System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces,” *Appl. Energy*, vol. 168, no. 2016, pp. 434-443, 2016.
- [78] R. C. Dorf, *Electronics, Power Electronics, Optoelectronics, Microwaves, Electromagnetics, and Radar*, vol. 1. 2015.
- [79] “Different Power Converters.” [Online]. Available: <https://www.electronicshub.org/4-different-power-electronic-converters/>. [Accessed: 10-Apr-2019].
- [80] D. P. C. SEN, *PRINCIPLES OF ELECTRIC MACHINES AND POWER ELECTRONICS*, John Wiley.
- [81] “Power inverter | Imeon Energy.” [Online]. Available: <https://imeon-energy.co.uk/power-inverter/>. [Accessed: 09-May-2019].
- [82] “Solar inverter.” [Online]. Available: <https://imeon-energy.co.uk/solar-inverter/>. [Accessed: 06-May-2019].
- [83] “Imeon 3.6 User Guide.”
- [84] “IMEON Installation guide.”

- [85] “IMEON - datasheet.”
- [86] “PYLONTECH - datasheet.”
- [87] “DC Electronic Load PROGRAMMABLE MODEL 63600 SERIES - datasheet.”