Versão final

Otimização de Microprodução em Redes Inteligentes de Energia

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Vitor Hugo Abreu de Aguiar
MESTRADO EM ENGENHARIA DE TELECOMUNICAÇÕES
E REDES DE ENERGIA

UNIVERSIDADE da MADEIRA
A Nossa Universidade
www.uma.pt

marco | 2014

UMa
Oti

UNIVERSIDADE da MADEIRA

Centro de Competência das Ciências Exatas e da Engenharia

Otimização de Microprodução em Redes Inteligentes de Energia

Vitor Hugo Abreu de Aguiar

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Telecomunicações e Redes de Energia

Orientador: Professor João Dionísio Simões Barros

Funchal, março de 2014

Resumo

As energias renováveis têm-se tornado uma alternativa viável e complementar aos combustíveis fósseis, pelo facto de serem energias virtualmente inesgotáveis, limpas e economicamente vantajosas. Um dos principais problemas associados às fontes de energia renováveis é a sua intermitência. Este problema impossibilita o controlo da produção de energia e reflete-se na qualidade da energia elétrica.

Em sistemas de microprodução de energia, este problema pode ser atenuado com a inclusão de sistemas de armazenamento intermédio que possibilitam o armazenamento do excedente extraído das fontes renováveis, podendo ser utilizado como recurso auxiliar na alimentação de cargas ou como meio de estabilização e otimização do desempenho da Rede Elétrica de Energia (REE), evitando variações bruscas na energia transferida para a mesma.

Os sistemas de microprodução com armazenamento intermédio podem ser considerados fundamentais na implementação do conceito de Rede Inteligente de Energia (RIE), visto serem sistemas de energia descentralizados que permitem uma melhor gestão da energia elétrica e uma consequente redução de custos.

No presente trabalho desenvolveu-se um sistema de microprodução de energia renovável compatível com as fontes renováveis fotovoltaica e eólica, possuindo um banco de baterias como sistema de armazenamento intermédio. A construção deste sistema teve como principal objetivo seguir as referências de potência impostas pela RIE, independentemente das condições meteorológicas, com recurso à energia armazenada nas baterias, evitando a introdução de perturbações na REE ao nível da tensão e da frequência. Estudou-se o comportamento do sistema na ocorrência de variações bruscas da fonte renovável, perturbações na tensão da REE e introdução de cargas lineares e não lineares.

Foi desenvolvido um protótipo experimental com painéis fotovoltaicos, no qual foram registados os valores de alguns parâmetros da qualidade da energia elétrica. Obteve-se uma resposta de aproximadamente 25 µs por parte das baterias para cada Watt de potência requisitado pela RIE.

Palavras-chave: Microprodução, Sistema de Microprodução de Energia Elétrica, Rede Inteligente de Energia, Estabilidade, Armazenamento Intermédio, Otimização.

Abstract

Renewable energy sources have become an attractive alternative to fossil fuels because they are unlimited, clean and economically viable. One of the main problems of renewable sources is the impossibility of controlling the energy production due to it's intermittence and this fact is reflected in the electric power quality.

In micro production systems, this problem can be solved with the inclusion of intermediate storage systems that enables the storage of the energy excess extracted from renewable sources. This energy excess can be used as resource assist in the powering loads or as a form of avoiding abrupt changes in the transferred energy for the Electric Power Grid (EPG), contributing to its stabilization and optimization.

The micro production systems with intermediate storage can be considered fundamental in the implementation of the Smart Grids (SG) concept because they are decentralized energy systems, allowing a better electric energy management and a consequent cost reduction.

In this work it was developed a renewable energy micro production system compatible with a photovoltaic and wind renewable source with a battery bank as well an intermediate storage system. This system was built with the purpose of following the references of power generated by the SG, with the energy storage in the batteries as backup, preventing the introduction of disturbances into EPG to the voltage and frequency levels, making an optimization of the EPG performance. The system's behaviour was studied in the presence of abrupt variations of renewable sources, power disturbances into the EPG and with introduction of linear and nonlinear loads.

It was developed an experimental prototype with photovoltaic panels, where it were tracked values of some parameters for the quality of electrical energy. An approximate 25 μs response was obtained by the batteries for each Watt of power required by the SG.

Keywords: Micro Production, Micro Production Electric Energy System, Smart Grid, Stability, Intermediate Storage, Optimization.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao meu orientador, Prof. Dionísio Barros, pela disponibilidade para esclarecer dúvidas, pelas novas ideias sugeridas para alcançar os objetivos propostos, pelo conhecimento partilhado e pelo rigor e exigência impostos durante este último ano de mestrado.

Ao Eng.º Filipe Santos pela ajuda prestada no esclarecimento de dúvidas e na componente laboratorial ao longo destes anos de aprendizagem.

À Universidade da Madeira, pelas condições oferecidas durante o meu percurso académico, a todos os docentes que me acompanharam, partilhando os seus conhecimentos que contribuíram para o meu crescimento intelectual e como pessoa.

À minha família, principalmente aos meus pais, pelo esforço, pela motivação e pelo sacrifício despendido durante estes anos na esperança de um futuro melhor. Espero um dia poder retribuir todo o carinho e dedicação.

Aos meus amigos, que sempre me apoiaram, principalmente nos momentos de maior dificuldade, bem como na companhia concedida nos momentos de lazer. Um especial agradecimento ao Victor Azevedo, Diego Santos, Nuno Carreira, Carlos Francisco, Pedro Camacho e Élvio Jesus pela ajuda prestada durante a realização deste projeto.

A todos vocês, o meu muito obrigado.

Lista de abreviaturas

AC – Corrente alternada (*Alternating Current*)

ADC – Conversor analógico para digital (*Analog-to-digital converter)*

Ah – Amperes-hora

Ampop – Amplificador operacional

BT – Baixa Tensão

^{o}C – Graus Celsius

CdTe – Telurieto de cádmio

CÉNÉLEC – Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica

CIGS – Disselenieto de cobre e índio

CIS – Disselenieto de cobre e gálio

DC – Corrente contínua (*Direct Current*)

Div - Divisão

DOD – Profundidade de descarga (*Depth Of Discharge*)

DSP – Processador Digital de Sinal (*Digital Signal Processor*)

EN – *European Standard*

FP – Fator de Potência

GaAS – Arsenieto de gálio

Ge – Germânio

IC – Condutância Incremental (*Incremental Conductance)*

IEA – Agência Internacional de Energia *(International Energy Agency)*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor*

InGaP – Índio, gálio, fosfeto

K – Kelvin

L – Indutivo

LC – Indutivo e Capacitivo

LCL – Indutivo, Capacitivo e Indutivo

LED – Díodo emissor de luz *(Light-Emitting Diode)*

MAT – Muita alta Tensão

MOSFET – *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*

MT – Média Tensão

MPP – Ponto de Máxima Potência

MPPT – Seguidores de máxima transferência de potência (*Maximum Power Point Tracker*)

NdFeB – Neodímio-ferro-boro

PI – Controlo Proporcional – Integral

PID – Controlo Proporcional – Integral – Derivativo

PLL – *Phase Lock Loop*

PMSG – Máquina síncrona de ímans permanentes (*Permanent Magnet Synchronous Generator*)

PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

P&O – Perturbação e Observação

PSF - *Power Signal Feedback*

PV – Painel fotovoltaico (*Photovoltaic Panel*)

PWM – Modulação por largura de impulso (*Pulse Width Modulation*)

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

REE – Rede de Energia Elétrica

RIE – Rede Inteligente de Energia

RMS – Valor eficaz das grandezas AC (*Root Mean Square*)

SmCo – Samário-cobalto

Si – Silício

SOC – Estado de carga (*State Of Charge*)

STC – *Standard Test Conditions*

tep – Toneladas equivalentes de petróleo

THD – Distorção Harmónica Total

Vp – Valor de pico

Lista de símbolos e variáveis

A – Fator de idealidade do material constituinte das células fotovoltaicas

A_t – Área das pás das turbinas eólicas

$C_{DC\ link}$ – Capacidade do condensador do *link* DC

C_{LC} – Capacidade do condensador do filtro LC

C_{LCL} – Capacidade do condensador do filtro LCL

C_O – Capacidade do condensador à saída dos conversores DC/DC

C_P – Coeficiente de potência

$C_{PV/G}$ – Capacidade do condensador à saída do painel solar/gerador elétrico

C_{red} – Capacidade do condensador à saída do conversor DC/DC redutor

C Ah – Capacidade da bateria

D1 – Díodo do conversor DC/DC redutor

D2 – Díodo do conversor DC/DC elevador

E_g – Energia de banda proibida de um semicondutor

$E_{g(0)}$ – Constante dependente do material da célula fotovoltaica

$ei_{L_{ele}}$– Erro da corrente na bobine do conversor DC/DC elevador em relação à sua referência

$ei_{L_{red}}$– Erro da corrente na bobine do conversor DC/DC redutor em relação à sua referência

f – Frequência máxima de comutação dos IGBT's

f_c – Frequência de corte

fe – Frequência elétrica

f_{rede} – Frequência da rede elétrica de energia

f_{res} – Frequência de ressonância

$H_L(s)$ – Função de transferência do filtro L

$H_{LC}(s)$ – Função de transferência do filtro LC

$H_{LCL}(s)$ – Função de transferência do filtro LCL

i_{AC} – Corrente AC

I_{AC} – Corrente AC nas frequências

$I_{AC\ ref}$ – Corrente AC de referência nas frequências

$i_{AC\ ref}$ – Corrente AC de referência

$i_{AC\ RMS}$ – Valor eficaz da corrente AC

i_{BAT} – Corrente da bateria

I_{Bulk} – Corrente constante de carregamento de uma bateria

i_{cargas} – Corrente das cargas linear e não linear ligadas ao sistema de microprodução

$i_{C_{DC\ link}}$ – Corrente no condensador do *link* DC

$i_{C_{LC}}$ – Corrente no condensador do filtro LC

$i_{C_{LCL}}$ – Corrente no condensador do filtro LCL

$i_{C_{PV/G}}$ – Corrente no condensador $C_{PV/G}$

$i_{C_{red}}$ – Corrente no condensador C_{red}

I_D – Corrente que passa no díodo de uma célula fotovoltaica

I_{D1} – Corrente que passa no díodo do conversor DC/DC redutor

I_{D2} – Corrente que passa no díodo do conversor DC/DC elevador

$I_{DC\ link}$ – Corrente à entrada da bobine do conversor DC-DC elevador

I_{flu} – Corrente de flutuação aplicada a uma bateria

$i_{L_{red}}$ – Corrente à saída da bobine do conversor DC-DC redutor

$i_{L_{ele}}$ – Corrente à saída da bobine do conversor DC-DC elevador

$i_{L_{ref}}$ – Corrente de referência nas bobines dos conversores DC/DC

$i_{L_{LC}}$ – Corrente na bobine do filtro LC

$i_{L1_{LCL}}$ – Corrente na bobine L_1 do filtro LCL

$i_{L2_{LCL}}$ – Corrente na bobine L_2 do filtro LCL

I_{MPP} – Corrente no ponto MPP

I_O – Corrente inversa de saturação do díodo

i_O – Corrente na carga de um conversor DC/DC

I_{PH} – Corrente de um célula solar dependente da radiação solar

I_{PV} – Corrente de saída dos modelos dos painéis fotovoltaicos

$I_{PV/G}$ – Corrente no condensador à saída do painel fotovoltaico/gerador elétrico

i_{RO} – Corrente na carga

I_{RS} – Corrente inversa de saturação para uma determinada temperatura de referência

I_{SC} – Corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico

i_U – Corrente de entrada de um conversor DC/DC

i_1 – Corrente de entrada da bobine do conversor DC-DC redutor

k – Constante de Boltzmann

K_p – Ganho proporcional de um compensador

K_{p1} – Ganho proporcional do compensador do controlo de tensão em $C_{PV/G}$

K_{p2} – Ganho proporcional do compensador do controlo de tensão em C_{red}

K_{p3} – Ganho proporcional do compensador do controlo de tensão em $C_{DC\ link}$

K_{p4} – Ganho proporcional do compensador do controlo de corrente do filtro L

K_{p5} – Ganho proporcional do compensador do controlo de corrente do filtro LC

K_{p6} – Ganho proporcional do compensador do controlo de corrente do filtro LCL

K_{p7} – Ganho integral do compensador ao usar o método de Ziegler-Nichols

K_i – Ganho integral de um compensador

K_{i1} – Ganho integral do compensador do controlo de tensão em $C_{PV/G}$

K_{i2} – Ganho integral do compensador do controlo de tensão em C_{red}

K_{i3} – Ganho integral do compensador do controlo de tensão em $C_{DC\ link}$

K_{i4} – Ganho integral do compensador do controlo de corrente do filtro L

K_{i5} – Ganho integral do compensador do controlo de corrente do filtro LC

K_{i6} – Ganho integral do compensador do controlo de corrente do filtro LCL

K_{i7} – Ganho derivativo do compensador ao usar o método de Ziegler-Nichols

K_d – Ganho derivativo de um compensador

K_{d6} – Ganho integral do compensador do controlo de corrente do filtro LCL

K_{d7} – Ganho integral do compensador ao usar o método de Ziegler-Nichols

L_{ele} – Coeficiente de auto-indução da bobine do conversor DC/DC elevador

L_i – Coeficiente de auto-indução da bobine de um conversor DC/DC

L_{in} - Coeficiente de auto-indução da bobine de entrada de uma carga não linear

L_L – Coeficiente de auto-indução da bobine do filtro L

L_{LC} – Coeficiente de auto-indução da bobine do filtro LC

L_{red} – Coeficiente de auto-ndução da bobine do conversor DC/DC redutor

L_{1LCL} – Coeficiente de auto-indução da bobine L_1 do filtro LCL

L_{2LCL} – Coeficiente de auto-indução da bobine L_2 do filtro LCL

n_m – Velocidade de rotação do rotor

N_p – Número de células fotovoltaicas em paralelo

N_s – Número de células fotovoltaicas em série

P – Pares de polos

$P_{eólica}$ – Potência elétrica extraída de um aerogerador

P_{in} – Potência de entrada

P_{inv} – Potência de saída do inversor

$P_{máx}$ – Potência máxima produzida pelo painel EGM-185

P_{MPP} – Potência no ponto MPP

P_O – Potência à saída dos conversores DC/DC

P_{out} – Potência de saída

P_{veio} – Potência no veio do motor/gerador elétrico

P_{vento} – Potência disponível no vento

q – Carga do eletrão

$Q1$ – Interruptor do conversor DC/DC elevador

R – Declive da reta tangente da resposta ao escalão de um sistema sem integradores nem polos complexos conjugados dominantes

R_t – Raio das pás da turbina do aerogerador

R_D – Resistência de amortecimento do filtro LCL

$R_{Interna}$ – Resistência interna da bateria

R_{L_L} – Resistência da bobine do filtro L

$R_{L_{LC}}$ – Resistência da bobine do filtro LC

$R_{L1_{LCL}}$ – Resistência da bobine L_1 do filtro LCL

$R_{L2_{LCL}}$ – Resistência da bobine L_2 do filtro LCL

R_O – Resistência de carga dos conversores DC/DC

R_p – Resistência paralela equivalente do painel fotovoltaico

R_s – Resistência série equivalente do painel fotovoltaico

S1, S2, S3, S4 – Interruptores do inversor

T – Período de comutação

T_a – Temperatura atual de uma célula fotovoltaica

t_d – Tempo de estabilização da resposta de um sistema de 2ª ordem

T_d – Tempo de atraso devido às comutações dos IGBT's

T_D – Tempo de derivação

T_I – Tempo de integração

THDi - Distorção Harmónica Total da corrente

THDv - Distorção Harmónica Total da tensão

T_{on} – Tempo em que o interruptor de um conversor se encontra ligado

T_{ref} – Temperatura de referência de uma célula fotovoltaica

T_s – Tempo de amostragem

t_s – Tempo de estabilização da resposta de um sistema de 2ª ordem

TSR – Razão de velocidade na pá (*Tip Speed Ratio*)

T_t – Torque

*T*1 – Interruptor do conversor DC/DC redutor

U – Tensão de entrada dos conversores DC/DC redutor e elevador

V_{AC} – Tensão AC

$V_{AC\,RMS}$ – Valor eficaz da tensão da AC

V_{DC} – Tensão DC à entrada do inversor

$V_{DC\,link}$ – Tensão no *link* DC

V_{Li} – Tensão aos terminais da bobine dos conversores DC/DC

V_{lim} – Valor limite aconselhado para a tensão quando a bateria se encontra descarregada

V_{L_L} – Tensão na bobine do filtro L

$V_{L_{LC}}$ – Tensão na bobine do filtro LC

$V_{L_{1LCL}}$ – Tensão na bobine L_1 do filtro LCL

$V_{L2_{LCL}}$ – Tensão na bobine L_2 do filtro LCL

$V_{Máx}$ – Tensão de sobrecarga de uma bateria

V_{MPP} – Tensão no ponto MPP

V_O – Tensão de saída dos conversores DC-DC

V_{OC} – Tensão em circuito-aberto do painel fotovoltaico

V_{OUT} – Tensão de saída do acoplador ótico

V_{PWM} – Tensão à saída do inversor

V_{Rpull_up} – Tensão na resistência de *pull-up* à saída o acoplador ótico

V_T – Potencial térmico

V_{vento} – Velocidade do vento em m/s

ξ – Fator de amortecimento de um sistema de 2ª ordem

γ_1– Variável de estado gama do conversor DC/DC redutor

γ_2– Variável de estado gama do conversor DC/DC elevador

γ_3– Variável de estado gama do inversor

$\Delta i_{L_{Max}}$– Variação máxima da corrente nas bobines

δ – Fator de ciclo dos conversores

$\bar{\delta}$ – Fator de ciclo médio dos conversores

$\Delta_{i_{L_i}}$ – Variação da corrente nas bobines

$\Delta_{i_{L_{i_{AC}}}}$ – Variação da corrente i_{AC}

$\Delta_{V_{PV/G}}$ – Variação da tensão à entrada do conversor DC/DC redutor

Δ_{V_O}– Variação da tensão na carga dos conversores DC/DC

ω – Velocidade angular da turbina eólica

ω_{res} – Frequência angular de ressonância

λ – Nível de radiação solar

α – Constante dependente do material da célula fotovoltaica

β – Constante dependente do material da célula fotovoltaica

ρ – Densidade do ar

ϕ – Fase da REE

Índice

Resumo iii
Abstract v
Agradecimentos vii
Lista de abreviaturas ix
Lista de símbolos e variáveis xi
Capítulo 1 – Introdução 1
1.1. Motivação 1
1.2. Objetivos 2
1.3. Organização e conteúdos 2
1.4. Conclusões 3
Capítulo 2 – Revisão do estado de arte 5
2.1. Introdução 5
2.2. Energias renováveis 5
2.2.1. A nível mundial 6
2.2.2. Energias renováveis em Portugal 7
2.2.3. Cenário energético futuro 7
2.3. Microprodução de energia 8
2.4. Energia solar 9
2.4.1. Energia solar fotovoltaica 9
2.4.2. Painéis fotovoltaicos 10
2.4.3. Modelo teórico de células fotovoltaicas 11
2.4.3.1. Modelo ideal 11
2.4.3.2. Modelo com uma resistência em série e em paralelo 13
2.4.4. Características de uma célula fotovoltaica 14
2.4.4.1. Curvas características I-V e P-V 14
2.4.4.2. Influência de fatores externos no funcionamento dos painéis fotovoltaicos 14
2.5. Energia eólica 16
2.5.1. Tipos de aerogeradores 16
2.5.1.1. Aerogeradores de eixo horizontal 16
2.5.1.2. Aerogeradores de eixo vertical 17

2.5.1.3. Principais conceitos associados aos aerogeradores 17
2.5.1.4. Geradores elétricos 19
2.5.2. Extração da máxima potência das fontes de energia renováveis 20
2.6. Conversores DC/DC 20
2.7. Técnicas de controlo dos conversores 22
2.7.1. Controlo por modo de deslizamento (histerese) 23
2.7.2. Modulação PWM 23
2.8. Tipos de sistemas fotovoltaicos 24
2.8.1. Sistemas isolados 24
2.8.2. Sistemas híbridos 25
2.8.3. Sistemas interligados à REE 25
2.8.3.1. Sistemas sem armazenamento intermédio 26
2.8.3.2. Sistemas com armazenamento intermédio 27
2.9. Armazenamento intermédio de energia com baterias 29
2.10. Conversores DC/AC 32
2.11. Filtros 32
2.11.1. Classificação dos filtros 33
2.11.1.1. Topologias de filtros passivos 33
2.12. Rede elétrica de energia (REE) 34
2.12.1. Estabilidade da rede elétrica de energia (REE) 35
2.13. Redes inteligentes de energia (RIE) 37
2.14. Conclusão 39
Capítulo 3 – Sistema de microprodução de energia 41
3.1. Introdução 41
3.2. Sistema de microprodução 41
3.2.1. Modos de carregamento 42
3.2.2. Painel fotovoltaico 43
3.2.3. Aerogerador 46
3.2.4. Banco de baterias 49
3.2.5. Conversores DC/DC redutor e elevador 50
3.2.5.1. Controlo não linear da corrente nos conversores DC/DC 52
3.2.5.2. Controlo linear da tensão através do controlo não linear da corrente 54

3.2.5.3. Projeto dos compensadores para o controlo da tensão dos conversores DC/DC redutor e elevador 57
3.2.6. Inversor 61
3.2.6.1. Dimensionamento dos filtros passivos 63
3.2.6.2. Projeto dos compensadores para o controlo da corrente i_{AC} 65
3.3. Conclusão 69
Capítulo 4 – Simulação do sistema de microprodução integrado numa rede inteligente de energia 71
4.1. Introdução 71
4.2. Modelo simplificado da REE 72
4.3. Resultados das simulações em *MATLAB/SIMULINK* 72
4.3.1. MPPT 73
4.3.2. Conversores DC/DC redutor e elevador 75
4.3.3. Carregamento das baterias 76
4.3.4. Inversor 79
4.3.5. Perturbações na REE 80
4.3.5.1. Cavas de tensão 80
4.3.5.2. Sobretensões transitórias 81
4.3.5.3. Interrupção na tensão 82
4.3.5.4. Distorção harmónica da tensão 83
4.3.6. Cargas lineares e não lineares 83
4.3.7. Interligação com uma RIE 84
4.4. Conclusão 86
Capítulo 5 – Verificação experimental do sistema de microprodução com armazenamento intermédio 89
5.1. Introdução 89
5.2. Dimensionamento e implementação dos controladores num processador digital de sinal 89
5.2.1. Descrição do microcontrolador 89
5.2.1.1. Algoritmo de controlo do sistema de microprodução 90
5.2.1.2. Dimensionamento digital dos compensadores 90
5.2.1.3. Circuito de comando dos semicondutores eletrónicos de potência com isolamento ótico 91

5.2.1.4. Sensores de corrente e de tensão 93
5.2.1.5. Circuito de comando do inversor 94
5.2.1.6. Protótipo experimental 95
5.3. Comparação dos resultados experimentais com os de simulação 96
5.3.1. MPPT 96
5.3.2. Conversores DC/DC redutor e elevador 98
5.3.3. Inversor 99
5.4. Conclusão 101
Capítulo 6 – Conclusão e Trabalhos futuros 103
Referências 107
Anexos 115
Anexo A – Descrição dos principais MPPT's utilizados em sistemas fotovoltaicos e em sistemas eólicos 117
A.1 - MPPT's fotovoltaicos 117
A.2 – MPPT's eólicos 119
Anexo B – Algoritmo do modelo do painel fotovoltaico implementado em *MATLAB/SIMULINK* 122
Anexo C – Algoritmo do modelo do aerogerador implementado em *MATLAB/SIMULINK* 123
Anexo D – Fluxograma com os modos de carregamento das baterias em corrente constante, tensão constante e com uma tensão de flutuação 125
Anexo E – Esquema conjunto dos conversores DC/DC redutor e elevador para o modo 2 de carregamento das baterias 126
Anexo F – Esquema do inversor para os modos 2 e 3 de carregamento das baterias 127
Anexo G – Esquemas completos do sistema de microprodução 128
Anexo H – Modelo completo em *MATLAB/SIMULINK* do sistema de microprodução com o aerogerador para o modo 1 de carregamento das baterias 131
Anexo I – Cargas linear e não linear 132
Anexo J – Principais características do *Stellaris* 133
Anexo K – Algoritmos dos conversores DC/DC implementados no *Stellaris* 134
Anexo L – Código de controlo dos conversores DC/DC redutor, elevador e do inversor 135
Anexo M – Circuito de isolamento ótico 153

Anexo N – Circuito elétrico de condicionamento de sinal do sensor de corrente... 154
Anexo O – Circuito de adaptação da tensão para o controlo dos braços do inversor 155
Anexo P – Esquema analógico do controlo do inversor 156
Anexo Q – Resultados obtidos com o controlo analógico do inversor 157
Anexo R – Resultados obtidos com o *Stellaris* para o controlo do inversor 158

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivação

O constante desenvolvimento do setor industrial a nível mundial e o aumento da utilização de equipamentos elétricos nas diversas atividades do quotidiano do ser humano provocaram um aumento exponencial no consumo de energia elétrica nas últimas décadas, tendo como principal fonte os combustíveis fósseis. Cerca de 80% da geração mundial de energia é obtida através do uso de carvão, petróleo e gás natural [1]. Esta dependência provocou mudanças climáticas no meio em que vivemos, como é o caso do aquecimento global, devido às emissões de gases poluentes para a atmosfera. Além do mais, estes recursos de energia são fontes não renováveis que se irão esgotar [1].

O aparecimento destes problemas relacionados com a utilização dos combustíveis fósseis acabaram por chamar a atenção da sociedade mundial e dos seus governos que começaram a desenvolver novas medidas de forma a reduzir o consumo abusivo dos mesmos [1]. Um exemplo destas medidas é o protocolo de Quioto, onde vários países se comprometeram a reduzir as emissões de dióxido de carbono para a atmosfera e o consequente impacto destas no meio ambiente [2]. A comunidade científica também tem contribuído para esta causa com o objetivo de alcançar novas soluções para a produção de energia, numa busca por alternativas fiáveis e menos poluentes. Uma das formas encontradas para a produção de energia tem sido através das energias renováveis existentes na natureza, como é o caso da energia fotovoltaica, eólica, hídrica, entre outras, onde a sua utilização tem aumentado gradualmente à medida que são encontradas formas mais eficientes de conversão de energia e economicamente viáveis [1].

O grande problema das energias renováveis é a sua intermitência, dado que a geração de energia elétrica a partir das mesmas, em especial a fotovoltaica e a eólica, necessita de sistemas de apoio com resposta rápida para compensar as variações de produção devido às mudanças bruscas da radiação solar ou do vento. Em caso de inexistência destes sistemas de apoio, como sistemas de armazenamento intermédio, estas variações obrigam à existência de geradores prontos a entrar rapidamente em funcionamento de forma a garantir a estabilidade/qualidade da rede elétrica.

Com a utilização de sistemas de armazenamento intermédio obtêm-se várias vantagens, tanto para o utilizador como para a Rede Elétrica de Energia (REE). No caso do utilizador, este pode usufruir da energia armazenada em caso de falha no fornecimento de energia, enquanto a REE pode utilizar a energia armazenada quando a

produção não é suficiente relativamente ao consumo, como forma de garantir a sua estabilidade e a Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

Com a presente dissertação pretende-se estudar as topologias mais usuais de microprodução de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, com especial relevo para a energia fotovoltaica e eólica, com maximização de transferência de potência e um banco de baterias como sistema de armazenamento intermédio. A topologia escolhida terá como principal objetivo a manutenção da estabilidade da REE à qual se encontra interligada, fornecendo energia sempre que necessária, contribuindo para a sua otimização. Ao ser inserida numa Rede Inteligente de Energia (RIE), a topologia adotada terá que possuir a capacidade de fornecer a potência requisitada pela mesma, independentemente das variações que possam existir na energia extraída das fontes renováveis.

1.2. Objetivos

Nesta dissertação descreve-se um sistema de microprodução de energia elétrica com armazenamento intermédio conectado à REE. Neste contexto, os objetivos são:

- Rever o estado de arte dos sistemas de microprodução de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável;
- Projeção e desenvolvimento, em simulação e experimentalmente, de um sistema de microprodução compatível com energia fotovoltaica e eólica;
- Garantir a estabilidade e a consequente otimização da REE através do fornecimento de uma potência constante por parte do sistema de microprodução desenvolvido, mesmo na presença de variações bruscas na potência extraída da fonte renovável, perturbações na tensão da REE ou cargas ligadas ao sistema;
- Interligar o sistema de microprodução a uma RIE e garantir o seguimento das referências de potência requisitadas pela mesma;
- Apresentar as devidas conclusões dos resultados obtidos na simulação e experimentalmente.

1.3. Organização e conteúdos

Neste trabalho serão abordadas temáticas relativas aos conversores comutados de energia, como é o caso do seu dimensionamento e técnicas de controlo, bem como a integração de baterias em sistemas de microprodução, dotando-os com a capacidade de armazenar energia. Esta energia pode ser, posteriormente, utilizada pelo consumidor para a alimentação de cargas ou pela REE para a manutenção da sua estabilidade e QEE.

No capítulo 1, ”Introdução”, foi realizada uma introdução à dissertação de mestrado, tendo presentes os motivos que levaram à sua realização e os objetivos propostos.

No capítulo 2, ”Revisão do estado de arte”, são revistas as principais temáticas sobre o trabalho, como é o caso do uso das energias renováveis a nível mundial e nacional, o conceito de microprodução e os respetivos sistemas de conversão, abordando as principais topologias utilizadas com e sem sistema de armazenamento intermédio, bem como os requisitos necessários para a injeção de energia na REE. É abordado também a importância dos sistemas com armazenamento intermédio na implementação de uma RIE.

No terceiro capítulo, “Sistema de microprodução de energia”, é feita a modelização do sistema de microprodução escolhido através da descrição do processo de dimensionamento dos seus componentes, como é o caso dos conversores, filtros e técnicas de controlo das grandezas intervenientes no processo que permitem maximizar o desempenho de todo o sistema.

O quarto capítulo, “Simulação do sistema de microprodução integrado numa rede inteligente de energia”, apresenta os resultados obtidos com a conexão do sistema de microprodução com armazenamento intermédio à REE e posteriormente a uma RIE, realçando a importância deste tipo de sistemas para a manutenção da estabilidade da mesma. Realizou-se a análise do comportamento dos principais componentes do sistema, como é o caso do MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), dos conversores, das baterias e dos filtros adotados no programa de simulação *MATLAB/SIMULINK.* Testaram-se vários cenários, como é o caso da existência de variações bruscas na potência extraída da fonte de energia renovável, de perturbações na tensão da REE ou quando é requisita uma determinada potência por uma RIE.

O quinto capítulo, “Verificação experimental do sistema de microprodução com armazenamento intermédio”, descreve o procedimento experimental adotado para a implementação de um sistema de microprodução equivalente ao modelizado. Justifica-se a escolha do microcontrolador responsável por gerar dos sinais de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência dos conversores bem como dos circuitos de condicionamento de sinal e dos sensores responsáveis pela leitura dos valores atuais das grandezas intervenientes no funcionamento do sistema de microprodução.

Para finalizar, no sexto capítulo intitulado por “Conclusão”, são analisados os resultados obtidos e as conclusões retiradas da elaboração desta dissertação com a indicação de possíveis sugestões para trabalhos futuros.

1.4. Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as principais motivações que levaram à realização desta dissertação, os principais objetivos e a sua organização.

Capítulo 2

Revisão do estado de arte

2.1. Introdução

Para melhor compreensão da importância do desenvolvimento e implementação de formas de aproveitamento das fontes de energia renováveis, é necessário conhecer o estado atual do sistema energético global e as consequências que advêm do uso de energias não renováveis. Para tal, é necessário realizar uma análise ao panorama energético mundial e português, realçando os aspetos considerados importantes como o consumo de recursos energéticos presentes na natureza (energia primária), a tendência de evolução a médio prazo, entre outros.

O uso intensivo de fontes não renováveis provocou, entre outras consequências, um aumento da quantidade de dióxido de carbono libertado para a atmosfera e consequentemente alterações climáticas no meio ambiente. É com base na necessidade de reduzir a utilização dos combustíveis fósseis e das emissões poluentes para o meio ambiente que surgem, como parte da solução, as energias renováveis [1].

A variedade de fontes de energia renováveis existentes na natureza permite obter vários sistemas capazes de aproveitar essa mesma energia e gerar eletricidade. É necessário realizar um estudo dos principais sistemas utilizados por forma a entender o seu funcionamento e contribuir com algumas soluções que permitam aumentar a sua eficiência e melhorar a QEE. Um caso particular são os sistemas de microprodução, em que será interessante estudar os que possuem armazenamento intermédio devido ao seu grande potencial, tanto para o consumidor como para a própria REE. Por fim, a integração destes sistemas numa RIE possibilita que estas sejam otimizadas, permitindo melhorar a sua estabilidade e QEE.

2.2. Energias renováveis

As energias renováveis são energias com origem em fontes naturais e com a capacidade de se renovarem, podendo ser consideradas como fontes de energia virtualmente inesgotáveis [3]. Na natureza existem diversas fontes de energia renovável que podem ser utilizadas como é o caso da biomassa (energia obtida da transformação de produtos de origem animal e vegetal), o sol (energia solar), o vento (energia eólica), a água (energia das ondas, energia das marés e energia hídrica) e a geotérmica (energia obtida a partir do calor proveniente do interior da Terra) [4]. Atualmente as energias renováveis têm sido mais utilizadas como forma de obter energia elétrica, em detrimento dos combustíveis fósseis devido às suas vantagens, como o baixo custo de produção, bem como ao reduzido impacto ambiental.

2.2.1. A nível mundial

O consumo de energia primária tem vindo a aumentar globalmente nas últimas décadas, passando de 6107 Mtep em 1973 para 12717 Mtep em 2010, o que representa uma duplicação do consumo anual de energia [4]. Este facto é preocupante uma vez que são recursos, na sua maioria, não renováveis e prejudiciais ao meio ambiente [2]. Na Figura 2.1 encontra-se representada a evolução do consumo energético entre 1971 e 2010, em função da fonte energética [4].

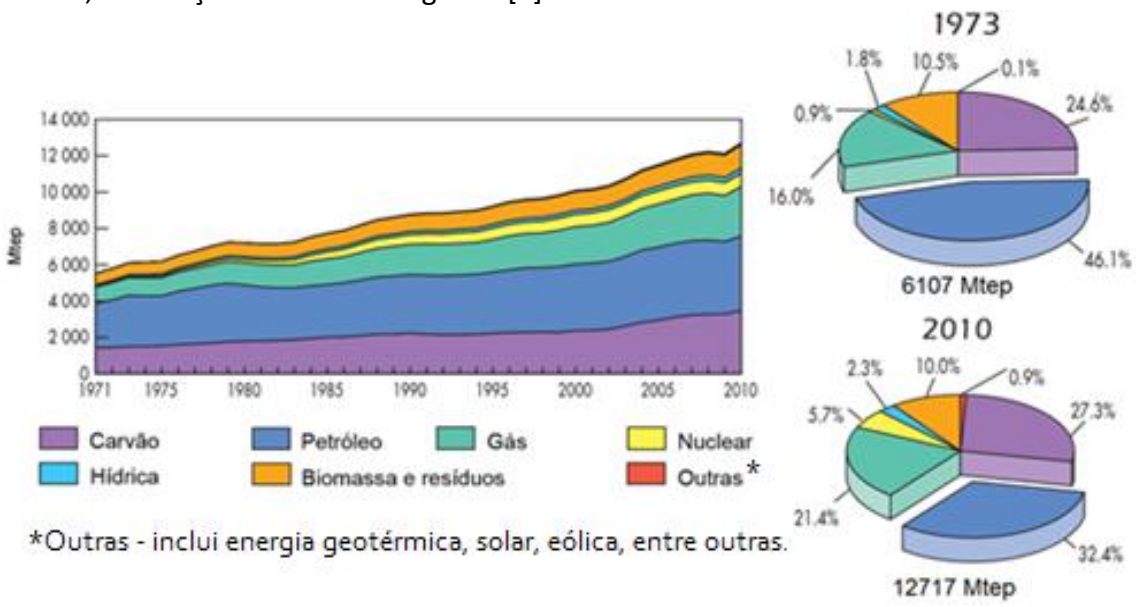


Figura 2.1 – Consumo mundial de energia primária em Mtep, entre 1971 e 2010, em função da fonte energética [4].

O aumento da quantidade de energia produzida por cada fonte de energia ao longo do tempo registado deve-se, essencialmente, ao desenvolvimento económico protagonizado em todos os continentes, onde houve um aumento substancial das necessidades energéticas dos países que os constituem. Constata-se também que a contribuição do petróleo para a geração de energia tem vindo a diminuir devido, fundamentalmente, ao aumento do uso de outras fontes de energia como é o caso do carvão e do gás natural, bem como ao aumento gradual do uso de energias renováveis como a energia eólica, solar e da biomassa. Apesar de ainda subsistir uma grande dependência dos combustíveis fósseis como fonte primária de energia, é notório que o seu peso tem vindo a diminuir em detrimento de outras energias que apresentam um vasto conjunto de vantagens a longo prazo, tanto financeiramente como ambientalmente.

2.2.2. Energias renováveis em Portugal

Portugal não possui grandes fontes de energia não renováveis como é o caso de poços de petróleo, minas de carvão ou depósitos de gás [5]. No entanto, e no que respeita às fontes de energia renováveis, Portugal apresenta-se como um país com um enorme potencial que pode ser explorado com o objetivo de reduzir a dependência energética externa e o uso de energias que envolvam uma grande emissão de gases que contribuem para o agravamento do efeito de estufa. Como argumentos para tal, Portugal apresenta uma rede hidrográfica relativamente densa, uma elevada exposição solar média anual e uma vasta frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos, conferindo a possibilidade de aproveitar o potencial energético da água, do Sol, das ondas e do vento. Com o aproveitamento destas condições naturais, Portugal pode reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, colocando-se numa posição privilegiada para um desenvolvimento sustentável e ecologicamente viável.

2.2.3. Cenário energético futuro

Com base nos dados da IEA (Agência Internacional de Energia), mais concretamente a partir da publicação anual *World Energy Outlook*, prevê-se que a situação energética mundial até 2030 tenha um comportamento semelhante ao verificado nas últimas décadas, ou seja, que ocorra um aumento no consumo de energia elétrica, tendo ainda como principal fonte os combustíveis fósseis [6]. No entanto, prevê-se uma diminuição do peso deste tipo de fonte devido ao aumento da contribuição das energias renováveis como consequência de vários fatores tais como a gradual diminuição dos custos à medida que as tecnologias de conversão amadurecem, o aumento dos preços dos combustíveis fósseis e as políticas de incentivo à utilização das energias renováveis, valorizando a sua importância, como se pode constatar na Figura 2.2 [6]:

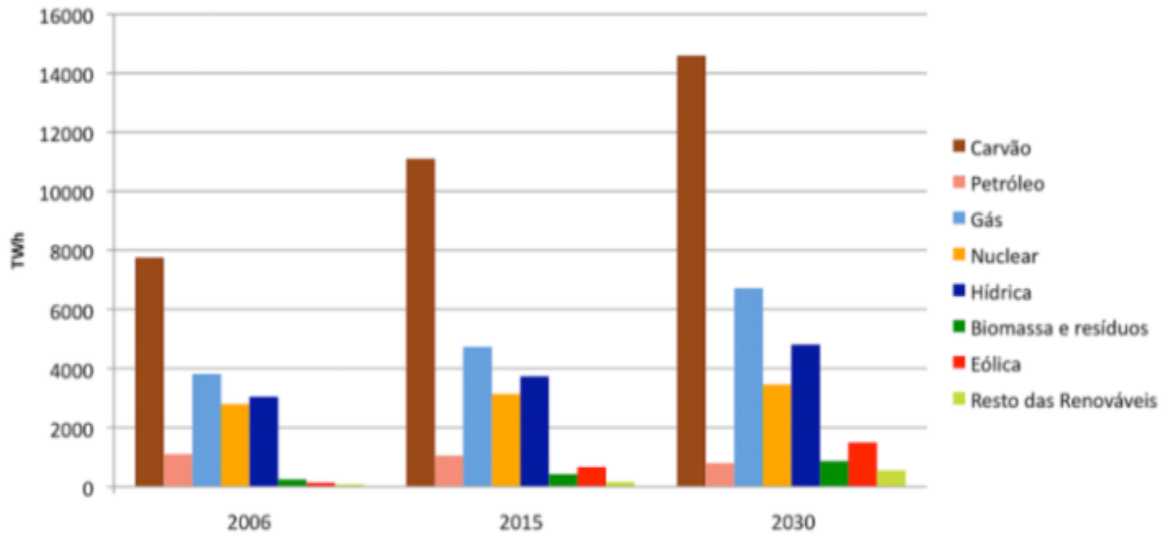


Figura 2.2 – Produção de energia elétrica a nível mundial (TWh), por tipo de fonte energética. Dados reais para o ano de 2006 e previsões para 2015 e 2030 [6].

2.3. Microprodução de energia

A microprodução ou microgeração de energia consiste na produção de energia elétrica através de instalações de baixa tensão (BT) e de pequena potência, como é o caso de painéis fotovoltaicos, microturbinas, microeólicas ou outro tipo de tecnologias [7].

Em Portugal, a possibilidade de entregar energia elétrica proveniente de microprodução à rede elétrica pública, como atividade de produção de energia elétrica de baixa tensão, foi regulada pelo Decreto-Lei n°68/2002 de 25 de março [8]. Este Decreto-Lei previa que a energia elétrica produzida fosse destinada, na sua maior parte, para o autoconsumo, e que o excedente fosse passível de ser entregue a terceiros ou à rede pública (neste caso, com um limite de potência de 150 kW). No Decreto-Lei 363/2007 de 2 de novembro, da nova legislação referente à microprodução, o produtor de pequena escala tem o direito de fornecer energia à rede, desde que a sua instalação de produção de eletricidade monofásica não exceda os 5,75 kW [8].

Com a implementação de sistemas de microprodução podem-se esperar as seguintes melhorias [9]:

Relativamente ao ambiente:

- Redução das emissões de gases, levando a uma atenuação das mudanças climáticas provocadas pelos mesmos;
- Sistemas de produção de energia de menor dimensão relativamente às tradicionais centrais (hídricas e termoelétricas).

Relativamente ao sistema elétrico de energia:

- Redução da distância entre a produção e os centros de consumo, tendo como consequência a diminuição das perdas na distribuição;
- Redução ou adiamento de investimentos em transmissão e produção em grande escala.

Relativamente à qualidade de serviço:

- Aumento da qualidade de serviço;
- Atenuação do impacto de falhas na distribuição e transmissão de energia.

A escolha do tipo de sistema a instalar depende, principalmente, do local da instalação. Como tal, recomenda-se um estudo prévio de forma a verificar a viabilidade da instalação [8]. É necessário considerar os períodos em que não existem condições atmosféricas favoráveis à produção de energia elétrica em quantidade suficiente face ao consumo. Esta limitação pode ser ultrapassada através da utilização de sistemas de armazenamento intermédio implicando, no entanto, um maior custo de instalação e manutenção [8].

2.4. Energia solar

A energia solar resume-se à energia eletromagnética incidente na superfície da Terra proveniente do Sol. A quantidade de energia solar fornecida ao planeta Terra num único dia é suficiente para alimentar todas as necessidades energéticas da Terra durante um ano, podendo ser aproveitada para gerar energia elétrica, contribuindo para diversas áreas como é o exemplo de sistemas de telecomunicações, satélites espaciais ou aquecimento de edifícios [10] [11].

Os esforços de desenvolvimento têm-se centrado, atualmente, em sistemas que permitam a produção de energia elétrica em quantidades significativas e que permitam o abastecimento de habitações ou mesmo da rede pública. Também os sistemas que permitem a sua interligação à rede elétrica têm recebido uma maior atenção devido ao seu enorme potencial económico [11].

2.4.1. Energia solar fotovoltaica

Na conversão de energia solar em energia elétrica existe uma transformação direta da luz com recurso a células fotovoltaicas [12]. Neste processo são utilizados materiais semicondutores como o silício (Si), o arsenieto de gálio (GaAs), telurieto de cádmio (CdTe), disselenieto de cobre e gálio (CIS) e disselenieto de cobre e índio (CIGS). A célula de silício cristalino é a mais comum. Cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas são constituídas por silício, uma vez que é um material barato devido à sua abundância no meio ambiente [12].

Quando um semicondutor do tipo pn (célula fotovoltaica) é exposto à luz solar, os eletrões do semicondutor absorvem os fotões da luz, provocando a quebra das ligações entre eletrões devido ao aumento de energia [12]. Os eletrões libertados são conduzidos do campo elétrico para a zona do tipo n. As lacunas criadas por este efeito seguem na direção contrária, ou seja, vão na direção da zona do tipo p. Este processo é denominado por efeito fotovoltaico. A difusão dos portadores de carga até aos contactos elétricos produz uma tensão na fronteira da célula fotovoltaica. Se não estiver ligada nenhuma carga, obtém-se a tensão de circuito-aberto da célula. Caso contrário, se o circuito estiver fechado, existe um fluxo de corrente [12].

Na Figura 2.3 é possível visualizar a constituição de uma célula e o efeito fotovoltaico [13].

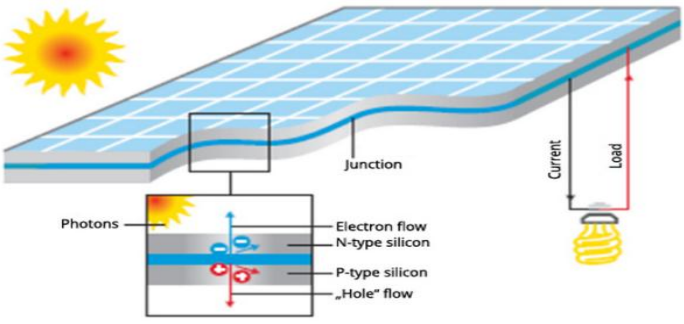


Figura 2.3 – Constituição de uma célula fotovoltaica e a demonstração do efeito fotovoltaico [13].

2.4.2. Painéis fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas fabricadas a partir de bolachas (*wafers*) de silício, por filmes finos de silício depositados sobre substratos de baixo custo como o vidro e o acrílico ou por células orgânicas. Estes módulos podem ser agrupados em três tipos de tecnologias, tal como é possível visualizar na Tabela 2.1 [12].

Tabela 2.1 – As várias gerações das células fotovoltaicas [12].

1ª Geração **Silício cristalino**	**2ª Geração** **Filmes finos**	**3ª Geração**
Silício monocristalino	Telureto de Cádmio	Células orgânicas
	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio	
Silício policristalino	Silício amorfo	Células sensibilizadas por corantes
	Silício microcristalino	
Fitas de silício	Silício microamorfo	Nanoantenas
	Silício cristalino em vidro	

Relativamente ao rendimento, este ronda os 20% para os painéis fotovoltaicos atualmente comercializados. Todavia, já foram alcançados em laboratório valores superiores através da utilização de células fotovoltaicas de tripla junção InGaP/GaAS/Ge, obtendo-se valores a rondar os 36,2% [12].

Na Figura 2.4 é possível visualizar como são obtidos os painéis fotovoltaicos utilizados comercialmente [14]. Estes painéis baseiam-se num agrupamento de células fotovoltaicas que permite obter vários níveis de tensão, corrente e potência consoante as necessidades [12].

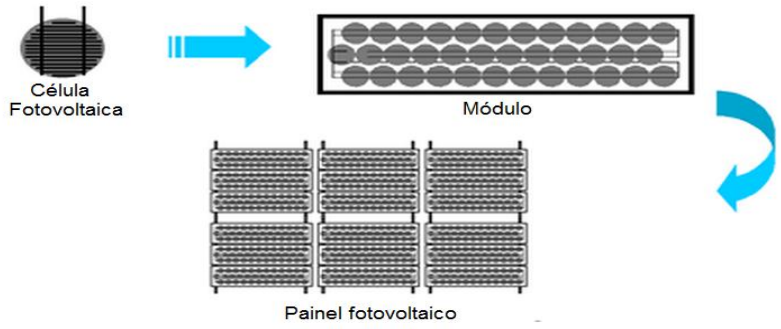


Figura 2.4 - Constituição de um painel fotovoltaico [14] .

A produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos possui vantagens substanciais relativamente a outros sistemas que utilizam outros tipos de fonte de energia, tal como algumas desvantagens, encontrando-se ambas enumeradas de seguida [15].

Vantagens:

- Simplicidade – A sua modularidade facilita o seu transporte, instalação e ampliação;
- Versatilidade – Possibilidade de serem projetados para diversas aplicações;
- Durabilidade – O tempo de vida é de cerca de 25 anos e a garantia oferecida pelo fabricante de igual valor ou superior;
- Custo de manutenção reduzido – Devido à quase inexistência de peças móveis;
- Segurança – Sistemas extremamente seguros.

Desvantagens:

- Investimento inicial – O investimento inicial é elevado;
- Radiação solar – Limitados a locais com boa radiação solar;
- Armazenamento intermédio de energia – Aumenta os custos e a complexidade do sistema;
- Rendimento - Rendimento baixo e dependente da tecnologia utilizada.

2.4.3. Modelo teórico de células fotovoltaicas

Existem vários modelos equivalentes a uma célula fotovoltaica que ajudam a compreender o seu funcionamento sob diferentes condições de operação [16].

2.4.3.1. Modelo ideal

O modelo sem resistências é o modelo mais simples de uma célula fotovoltaica e é constituído por uma fonte de corrente e um díodo. Pode ser considerado como o modelo ideal, uma vez que não possui qualquer tipo de resistências associadas às perdas na célula [16].

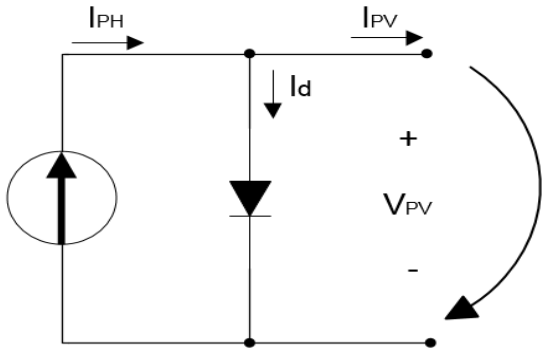


Figura 2.5 – Modelo de apenas um díodo e sem resistências [16].

Neste modelo, a corrente de saturação do díodo é dada por [16]:

$$I_D = I_O \left(e^{\left(\frac{V_{PV}}{A V_T}\right)} - 1 \right); \tag{2.1}$$

onde I_O é a corrente inversa de saturação do díodo, V_{PV} a tensão aos terminais da célula, A o fator de idealidade que depende da tecnologia utilizada na construção da célula e V_T o potencial térmico dado pela equação (2.2) [16]:

$$V_T = \frac{k\,T}{q}; \tag{2.2}$$

em que k representa a constante de Boltzman (1,38x10^{-23} J/K), q a carga do eletrão em Coulombs (1,6x10^{-19} C) e T a temperatura de funcionamento da célula em Kelvins (K).

Através da lei dos nós de Kirchhoff, é possível determinar a corrente I_{PV} à saída da célula fotovoltaica pela equação (2.3), que resulta da subtração entre a corrente criada pela radiação solar I_{PH} e a corrente de saturação do díodo I_D [16].

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D \leftrightarrow I_{PV} = I_{PH} - I_O\left(e^{\left(\frac{V_{PV}}{A\,V_T}\right)} - 1\right) \tag{2.3}$$

Pela análise da equação (2.3) é possível obter a curva característica da corrente em função da tensão aos terminais da célula fotovoltaica representada na Figura 2.6 [16].

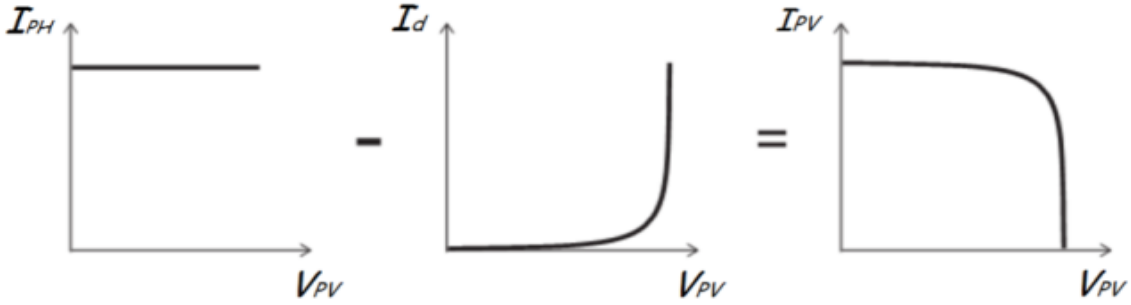


Figura 2.6 – Comportamento da corrente aos terminais de uma célula fotovoltaica [16].

É possível verificar que, inicialmente, a corrente de uma célula fotovoltaica se comporta como uma fonte de corrente e, posteriormente, como uma fonte de tensão [16].

Existem vários fatores que influenciam o desempenho elétrico de uma célula fotovoltaica como é o caso da temperatura de funcionamento e da radiação solar, que devem ser tidos em conta [17].

Assim sendo, a corrente I_O pode ser dada em função de [17]:

$$I_O = I_{RS}\left(\frac{T_a}{T_{Ref}}\right)^3 e^{\left(\frac{qE_g\left(\frac{1}{T_{ref}}-\frac{1}{T_a}\right)}{kA}\right)}; \tag{2.4}$$

onde T_{ref} e T_a correspondem à temperatura de referência e à temperatura atual em Kelvin (K), respetivamente, I_{RS} a corrente inversa de saturação para uma determinada temperatura de referência e radiação solar, e por fim, E_G que representa, em Joules (J), a energia de banda proibida do semicondutor utilizado na célula.

Esta energia é obtida através da equação [17]:

$$E_g = E_g(0) - \frac{\alpha T_a^2}{T_a + \beta}; \tag{2.5}$$

em que $E_g(0)$, α e β são constantes dependentes do material.

Relativamente à corrente I_{PH}, esta pode ser definida tendo em conta a corrente I_{SC} de curto-circuito da célula à temperatura de referência, do coeficiente de temperatura de curto-circuito (K_I) e da radiação solar (λ) em kW/m^2, obtendo-se [17]:

$$I_{PH} = \left[I_{SC} + K_I\left(T_a - T_{Ref}\right)\right]\lambda. \tag{2.6}$$

A corrente inversa de saturação I_{RS} é obtida através de [17]:

$$I_{RS} = \frac{I_{SC} - V_{OC}}{e^{\left(\frac{q\,V_{OC}}{A\,k\,T_{ref}}\right)} - 1}; \tag{2.7}$$

onde V_{OC} representa a tensão em circuito-aberto da célula fotovoltaica.

2.4.3.2. Modelo com uma resistência em série e em paralelo

Na Figura 2.7 encontra-se representado um modelo de uma célula fotovoltaica com uma resistência em série que se diferencia do anterior pela inclusão de uma pequena resistência em série R_S e outra em paralelo R_p. A resistência R_s representa as perdas internas da célula devido ao fluxo de corrente e às ligações com outras células enquanto a resistência R_p representa as correntes de fuga para a massa [17].

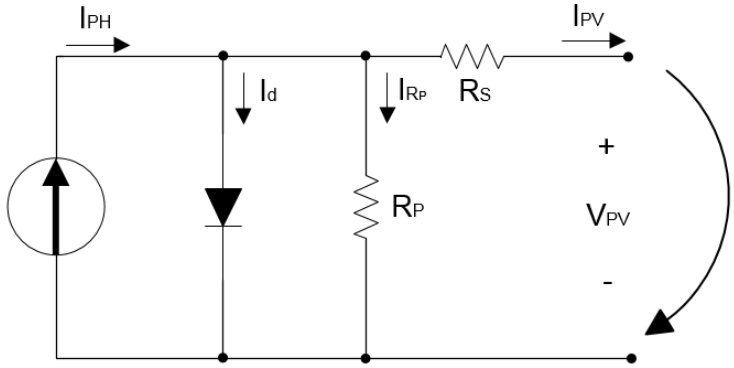


Figura 2.7 – Modelo com um único díodo e com uma resistência em série R_s e outra em paralelo R_P

Com a equação (2.8) é possível obter a corrente produzida pelo painel [17]:

$$I_{PV} = I_{PH} - I_D - I_{R_P} \leftrightarrow I_{PV} = I_{PH} - I_O\left(e^{\left(\frac{V_{PV}+R_S\,I_{PV}}{A\,V_T}\right)} - 1\right) - \frac{V_{PV}+R_S\,I_{PV}}{R_P}. \tag{2.8}$$

Os valores de tensão e/ou corrente obtidos a partir de uma única célula são geralmente baixos, sendo comum utilizar associações em série de N células equivalentes (N_S) e de N células em paralelo (N_P), tendo em vista o aumento da potência, já que a tensão varia com o número de células ligadas em série e a corrente com o número de células ligadas em paralelo, tal como se encontra representado na Figura 2.8 [17].

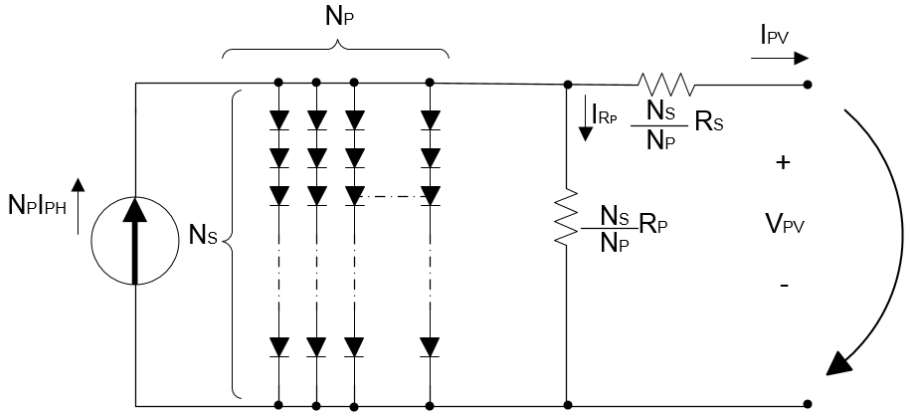


Figura 2.8 – Modelo equivalente da associação em série e em paralelo de várias células fotovoltaicas [17].

A equação resultante deste modelo é dada por [17]:

$$I_{PV} = N_P I_{PH} - N_P I_O \left(e^{\left(\frac{\frac{V_{PV}}{N_S} + \frac{R_S \ I_{PV}}{N_P}}{A \, V_T} \right)} - 1 \right) - \frac{\frac{N_P V_{PV}}{N_S} + R_S \ I_{PV}}{R_P}. \qquad (2.9)$$

2.4.4. Características de uma célula fotovoltaica

2.4.4.1. Curvas características I-V e P-V

Para análise do desempenho elétrico de uma célula fotovoltaica é imprescindível o estudo da curva que relaciona a tensão com a corrente [18]. Esta curva, normalmente denominada por curva característica I-V, caracteriza uma célula fotovoltaica para as condições STC (*Standard Test Conditions*, com uma radiação de 1 kW/m^2 e uma temperatura de 25 °C). A partir desta curva é possível obter a potência extraída de uma célula (curva P-V), tal como se encontra ilustrado na Figura 2.9, em que MPP (*Maximum Power Point)* é o ponto onde a potência é máxima, dada por P_{MPP} [18].

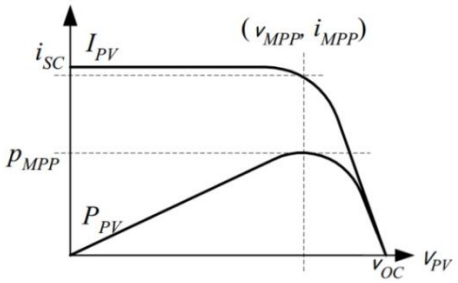


Figura 2.9 – Curvas características I-V e P-V de uma célula fotovoltaica

2.4.4.2. Influência de fatores externos no funcionamento dos painéis fotovoltaicos

As características elétricas dos painéis fotovoltaicos são fornecidas em função da radiação e da temperatura nas condições STC. No entanto, os valores nominais das características elétricas de um painel variam consoante as condições externas. A variação dessas características provoca alguns problemas, uma vez que afetam o correto funcionamento dos painéis, sendo necessário estudar o comportamento destes quando se encontram sob a influencia de fatores externos, como é o caso da radiação e da temperatura [19].

- **Influência da radiação**

A variação da radiação solar influencia a corrente produzida por uma célula tal como é possível verificar na equação (2.6). Na Figura 2.10 a) encontra-se representado o comportamento da corrente e na Figura 2.10 b) o comportamento da potência, ambos em função da tensão para uma temperatura constante (25 °C) e vários valores de radiação.

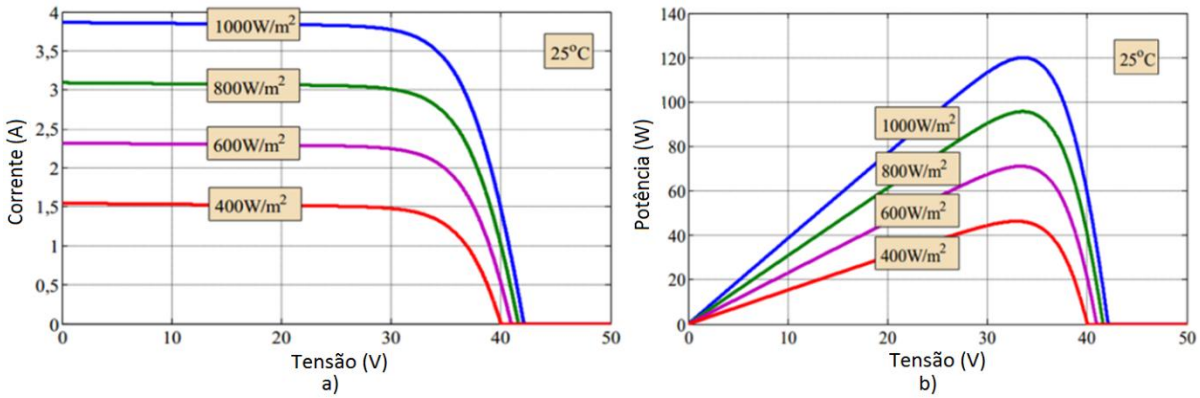


Figura 2.10 – Comportamento da a) corrente e b) da potência, em função da tensão, para vários valores de radiação solar [19].

Como é possível visualizar na Figura 2.10 a), existe uma diminuição do valor da corrente à medida que a radiação também diminui. O mesmo ocorre na Figura 2.10 b) para a potência. Relativamente à tensão, esta mantem-se praticamente constante.

- **Influência da temperatura**

Relativamente à temperatura, a diminuição do seu valor provoca um aumento da tensão de saída, para qualquer valor de corrente [19]. Na Figura 2.11 a) encontra-se representado o comportamento da corrente e na Figura 2.11 b) o comportamento da potência, ambos em função da tensão, para vários valores de temperatura e uma radiação constante (1000 W/m^2).

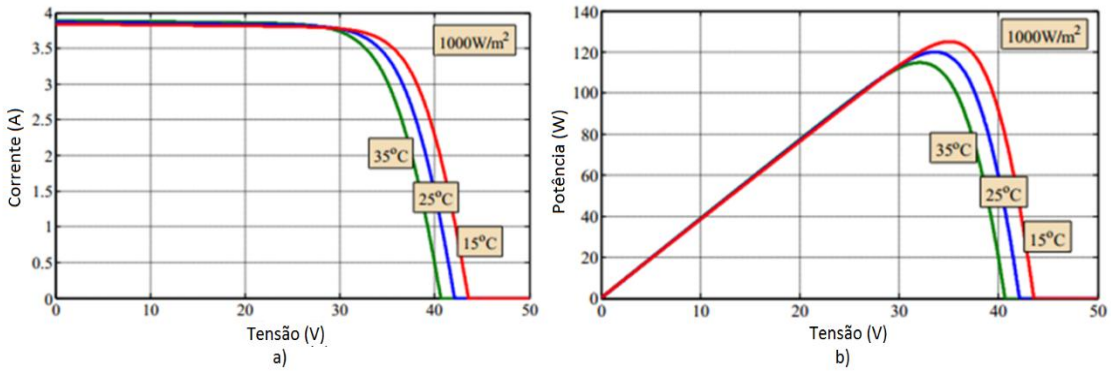


Figura 2.11 – Comportamento da corrente e da potência, em função da tensão, para vários valores de temperatura [19].

Como é possível visualizar na Figura 2.11 a), a tensão diminui à medida que a temperatura aumenta. O mesmo ocorre na Figura 2.11 b) para a potência. Relativamente à corrente, esta mantém-se praticamente constante até próximo da "zona de joelho".

2.5. Energia eólica

A conversão da energia eólica, que é a energia cinética associada ao ar em movimento, em energia elétrica é efetuada em equipamentos próprios que, genericamente, podem ser designados por aerogeradores [20]. Estes equipamentos permitem transformar a energia mecânica obtida devido à ação do vento incidente nas turbinas em energia elétrica [20].

Salientam-se as seguintes vantagens e desvantagens dos sistemas eólicos [21]:

Vantagens:

- Versatilidade – Podem ser utilizados em diversas aplicações como é caso de sistemas isolados para alimentação de determinadas cargas (iluminação, bombeamento de água, entre outros) ou em sistemas interligados à REE;
- Modularidade – Os sistemas eólicos podem ser rapidamente expandidos de forma a satisfazer determinadas necessidades energéticas como é o caso do aumento da carga ou simplesmente com o objetivo de aumentar a quantidade de energia produzida para REE;
- Não emite gases poluentes nem gera resíduos durante a sua operação;
- Sistema robusto e com pouca necessidade de manutenção.

Desvantagens:

- Poluição visual;
- Poluição sonora;
- Custo de investimento inicial elevado.

2.5.1. Tipos de aerogeradores

Existem vários tipos de aerogeradores de acordo com o tipo de turbina, que pode ser de eixo vertical ou de eixo horizontal [22]. A escolha do tipo de aerogerador depende, fundamentalmente, da sua localização e da força do vento que terá que suportar.

2.5.1.1. Aerogeradores de eixo horizontal

O aerogerador de eixo horizontal é o mais utilizado para a geração de energia elétrica devido, fundamentalmente, ao seu rendimento que ronda tipicamente os 45% [22]. No entanto, apresentam um custo superior ao das turbinas de eixo vertical. São normalmente mais utilizados em locais em que a direção do vento é quase constante ou quando o vento tem uma direção bem definida [22]. Existem várias configurações, dependendo do número de pás utilizadas. Normalmente são utilizadas as configurações com duas, três e multi-pás. A Figura 2.12 exemplifica os tipos de aerogeradores enumerados anteriormente [23].

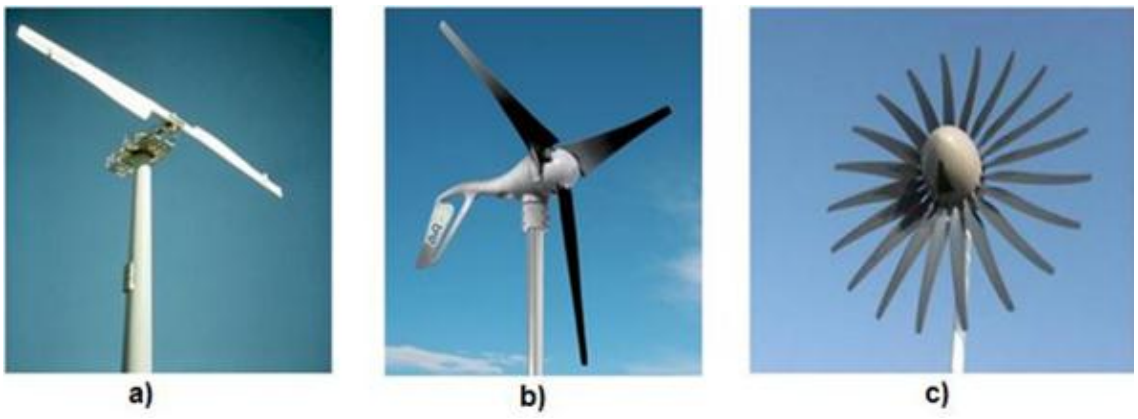


Figura 2.12 – Exemplos de aerogeradores de eixo horizontal, a) duas pás, b) três pás e c) multi-pás [23].

2.5.1.2. Aerogeradores de eixo vertical

O aerogerador de eixo vertical é o mais indicado para locais onde existe uma grande variação na direção do vento, uma vez que conseguem aproveitar o vento proveniente de qualquer direção [22]. São normalmente utilizados quando se pretende uma produção constante de energia elétrica em detrimento do rendimento ou em zonas onde o vento é mais fraco. O custo é geralmente inferior aos aerogeradores de eixo horizontal mas, em contrapartida, apresentam um menor rendimento. Como exemplos deste tipo de turbinas tem-se as do tipo *Darrieus* e *Savonius* representadas na Figura 2.13 a) e b), respetivamente.

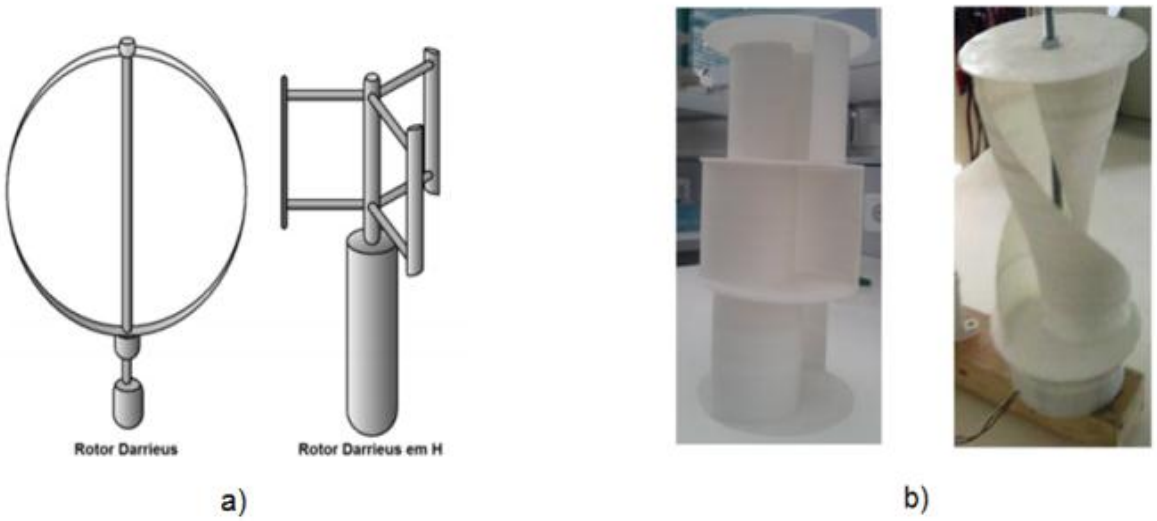


Figura 2.13 – Tipos de turbina de eixo vertical, a) *Darrieus* e b) *Savonius* [23].

2.5.1.3. Principais conceitos associados aos aerogeradores

A potência disponível no vento é dada por [24]:

$$P_{Vento} = \frac{1}{2}\rho A_t {V_{Vento}}^3; \tag{2.10}$$

onde ρ representa a densidade do ar (normalmente considerada 1,225 kg/m^3), A_t a área das pás da turbina (m^2) e V_{Vento} a velocidade do vento (m/s).

A potência disponível no vento não pode ser transformada completamente em energia mecânica, estando limitada pelo limite de Betz que estipula um máximo teórico para o rendimento de 59,23%, independentemente do tipo de turbina utilizada [24].

O rendimento de uma turbina pode ser caracterizado pelo seu coeficiente de potência (C_P) que varia consoante o tipo de turbina e pode ser obtido através da equação (2.11) [24]:

$$C_p = \frac{P_{Veio}}{P_{Vento}} = \frac{\omega T_t}{\frac{1}{2}\rho A_t {V_{Vento}}^3}; \tag{2.11}$$

onde P_{Veio} representa a potência mecânica no veio do gerador, ω a velocidade angular (rad/s) e T_t o torque gerado pela turbina (Nm).

A equação que caracteriza a potência elétrica que pode ser extraída do gerador eólico encontra-se definida na equação (2.12) [24].

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} C_p \rho A_t {V_{Vento}}^3 \tag{2.12}$$

Outro parâmetro de interesse no estudo das turbinas eólicas é a razão existente entre as velocidades nas pás (*TSR – Tip Speed Ratio*), que relaciona a velocidade linear (m/s) na extremidade da pá da turbina de raio R_t (m) rodando a uma velocidade angular ω (rad/s) e a velocidade do vento V_{vento} (m/s) [22] [24].

$$TSR = \lambda = \frac{\omega R_t}{V_{vento}} \tag{2.13}$$

Relacionando os parâmetros C_P e o *TSR* de uma turbina, é possível realizar uma análise mais precisa do desempenho dos aerogeradores. Uma das expressões mais utilizadas encontra-se representada em (2.14) [20].

$$C_p = 0{,}22 \times \left(\frac{116}{\lambda_i} - 5\right) e^{\left(-\frac{12{,}5}{\lambda_i}\right)}, \text{com } \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - 0{,}035} \tag{2.14}$$

Na Figura 2.14 encontram-se representados os coeficientes de potência típicos para os tipos de turbina mais usuais em função do *TSR* [25].

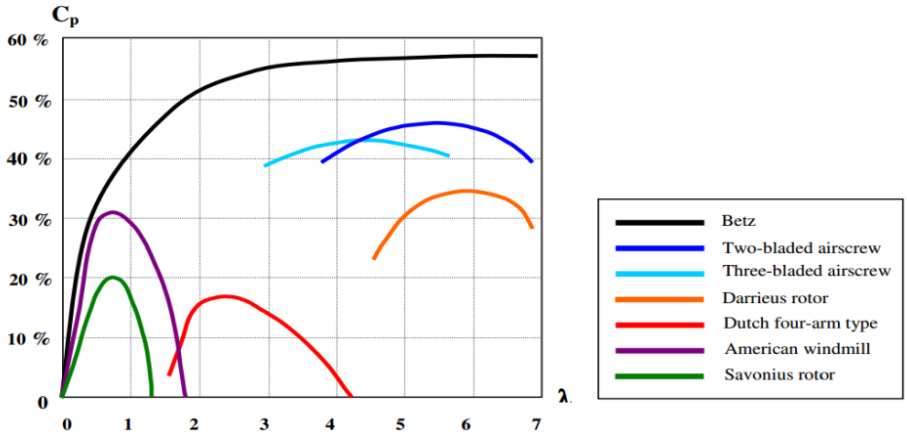


Figura 2.14 – Rendimento de vários tipos de turbinas [25].

Através da análise da Figura 2.14 é possível verificar que, para manter o valor C_P máximo, é necessário que a velocidade angular ω da turbina acompanhe as variações da velocidade do vento, mantendo o valor mais elevado do *TSR* [24].

2.5.1.4. Geradores elétricos

Os geradores elétricos são utilizados nos aerogeradores para converter a energia mecânica numa tensão contínua (no caso de uma máquina DC) ou alternada (no caso das máquinas AC síncronas e assíncronas) [24]. A escolha do gerador depende das características específicas da turbina, como é o caso do rendimento, velocidade nominal e constante de inércia [24]. Os geradores são constituídos fundamentalmente pelo estator (parte fixa) e pelo rotor (parte rotativa) [26]. Ambas as secções são construídas com chapas de aço laminadas e eletricamente isoladas, contendo enrolamentos nas suas ranhuras [26]. As chapas possuem características magnéticas de alta permeabilidade, que possibilitam a criação de um caminho magnético de baixa relutância para o fluxo magnético, diminuindo assim o fluxo disperso e concentrando o campo nos entreferros [26].

Um dos geradores mais utilizados nos aerogeradores é o síncrono [25]. São denominados por síncronos, uma vez que a frequência elétrica da tensão gerada está sincronizada com a velocidade mecânica, como é possível verificar através da equação (2.15) [26]:

$$fe = \frac{n_m P_p}{120}; \tag{2.15}$$

onde *fe* corresponde à frequência elétrica em Hertz (Hz), n_m à velocidade do rotor em rotações por minuto (rpm) e P_p o número de pares de pólos. Neste tipo de geradores os enrolamentos do estator, também conhecidos como enrolamentos de armadura, são alimentados por uma corrente alternada trifásica, produzindo uma onda de fluxo magnético ou um campo magnético girante com uma frequência definida pela tensão de alimentação [27]. Os enrolamentos do rotor, denominados por enrolamentos de campo, são alimentados por uma corrente contínua, produzindo um campo magnético contínuo e estático [27]. Como forma de aumentar o desempenho, os enrolamentos de campo das máquinas síncronas são substituídos por ímanes permanentes tais como o neodímio-ferro-boro (NdFeB) e o samário-cobalto (SmCo) [27]. Para aplicações de menor desempenho e menos dispendiosas são utilizados ímanes cerâmicos (ferrites) [27]. Estes geradores costumam ser designados por PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*). Na Figura 2.15 encontram-se dois exemplares deste tipo de gerador [28] [29].

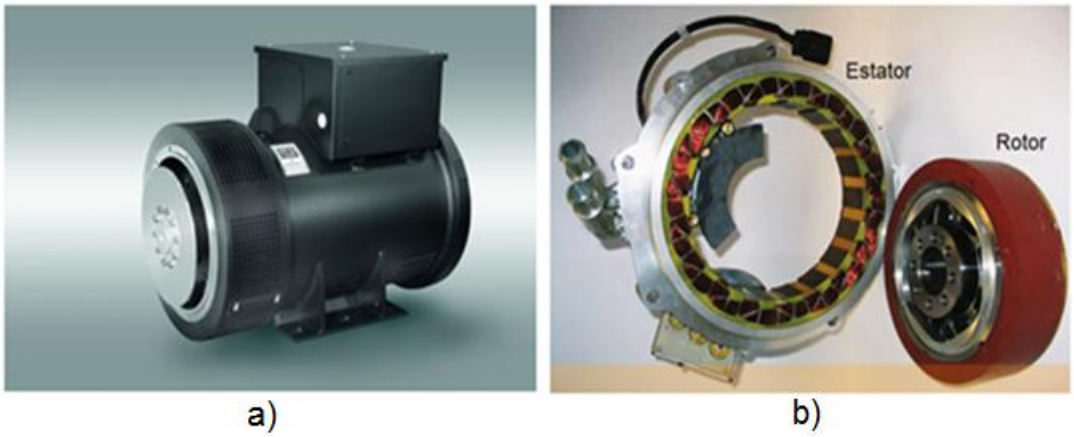


Figura 2.15 – a) Exemplar de uma máquina de síncrona de ímanes permanentes e b) estator e rotor vistos separadamente [28] [29].

Os ímanes permanentes permitem a redução do volume do rotor, uma vez que estes ocupam menos espaço relativamente aos enrolamentos de cobre, e como não existem enrolamentos no rotor, não será necessária uma corrente para alimentá-los [27]. Estes fatores permitem aumentar o rendimento da máquina e a relação torque/volume [27].

2.5.2. Extração da máxima potência das fontes de energia renováveis

Em fontes de energia renovável, em especial a fotovoltaica e a eólica, é necessário realizar ajustes constantes na potência extraída em função da potência disponibilizada pela fonte de forma a garantir que o sistema opere o máximo de tempo possível sobre o ponto de máxima potência [20]. Para tal, são utilizados MPPT's, que maximizam a extração da potência fornecida pela fonte de energia. A descrição dos principais MPPT's utilizados em sistemas fotovoltaicos e em sistemas eólicos encontra-se no anexo A.

2.6. Conversores DC/DC

Os conversores DC/DC são sistemas eletrónicos comutados de potência cujo objetivo é transformar a energia elétrica de um gerador de tensão ou corrente contínua para uma carga de energia em corrente contínua [30]. As grandezas de saída dos conversores devem ser o mais constantes possível de forma a satisfazer os requisitos das cargas, assim como as grandezas de entrada, de modo a otimizar o funcionamento do gerador [30].

Os principais tipos de conversores DC/DC sem transformador são o redutor (*buck*), elevador (*boost*), redutor/elevador (*buck/boost*), *cúk*, *sepic* e *zeta* [31].

O conversor DC/DC redutor permite obter à saída, uma tensão inferior à da entrada, enquanto o conversor DC/DC elevador funciona inversamente, ou seja, permite obter uma tensão de saída superior à de entrada [31]. Os outros conversores permitem realizar as duas funções, isto é, permitem reduzir ou aumentar a tensão conforme os

sinais de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência que funcionam como interruptores de potência [31].

Relativamente aos conversores com transformador, os mais utilizados são o *forward*, *flyback*, *cúk* isolado, *sepic* isolado e *zeta* isolado [31]. Os conversores com transformador apresentam como principal vantagem o facto de oferecerem isolamento galvânico, separando eletricamente ambos os circuitos e prevenindo que correntes indesejadas fluam entre duas secções que partilhem a mesma massa [31]. No entanto, os transformadores têm tendência a serem volumosos, pesados e apresentarem um rendimento inferior relativamente aos conversores DC/DC sem transformador devido a perdas no material magnético por histerese ou pelas correntes de eddy [32] [33].

Todos os conversores apresentados são muito utilizados como forma de conversão de energia em aplicações que envolvam painéis fotovoltaicos, células de combustível, baterias, entre outros [32].

Os conversores comutados redutor e elevador utilizam um díodo e um transístor numa configuração que permite a não interrupção de elementos que se comportam como fontes de corrente (bobines) e não curto-circuitem elementos com um funcionamento semelhante a uma fonte de tensão (condensadores) [30].

Na Figura 2.16 e na Figura 2.17 encontram-se representados os esquemas dos conversores DC/DC redutor e elevador, bem como as principais formas de onda em ambos os casos [30].

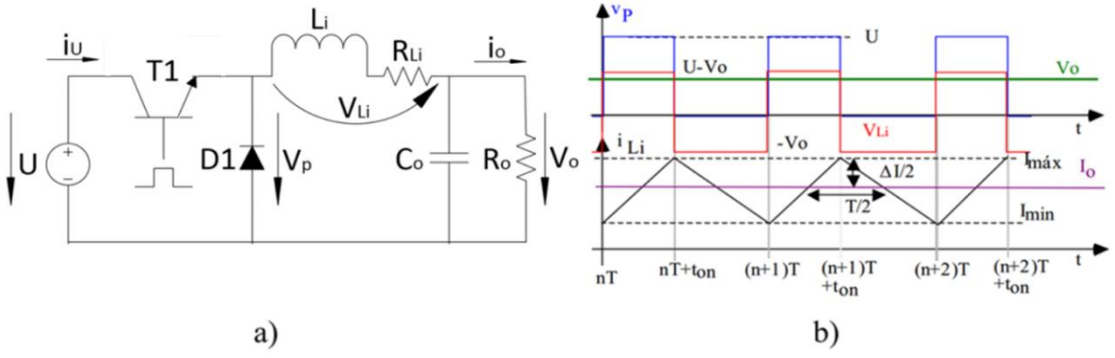


Figura 2.16 – a) Conversor redutor e b) as suas formas de onda [30].

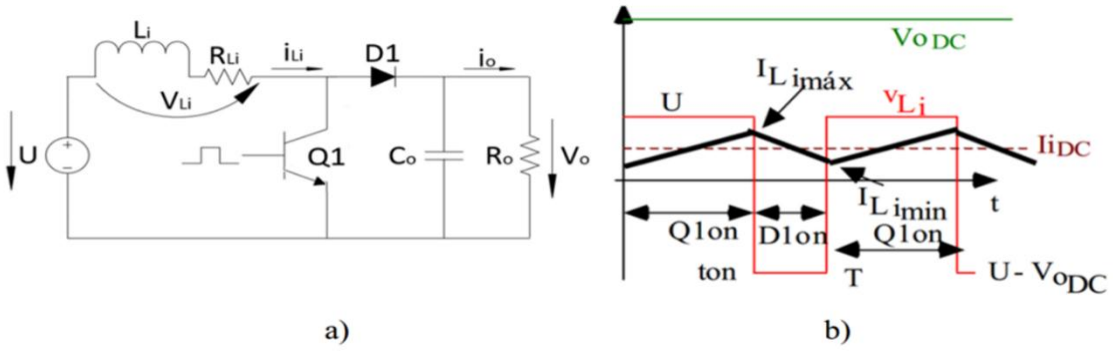


Figura 2.17 – a) Conversor elevador e b) as suas formas de onda [30].

Estes conversores são unidirecionais pois, a corrente apenas flui da entrada para a saída [30]. A relação entre a tensão de entrada e a tensão de saída depende do fator de ciclo dos semicondutores de comutação forçada [30].

A tensão aos terminais da bobine é dada por [30]:

$$\textit{Redutor: } V_{Li}(t) = \begin{cases} U - V_O & se\ 0 < t < T_{ON} \\ -V_O & se\ T_{ON} < t < T \end{cases}; \tag{2.16}$$

$$\textit{Elevador: } V_{Li}(t) = \begin{cases} U & se\ \ 0 < t < T_{ON} \\ U - V_O & se\ \ T_{ON} < t < T \end{cases}; \tag{2.17}$$

em que V_{Li} é a tensão aos terminais da bobine, U a tensão de entrada, V_O a tensão de saída, T_{on} o tempo em que o semicondutor se encontra ligado e T o período de comutação.

Assumindo que o valor médio da tensão aos terminais da bobine é zero, pelas equações (2.16) e (2.17), é possível obter as relações de conversão dos diferentes conversores [30]:

$$\text{Redutor} - \begin{cases} \frac{V_O}{U} = \delta; & (2.18) \\ \frac{i_O}{i_U} = \frac{1}{\delta}; & (2.19) \\ P_O = \frac{U^2\delta^2}{R_O}; & (2.20) \end{cases}$$

$$\text{Elevador} - \begin{cases} \frac{V_O}{U} = \frac{1}{1-\delta}; & (2.21) \\ \frac{i_O}{i_U} = 1 - \delta; & (2.22) \\ P_O = \frac{1}{R_O(1-\delta)^2}; & (2.23) \end{cases}$$

em que:

$$\delta = \frac{T_{ON}}{T}; \tag{2.24}$$

$$f = \frac{1}{T}; \tag{2.25}$$

onde I_U é a corrente de entrada, I_O a corrente de saída, R_O a resistência de carga, P_O a potência de saída, δ o factor de ciclo e f a frequência de comutação.

2.7. Técnicas de controlo dos conversores

As técnicas de controlo de conversores são utilizadas de forma a controlar as variáveis de estado associadas aos mesmos, permitindo obter respostas adequadas às características do conversor utilizado, assegurando a estabilidade dinâmica, robustez e imunidade a possíveis perturbações nos seus parâmetros [34]. Grandezas como a

corrente e a tensão, que dependem das variáveis de estado do conversor, podem ser modelizadas para sistemas lineares [34]. Os compensadores são utilizados para assegurar que as grandezas sigam as suas referências sem erro estático e com uma resposta dinâmica pretendida [34]. Existem várias técnicas para o controlo dos conversores, como por exemplo o controlo por histerese ou modo de deslizamento, PWM (*Pulse Width Modulation*) e o modo preditivo [34].

2.7.1. Controlo por modo de deslizamento (histerese)

É uma técnica de controlo não linear que se baseia na limitação da corrente numa determinada região para que esta siga uma determinada referência, obtendo-se um sinal de controlo adequado para o semicondutor eletrónico de potência [35]. Na Figura 2.18 encontra-se um exemplo do comportamento da corrente e o respetivo sinal de controlo do semicondutor [36].

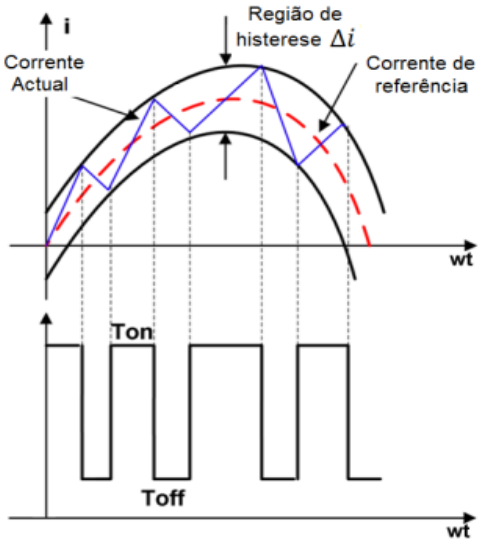


Figura 2.18 – Comportamento da corrente no controlo por histerese [36].

Os controladores de histerese são simples de implementar, robustos, independentes da variação dos parâmetros da carga e com um ótimo desempenho dinâmico. Todavia, têm como principal desvantagem de possuírem uma frequência de comutação variável [36].

2.7.2. Modulação PWM

A modulação PWM caracteriza-se pelo uso de uma portadora, com frequência na ordem das dezenas de kHz e por um sinal de referência denominado por modulante [37]. O sinal modulante é comparado com a portadora, obtendo-se assim os sinais de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência. Quanto maior a frequência de comutação da portadora, maior será a frequência dos harmónicos, o que facilita a sua filtragem. Para uma boa reprodução da onda desejada, a portadora deverá possuir uma frequência no mínimo 20 vezes superior à frequência máxima da modulante [38].

Na Figura 2.19 a) encontra-se representado um exemplo de controlo com PWM a 2 níveis e na Figura 2.19 b) a 3 níveis, utilizando portadoras triangulares. Também existe a possibilidade de utilizar um sinal do tipo de dente serra como portadora, mas com a desvantagem de apresentarem um maior número de harmónicos no espectro de tensão da saída próximos da frequência fundamental quando comparado com os da portadora triangular [39].

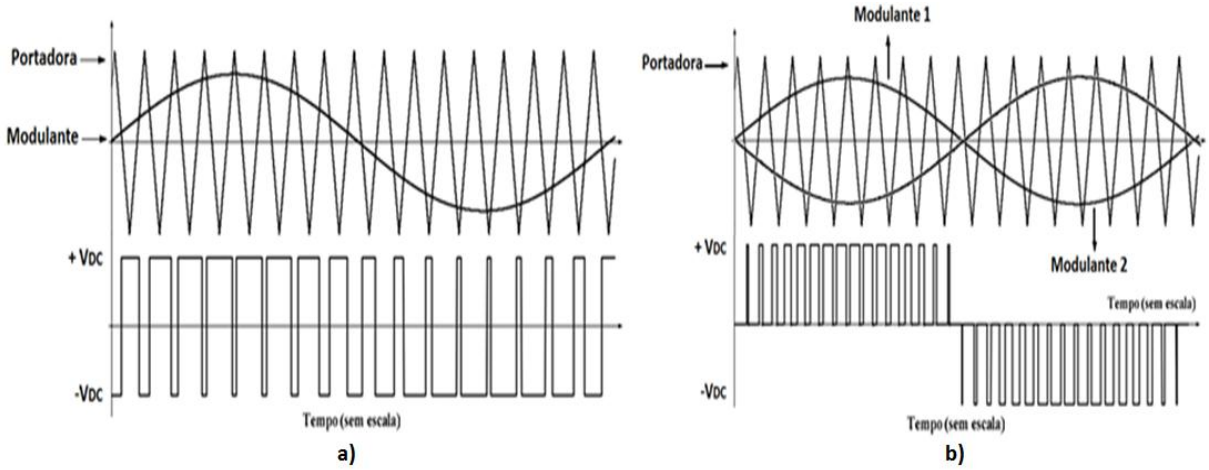


Figura 2.19 – Modulação PWM de a) 2 níveis e b) de 3 níveis, com uma portadora triangular [39].

Na modulação PWM de 3 níveis, os impulsos de controlo de cada braço do inversor podem ser obtidos de forma independente, ou seja, os impulsos de um braço são obtidos a partir da comparação da portadora com a modulante 1 e para outro braço a partir da comparação com a modulante 2 [39]. A grande vantagem do controlo a 3 níveis é o facto de permitir uma diminuição das harmónicas presentes no sinal de saída, resultando em componentes passivos de filtragem do sinal de saída com menor valor e, consequentemente, de menor volume [39]. Existe também uma redução nas perdas dos semicondutores eletrónicos de potência e emissões eletromagnéticas devido ao facto de as derivadas da corrente e da tensão serem menores, visto que a tensão de saída varia de 0 a $+V_{DC}$ ou $-V_{DC}$ em cada transição, sendo que no controlo com 2 níveis varia entre $-V_{DC}$ e $+V_{DC}$ [38] [39].

2.8. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como isolados, híbridos ou com interligação à REE [40].

2.8.1. Sistemas isolados

Os sistemas isolados são utilizados essencialmente em locais remotos tais como propriedades rurais e embarcações, e na alimentação de equipamentos isolados, como é o caso de sinais de sinalização ou radares [40]. Na Figura 2.20 encontra-se um exemplo deste tipo de sistema, com armazenamento intermédio, e com a possibilidade de alimentar cargas DC e AC [40].

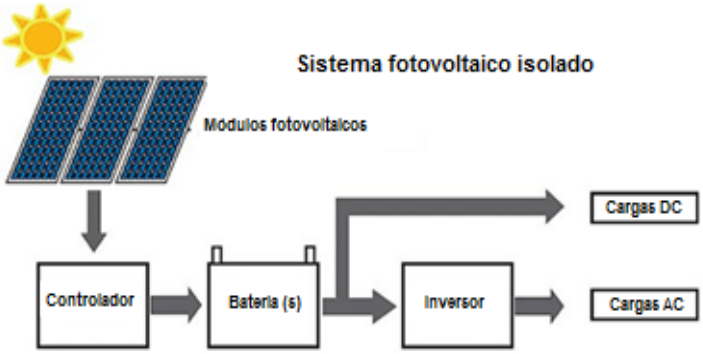


Figura 2.20 – Exemplo de um sistema fotovoltaico isolado [40].

2.8.2. Sistemas híbridos

Denominam-se por sistemas híbridos aqueles que utilizam mais do que uma fonte de geração de energia, como por exemplo o gerador a diesel, as turbinas eólicas/hídricas e sistemas fotovoltaicos [40]. Estes são, normalmente, sistemas mais complexos e necessitam de um controlador robusto capaz de integrar e otimizar os vários tipos de fontes [40]. Na Figura 2.21 encontra-se um exemplo de um sistema deste tipo [41] .

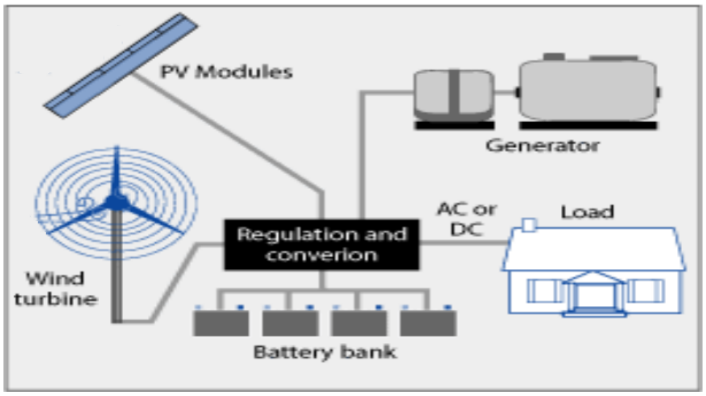


Figura 2.21 – Exemplo de um sistema de microprodução híbrido [41].

2.8.3. Sistemas interligados à REE

Existem várias configurações possíveis para interligar os painéis fotovoltaicos à REE [42]. Tais configurações têm vindo a sofrer algumas alterações ao longo dos anos com o objetivo de melhorar o rendimento, de reduzir o número de componentes do sistema e, consequentemente, diminuir o custo de investimento [42]. Os sistemas podem ser de apenas um nível ou multinível, de acordo com o número de conversões intermédias de energia existentes até à conexão à REE [18]. Na Figura 2.22 a) encontra-se representado uma topologia de apenas um nível e na Figura 2.22 b) de dois níveis [18].

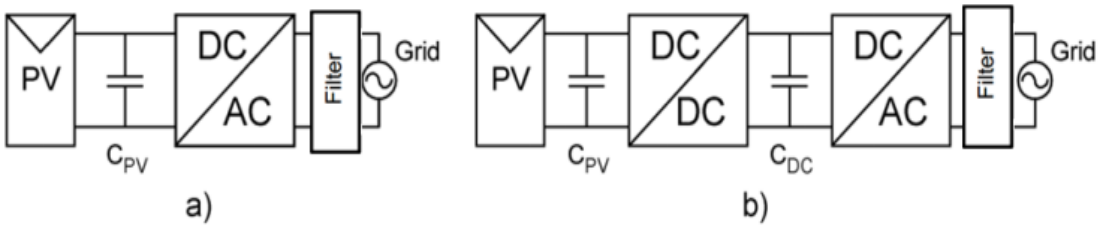


Figura 2.22 – Topologias a) de um único nível e de b) dois níveis [18].

2.8.3.1. Sistemas sem armazenamento intermédio

As topologias mais usuais para a conexão de sistemas fotovoltaicos à REE sem armazenamento intermédio são [18] [42]:

Sistemas centralizados – Encontra-se um exemplar representado na Figura 2.23 a) e foram das primeiras configurações utilizadas em sistemas fotovoltaicos, consistindo em conjuntos ou combinações (*strings*) de painéis fotovoltaicos ligados entre si por forma a obter as correntes e as tensões desejadas. Posteriormente, estas combinações encontram-se conectadas a um único inversor com o objetivo de controlar a energia AC enviada para a REE. Uma das principais desvantagens desta topologia é o facto de não possuir um sistema de MPPT para cada conjunto de painéis, visto possuir apenas um inversor. Assim, é impossível otimizar a potência fornecida por cada painel e, consequentemente, do sistema em geral. Outra desvantagem é o facto de, em caso de falha do inversor, todo o sistema deixa de poder fornecer energia à REE.

Sistemas com um único conjunto (*string*) de painéis fotovoltaicos – Esta topologia encontra-se representada na Figura 2.23 b) e é a mais utilizada em aplicações de menor dimensão, como é o caso das casas de habitação. Cada *string* encontra-se ligada a um inversor, evitando que, em caso de falha do mesmo, todo o sistema deixe de funcionar. O uso de vários inversores também possibilita que cada conjunto de painéis fotovoltaicos possua o seu próprio sistema de MPPT, aumentando o rendimento do sistema. No entanto, o uso de vários inversores também é considerado como uma desvantagem, uma vez que aumenta o custo final do sistema.

Sistemas com múltiplos conjuntos (*multi-string*) de painéis fotovoltaicos – Tal como se encontra representado na Figura 2.23 c), neste tipos de sistemas, cada conjunto de painéis encontra-se ligado a um conversor DC/DC, com sistema de MPPT incorporado e ligados a um único inversor. Com esta configuração é possível otimizar cada conjunto de painéis fotovoltaicos e, ao mesmo tempo, reduzir o custo associado ao sistema, visto que só se utiliza um inversor. No entanto, e tal como nos sistemas centralizados, em caso de falha do inversor, todo o sistema deixa de funcionar.

Sistemas modulares – O sistema representado na Figura 2.23 d) é denominado por modular, uma vez que a sua principal característica reside em cada painel fotovoltaico possuir um inversor. Este sistema permite otimizar cada painel individualmente, sendo o mais eficiente dos esquemas apresentados. O grande problema centra-se no investimento inicial necessário e a posterior manutenção.

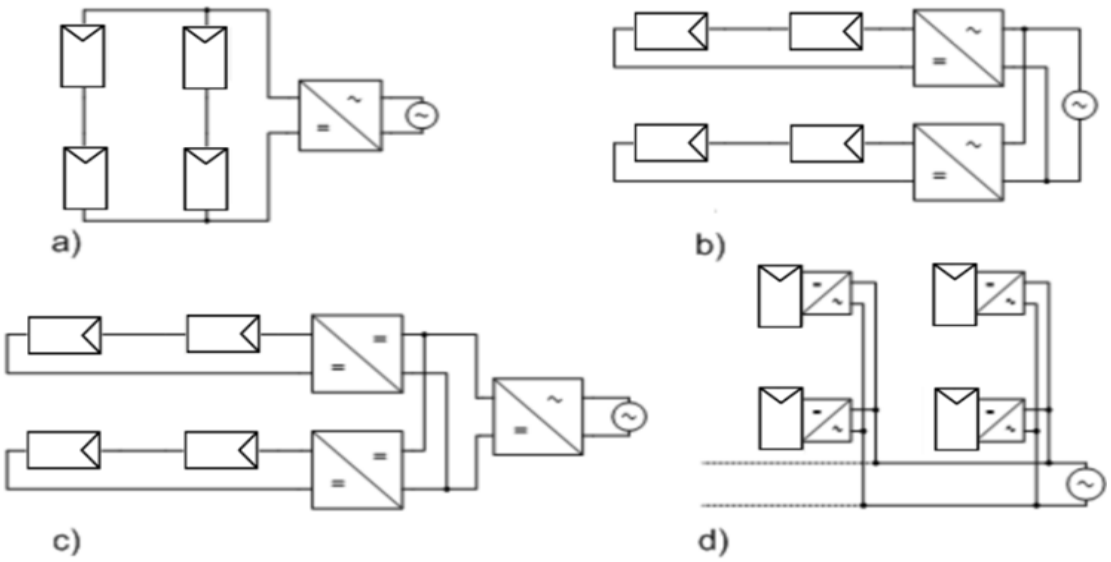


Figura 2.23 – Topologias mais usuais de interligação dos sistemas fotovoltaicos à rede: a) centralizada, b) *string*, c) *multi-string* e d) modular [18].

2.8.3.2. Sistemas com armazenamento intermédio

Existem três razões principais para a inclusão de sistemas de armazenamento intermédio, normalmente baterias, em sistemas fotovoltaicos. As razões são as seguintes [43]:

- Serve para alimentar as cargas durante os dias em que as condições atmosféricas são desfavoráveis bem como à noite, em caso de falha no fornecimento de energia por parte do distribuidor ou como meio para assegurar a estabilidade da REE em caso de necessidade, otimizando o seu funcionamento;
- Pode funcionar com sistema de *backup*, caso a potência produzida pelos painéis fotovoltaicos não seja suficiente para alimentar as cargas ou para satisfazer uma determinada potência requisitada pela REE, prevenindo que exista uma queda brusca na energia transferida para a mesma, contribuindo para a sua estabilidade e otimização. A potência produzida pelos painéis fotovoltaicos pode variar muito rapidamente num curto espaço de tempo, o que pode provocar o mau funcionamento de muitas cargas elétricas, já que a maior parte destas necessitam de ser alimentadas por uma potência constante, além de que pode introduzir perturbações na REE, principalmente ao nível da tensão e da frequência;
- As baterias previnem as grandes variações que possam ocorrer na tensão devido ao facto da tensão num painel fotovoltaico poder variar entre o valor de curto-circuito e de circuito-aberto. A maioria das cargas não consegue trabalhar com uma gama de valores tão extensa. A colocação de baterias entre os painéis fotovoltaicos e as cargas assegura que a variação da tensão não seja tão elevada, a não ser em casos extremos como a descarga total das baterias.

As principais configurações utilizadas com recurso a baterias estão representadas na Figura 2.24, sendo posteriormente descrito o seu funcionamento [44].

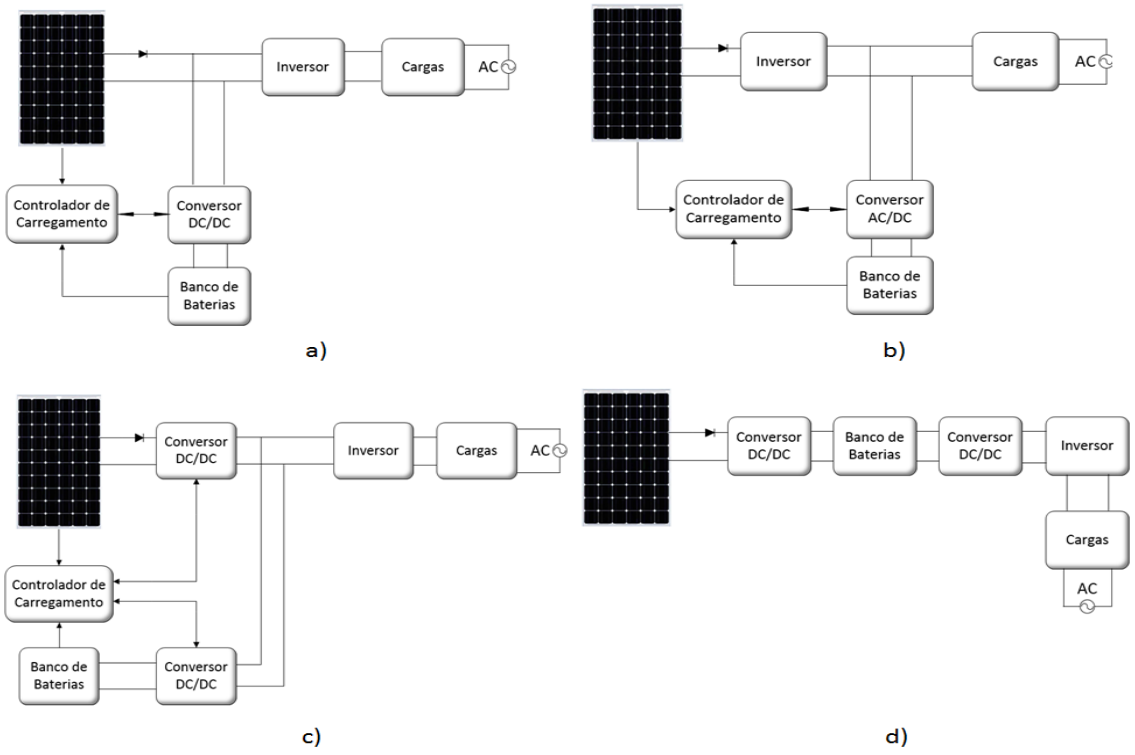


Figura 2.24 – Exemplos de topologias de sistemas fotovoltaicos conectados à REE com armazenamento de energia [44].

Na topologia representada na Figura 2.24 a), o painel fotovoltaico é ligado a um conversor DC/DC que se encontra conectado diretamente a um banco de baterias. Quando existe radiação solar suficiente, o conversor DC/DC carrega as baterias e a restante energia é transferida diretamente para as cargas e/ou para REE através do inversor. Em caso de não haver radiação solar, a energia armazenada nas baterias é transferida para a carga através do conversor DC/DC e do inversor. Este sistema necessita que o conversor DC/DC seja bidirecional, uma vez que tem a dupla função de carregar e de fornecer a energia destas às cargas e/ou à REE.

No caso representado na Figura 2.24 b), o banco de baterias está encontra-se entre o inversor e as cargas. As baterias são ligadas ao *link* AC através de um inversor. O inversor deve maximizar a potência extraída dos painéis fotovoltaicos com a utilização de um algoritmo de MPPT e transferi-la até às cargas. Em caso de haver radiação solar suficiente, o painel fotovoltaico deve satisfazer os requisitos energéticos das cargas, da REE e carregar o banco de baterias. Em caso de ausência ou insuficiência na radiação solar o inversor deve ser desligado, estando a cargo do inversor a tarefa de alimentar as cargas e/ou fornecer energia à REE.

Na configuração representada na Figura 2.24 c), o painel fotovoltaico e o banco de baterias encontram-se equipados com o seu próprio conversor DC/DC. O conversor DC/DC ligado ao painel fotovoltaico deve ser unidirecional, enquanto o

conversor DC/DC ligado ao banco de baterias deve ser bidirecional de forma a poder carregar as baterias ou fornecer a energia armazenada nestas para alimentar as cargas e/ou fornecer energia à REE.

A topologia representada na Figura 2.24 d) possui um conversor DC/DC ligado diretamente aos painéis fotovoltaicos com o objetivo de adaptar a tensão destes relativamente à do banco de baterias. Posteriormente, é utilizado outro conversor DC/DC de modo a obter valores de tensão adequados ao correto funcionamento do inversor.

Os sistemas apresentados também são válidos para os sistemas eólicos com ligeiras alterações, dependendo do tipo de gerador a utilizar. No caso do gerador DC, não é necessário realizar nenhuma alteração, uma vez que a tensão AC gerada em cada enrolamento da armadura é, posteriormente, convertida para uma tensão DC através dos comutadores que formam um retificador mecânico. Com a utilização de um gerador AC é necessário, devido às características dos sistemas apresentados, passar as grandezas alternadas geradas pelo mesmo para o domínio contínuo através, por exemplo, de um retificador.

O gerador DC apesar de gerar grandezas quase contínuas, apresenta como uma das principais desvantagens o facto de necessitar de uma maior manutenção, devido aos componentes utilizados, como é o caso das escovas [26]. Apesar de ser necessário passar as grandezas do tipo alternado geradas por um gerador AC para DC, para que se possam enquadrar nos sistemas anteriormente apresentados, não necessitam de tanta manutenção quando comparados com um gerador DC [26].

2.9. Armazenamento intermédio de energia com baterias

Normalmente são utilizadas baterias para armazenar energia em sistemas de conversão de baixa potência com armazenamento intermédio, ou seja, até à ordem dos kW [34].

Uma bateria é um dispositivo constituído por células que convertem energia química em energia elétrica e vice-versa [45]. Na Figura 2.25 é possível visualizar um esquema simplificado de uma célula de uma bateria [45]. As células podem ser combinadas em série e em paralelo por forma a aumentar a tensão e a corrente, respetivamente.

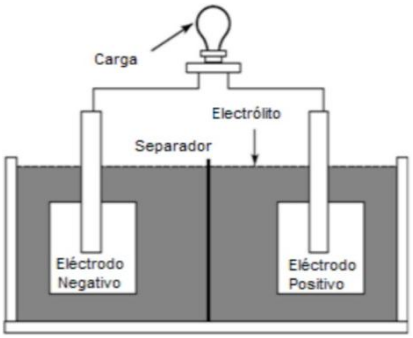


Figura 2.25 – Esquema simplificado de uma célula de uma bateria [45].

Como é possível verificar pela Figura 2.25, uma célula é composta por um elétrodo negativo que durante a descarga fornece eletrões à carga que se encontra ligada à bateria, enquanto o elétrodo positivo recebe eletrões vindos da mesma [45]. O eletrólito completa o circuito interno da célula fornecendo iões ao elétrodo positivo e negativo [45]. O separador tem como função impedir o surgimento de curto-circuitos entre o elétrodo positivo e o negativo [45]. O separador usado varia de acordo com o tipo de bateria e tem de permitir a transferência de iões entre os dois lados do eletrólito que é geralmente constituído por um plástico poroso ou por fibra de vidro [45].

As principais características de uma bateria são [46]:

Capacidade – Indica a quantidade de energia que uma bateria pode fornecer quando é descarregada de uma forma uniforme durante um dado período de tempo. É medida em amperes-hora (Ah). A título de exemplo, se uma bateria indicar que possui uma capacidade de 1000 Ah (C1000), 1,75 V por célula a 25 °C significa que, a uma temperatura ambiente constante de 25 °C, poderá fornecer 10 A durante 100 h, após as quais a tensão aos terminais de cada célula será de 1,75 V.

Estado de carregamento (SOC – *State of charge*) - Expressão utilizada para caracterizar a capacidade de uma bateria, num dado momento, em percentagem. É normalmente calculada através do integral da corrente como forma de determinar as variações da capacidade da bateria ao longo do tempo.

Profundidade de descarga (DOD – *Depth of Discharge*) - Indica a percentagem da capacidade nominal que foi usada antes de se proceder ao recarregamento da bateria. Uma descarga de 80% DOD é considerada como uma descarga profunda.

Tensão nominal (V) – Tensão aos terminais da bateria com uma carga. Esta tensão varia consoante o SOC e a corrente de carregamento/descarregamento.

Tensão em circuito-aberto (V) – Tensão aos terminais da bateria sem carga. A tensão em circuito-aberto depende do estado de carga e aumenta à medida que a bateria é carregada.

Resistência interna (Ω) – Resistência de carga/descarga associada à bateria cujo valor varia com o SOC. Com o aumento da resistência interna, o rendimento da bateria diminui e, consequentemente, também a estabilidade térmica, uma vez que a energia usada para carregar a bateria é transformada em calor.

As baterias devem ser colocadas em locais ventilados, uma vez que o seu desempenho é afetado pelo aumento da temperatura que, por consequência, aumenta a corrente de auto-descarga e diminui o rendimento no processo de carregamento das mesmas [34].

Na Tabela 2.2 são comparadas as principais características de possíveis tipos de baterias a utilizar num sistema com armazenamento intermédio de energia [47].

Tabela 2.2 – Comparação de algumas características entre tipos os vários tipos de baterias [47].

Tipo de baterias	Densidade de energia (Wh/kg)	Potência (W)	Rendimento (%)	Vida útil (ciclos)	Vida útil (anos)	Custo
Ácidas de chumbo	23 – 45	1 – 100	60 – 95	300 – 500	5 – 15	Baixo
Níquel - Cádmio	20 – 40	1 m – 10 k	60 – 80	300 – 1500	15 – 20	Médio
Hidretos metálicos de Níquel	45 – 75	1 m – 10 k	65 – 70	300 – 600	15 – 20	Alto
Iões de Lítio	80 – 150	1 – 50	90 – 100	1500 – 3000	5 – 15	Muito Alto

Para um carregamento rápido, seguro e completo de uma bateria de ácido de chumbo, alguns fabricantes recomendam a divisão do processo de carregamento em três fases que são geralmente denominadas por região de carga profunda (região 1), de sobrecarga (região 2) e de flutuação (região 3) [48]. A Figura 2.26 ilustra as curvas da corrente e da tensão para as diferentes regiões [49].

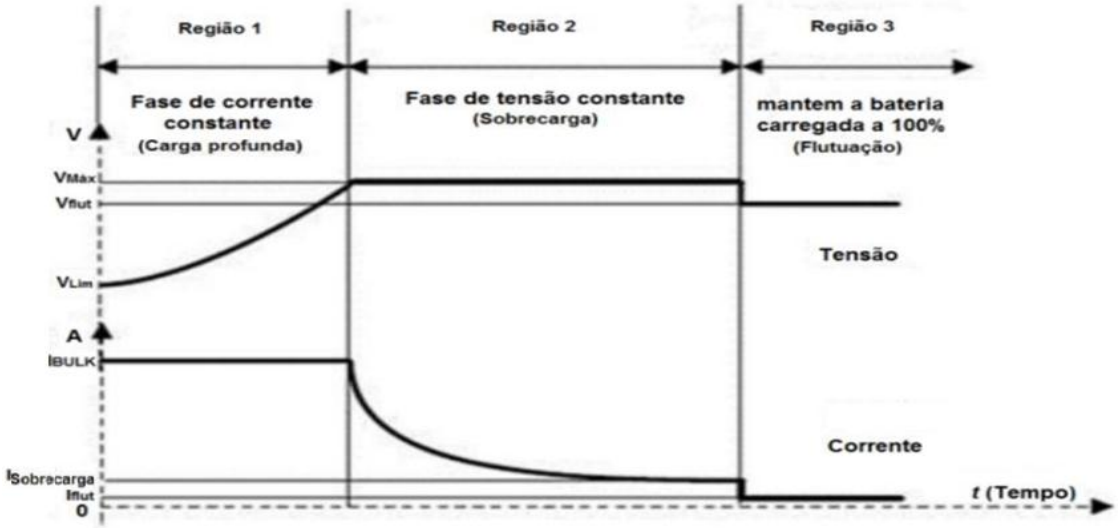


Figura 2.26 – Curvas da corrente e da tensão no processo de carga de uma bateria ácida de chumbo [49].

Caracterização das diferentes regiões [34] [48]:

Região 1 – A bateria, ao ser completamente descarregada, atinge um valor de limite de tensão V_{Lim}. Quando esta situação ocorre, é fornecida uma corrente I_{Bulk} constante até atingir sensivelmente os 80% da capacidade total. Esta corrente não deverá ser muito elevada por forma a não provocar um aquecimento excessivo e um desgaste prematuro da bateria. Em geral, o valor da corrente I_{Bulk} deverá corresponder, a 10 % da capacidade

total da bateria. Deve ser aplicada até que o valor da tensão atinja o valor máximo de sobrecarga $V_{Máx}$.

Região 2 – Ao atingir esta região, a bateria deverá ser carregada através de uma tensão $V_{Máx}$. O valor da corrente $I_{Sobrecarga}$ ronda os 2 % da capacidade total da bateria.O fim desta fase de carregamento é atingido quando a corrente cai para um valor de flutuação I_{flu}.

Região 3 – Nesta região é recomendada a aplicação de uma tensão um pouco inferior à tensão $V_{Máx}$, denominada por V_{flut}, e uma corrente de recarga I_{flu} muito pequena que é responsável apenas por compensar a auto-descarga. Essa condição é conhecida como flutuação. O valor da corrente I_{flut} ronda 1 % da capacidade total da bateria.

2.10. Conversores DC/AC

Os conversores DC/AC, também conhecidos por inversores, podem ser monofásicos ou trifásicos e são responsáveis por converter a energia elétrica de uma fonte de tensão ou corrente contínua em tensões e/ou correntes alternadas [50]. Na Figura 2.27 encontra-se representado um inversor monofásico de onda completa [50].

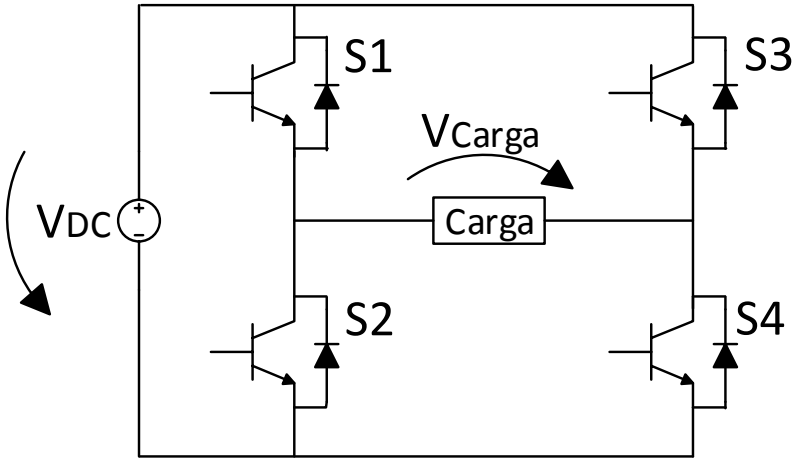


Figura 2.27 – Inversor monofásico [50].

Como meio de interligação dos inversores à REE, são geralmente utilizados filtros passivos ou ativos que permitem gerar um tipo de onda adequada a ser injetada na mesma.

2.11. Filtros

O conteúdo harmónico presente na REE causa diversos problemas no transporte e na distribuição de energia, provocando o aumento das perdas de energia, o mau funcionamento de alguns dispositivos de proteção, o sobreaquecimento de alguns componentes e a diminuição do seu tempo de vida útil [18] [42]. A utilização de filtros possibilita a redução dos harmónicos enviados para a REE, contribuindo para uma melhor QEE [18].

2.11.1. Classificação dos filtros

Existem duas categorias de filtros: filtros passivos e filtros ativos.

Os filtros passivos são mais simples de implementar e mais económicos, mas apresentam algumas desvantagens como o facto de atenuarem apenas os harmónicos para os quais foram projetados e de possuírem um maior volume físico [18].

Os filtros ativos permitem a atenuação dos harmónicos da corrente de uma forma contínua e flexível, funcionando de uma forma dinâmica, operando de uma forma constante mesmo com alteração das cargas onde se encontram inseridos. No entanto, estes apresentam um custo mais elevado e são mais aconselhados para níveis de potência mais elevados [18].

2.11.1.1. Topologias de filtros passivos

A variante mais simples de um filtro passivo é a utilização de uma bobine (filtro L) conectada ao inversor de forma a reduzir os harmónicos introduzidos na corrente devido à comutação dos seus elementos semicondutores. Também são utilizadas combinações de bobines com condensadores como é o caso dos filtros LC e LCL [51]. Algumas das possíveis topologias encontram-se representadas na Figura 2.28 [51].

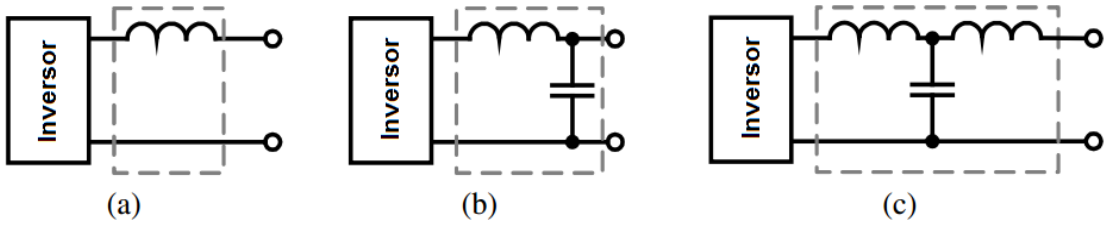


Figura 2.28 – Diferentes topologias de filtros passivos: a) filtro L, b) filtro LC e c) filtro LCL [51].

Filtro L – É um filtro de primeira ordem, onde o valor da indutância L é escolhido de forma a eliminar o tremor presente na corrente à saída do inversor [51]. Caso o nível de poluição harmónica de maior frequência seja muito elevado, o filtro L pode não ser suficiente para se obter as atenuações desejadas [51]. Nestes casos, é necessário introduzir uma impedância em paralelo com a saída do inversor que apresente um valor baixo para essas mesmas frequências [51]. O elemento que apresenta essas características é o condensador [51].

Filtro LC - Quando se pretende uma maior atenuação em frequências mais elevadas, é usual utilizar um filtro LC, de segunda ordem, onde é necessário um compromisso entre os valores de capacidade e de indutância [51]. Uma capacidade elevada tem efeitos positivos na qualidade da tensão de saída. Por outro lado, é necessário uma indutância elevada de forma a atingir a frequência de corte pretendida [51]. Conectando um sistema com este tipo de filtro à REE, a frequência de ressonância do filtro fica dependente da impedância da REE, sendo uma das suas principais desvantagens [51].

Filtro LCL - É um filtro de terceira ordem, onde a frequência de ressonância apenas depende dos valores dos seus componentes [51]. Permite obter um melhor desacoplamento entre o filtro e a impedância da REE, apresentando uma boa atenuação do tremor da corrente mesmo para valores baixos de indutância [51]. No dimensionamento deste tipo de filtro é necessário haver um compromisso entre os valores da capacidade e da indutância para que a frequência de corte seja menor do que a frequência de comutação do inversor, mas suficientemente longe da frequência da REE [45] [51].

2.12. Rede elétrica de energia (REE)

A REE tem como objetivo assegurar a transmissão de energia desde as instalações de produção até aos consumidores finais com uma determinada QEE [52]. A introdução de sistemas de microprodução na REE pode introduzir perturbações na mesma, principalmente ao nível das harmónicas, sejam estas devido às comutações dos inversores ou às cargas ligadas aos referidos sistemas [53]. Como tal, é necessário, de uma forma geral, conhecer os constituintes de uma REE cujo funcionamento é afetado com a introdução de sistemas de microprodução.

As REE podem ser classificadas segundo diversos critérios, salientando-se os seguintes [52]:

Tensão nominal (ou de serviço) – Grandeza que determina a capacidade de transporte e fixa as dimensões das linhas e da aparelhagem das subestações. Pode variar entre as dezenas até ao milhão de volt, distinguindo-se as seguintes classes expressas na Tabela 2.3 [52]:

Tabela 2.3 – Classificação da rede consoante a máxima tensão de suporte [52].

Designação	Tensões
Baixa tensão (BT)	abaixo de 1 kV
Média tensão (MT)	entre 1 e 45 kV
Alta tensão (AT)	entre 45 e 110 kV
Muita alta tensão (MAT)	acima dos 110 kV

Função – As funções específicas das redes elétricas permitem classificá-las em [52]:

- *Rede de distribuição* – Tem como função levar a energia até junto dos consumidores domésticos ou industriais, seja em BT ou MT. Estas redes também recebem a energia produzida por produtores independentes que usam fontes renováveis;

- *Rede de transporte* – Rede de MAT que cobre um espaço geográfico alargado, como é o exemplo de um país, assegurando o trânsito de elevados volumes de energia entregue pelos grandes centros produtores, até às subestações de interface com as redes de distribuição;
- *Rede de interligação* – Esta rede assegura a ligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição operada por empresas distintas que cobrem, por exemplo, dois países ou regiões vizinhas.

2.12.1. Estabilidade da rede elétrica de energia (REE)

A estabilidade de uma REE pode ser definida, de uma forma geral, como sendo a sua capacidade de regressar a um regime de funcionamento estacionário após ter sido sujeito a uma perturbação [52].

Na eventualidade de ocorrer uma determinada perturbação e o operador ou os sistemas automáticos de controlo e proteção não atuarem corretamente num determinado intervalo de tempo, podem ocorrer situações de instabilidade [52].

Os principais tipos de instabilidade que podem ocorrer numa REE são [52]:

- *Instabilidade transitória* – Resultante de desequilíbrios da potência ativa entre a geração e a carga, podendo originar variações acentuadas na frequência;
- *Instabilidade da tensão* – Geralmente relacionada com a insuficiência de energia reativa, podendo provocar reduções substanciais na tensão.

Todos os geradores ligados a uma rede de corrente alternada rodam em sincronismo [52]. Em cada grupo de geradores, o regime estacionário é caracterizado pelo equilíbrio entre a potência mecânica e a potência elétrica fornecida à rede (acrescida das perdas), com o rotor dos geradores a rodarem a uma velocidade constante [52]. Na ocorrência de perturbações, como é o caso de um curto-circuito, existe uma alteração nesse equilíbrio e uma passagem para um regime transitório [52]. Neste regime, pode acontecer que o ângulo e a velocidade angular do rotor, medidos relativamente a uma referência síncrona, ultrapassassem um valor crítico, fazendo com que a máquina perca o sincronismo com a rede e sendo desligada pela atuação das proteções [52].

Caso a perda de um gerador não seja devidamente compensada, poderá haver uma separação das redes interligadas em ilhas elétricas isoladas, onde existe geralmente um desequilíbrio entre a geração e o consumo, o que pode induzir variações acentuadas na frequência [52]. Em situações extremas, pode haver mesmo um colapso total do sistema, mais concretamente, um apagão [52].

Uma das formas de minimizar o tempo em que um gerador entra em ação, de modo a suprimir os efeitos de uma perturbação na REE, é através de sistemas descentralizados com armazenamento intermédio que, devido à sua proximidade ao consumidor, podem reparar essas perturbações ou atenuá-las durante um determinado intervalo de tempo, permitindo o arranque e o ajuste de sincronismo por parte dos geradores.

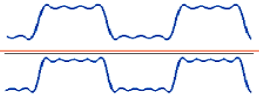
De forma a garantir a QEE da tensão na alimentação da rede de distribuição, ao ligar um sistema de microprodução é necessário que a energia gerada satisfaça determinados critérios de qualidade. A norma EN 50160 publicada pelo CÉNÉLEC (Comité Europeu de Normalização Eletrónica) define um conjunto de parâmetros que devem ser cumpridos de forma a não contribuir para a distorção da QEE. Segundo esta norma, para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes medidos a cada 10 minutos para os harmónicos da tensão não devem ultrapassar os valores estipulados na Tabela 2.4. Para redes de BT, a distorção harmónica total (*THD*) da tensão de alimentação até as harmónicas à quadragésima ordem não devem ser superiores a 8% [34] [54].

Tabela 2.4 – Valores das harmónicas nos pontos de entrega até à quinquagésima ordem, em percentagem [54].

Harmónicas ímpares				**Harmónicas pares**	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	**Tensão relativa (%)**	**Ordem h**	**Tensão relativa (%)**	**Ordem h**	**Tensão relativa (%)**
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3,0	21	0,3	8	0,5
17≤h≤49	2,25x(17/h)-0,27	21<h≤49	0,2	10≤h≤50	0,25x(10/h)+0,25

Na Tabela 2.5 é possível verificar o efeito das harmónicas de diferentes ordens no sinal típico da tensão [54].

Tabela 2.5 – Formas de onda de tensão típicas para diversos conteúdos harmónicos [54].

Harmónicos predominantes	Forma de onda típica
Fundamental	
Fundamental, 3.º	
Fundamental, 3.º e 5.º	
Fundamental, 3.º, 5.º e 7.º	
Fundamental, 3.º, 5.º, 7.º e 9.º	
Fundamental, 3.º, 5.º, 7.º, 9.º e 11.º	

A presença de harmónicos nas linhas de distribuição de energia, além da distorção das formas de onda, também origina problemas em equipamentos e componentes do sistema elétrico tais como [54]:

- Aumento das perdas por aquecimento (efeito de Joule), saturação, ressonâncias, vibrações nos enrolamentos e redução da vida útil dos transformadores;
- Problemas na operação de relés de proteção, disjuntores e fusíveis;
- Mau funcionamento ou falhas de operação em equipamentos eletrónicos ligados à REE;
- Erros nos medidores de energia elétrica e instrumentos de medida;
- Interferência eletromagnética em equipamentos de comunicação.

Os sistemas de conversão de energia que se encontram ligados à REE devem cumprir os padrões definidos pela entidade reguladora de eletricidade do país em que se encontram instalados. De forma a manter a QEE, estes sistemas devem cumprir com os requisitos estipulados para os diferentes parâmetros [54]:

- Distorção harmónica total (*THD*) e níveis das harmónicas individuais da corrente e tensão;
- Fator de potência (*FP*);
- Nível de corrente DC injetada na rede;
- Intervalo da variação da tensão e da frequência de operação normal;
- Conexão e sincronismo automático;
- Massas do sistema (proteção de terra).

2.13. Redes inteligentes de energia (RIE)

O conceito de RIE define uma rede capaz de se auto-reparar através de técnicas dinâmicas otimizadas que usam medições realizadas em tempo real para melhorar a fiabilidade da REE e o seu controlo, minimizando as perdas [55]. Os dados recolhidos em toda a RIE permitem aos operadores identificarem a melhor estratégia a adotar contra os problemas que possam surgir na mesma. Na Figura 2.29 encontra-se um modelo conceitual de uma RIE [56].

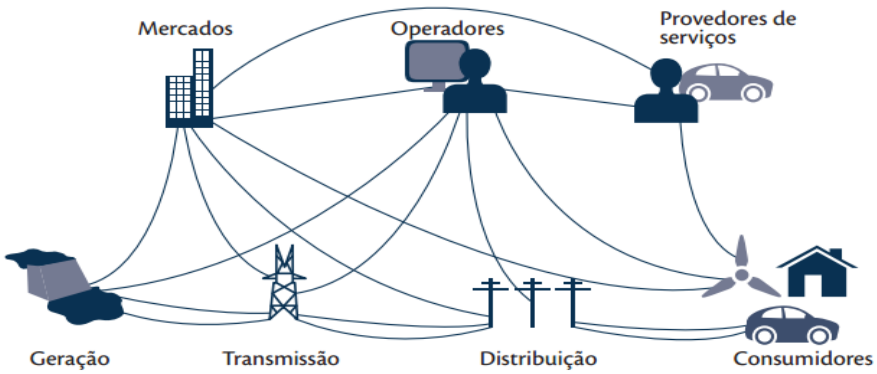


Figura 2.29 – Modelo conceitual de uma RIE [56].

Vários países têm vindo a implementar este tipo de conceito, dependendo da sua interpretação do que é uma RIE. Na Figura 2.30 é possível visualizar as vertentes consideradas mais importantes em alguns continentes/países [56].

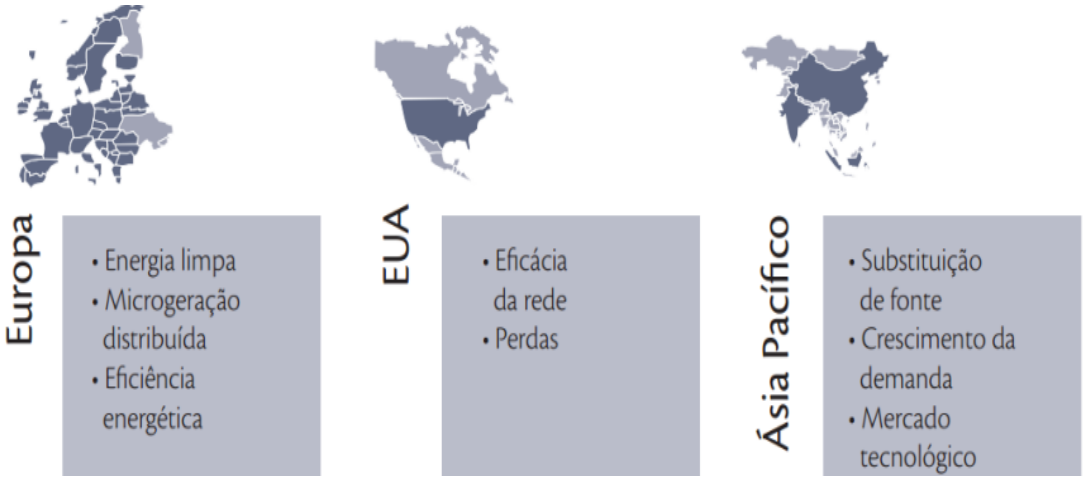


Figura 2.30 – Motivações para a implementação da RIE [56].

O conceito de uma RIE é abrangente e multidisciplinar, sendo necessário um entrelaçamento e troca de informação entre várias áreas de forma a garantir uma rede segura, autónoma e com um menor custo associado [56]. Na Figura 2.31 encontram-se as principais áreas de foco nas RIE's [56].

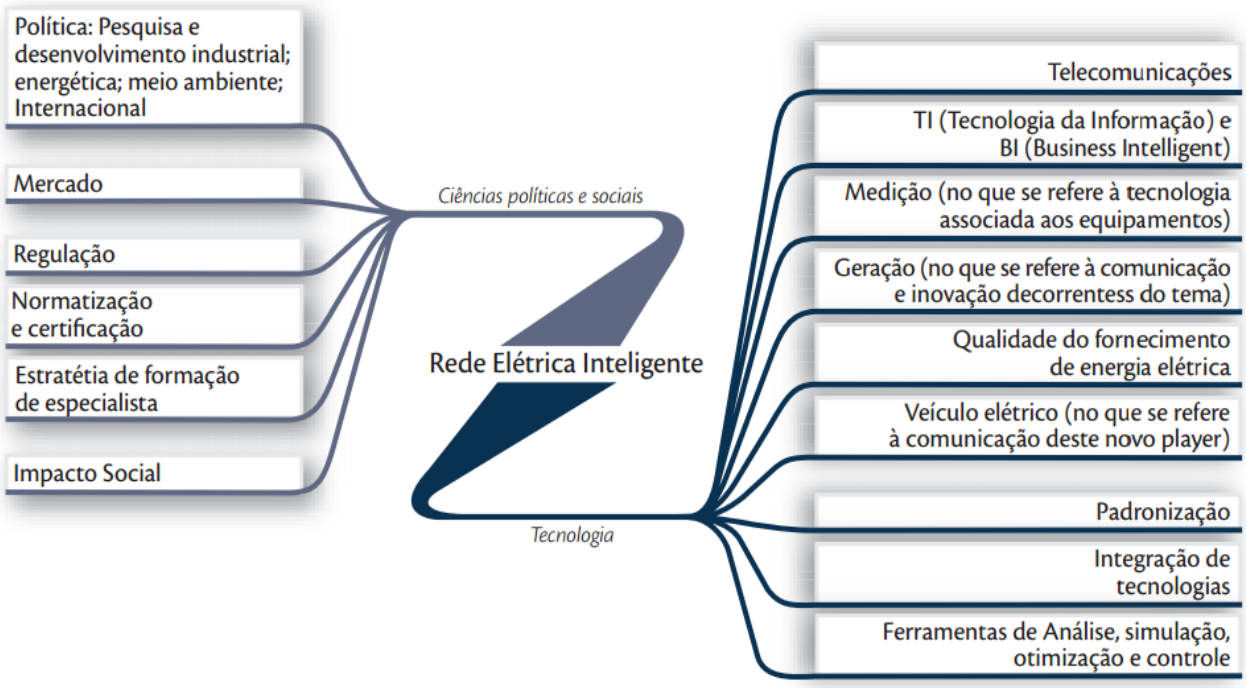


Figura 2.31 – Áreas predominantemente associadas as RIE's [56].

A produção de energia a partir de fontes de energia renováveis, com é o exemplo dos sistemas de microprodução, terão um papel importante para a implementação das RIE's, já que podem servir como alternativa às grandes centrais na mitigação de algumas perturbações que possam surgir na mesma [8] [56]. No entanto, a sua inclusão pode

contribuir para o surgimento de perturbações na REE que advêm principalmente da sua intermitência ao longo do tempo. Uma das formas de evitar este problema é através da inclusão de sistemas de armazenamento intermédio.

Os sistemas de armazenamento intermédio podem contribuir para a implementação de uma RIE já que facilitam a integração de fontes de energia renováveis. Os sistemas de microprodução de energia elétrica com sistemas de armazenamento intermédio podem prestar serviços auxiliares importantes com o objetivo de assegurar a estabilidade da REE e contribuir para a sua otimização [57]. Ao mesmo tempo, não é possível explorar o máximo potencial da energia armazenada sem uma RIE capaz de controlar a bidireccionalidade do fluxo de energia, havendo uma relação recíproca entre estes dois elementos [57].

Em redes isoladas, como o caso da ilha da Madeira, a implementação de uma RIE é importante para que se possam aproveitar os recursos naturais existentes na mesma de uma forma eficiente.Com a implementação deste tipo de rede é possível evitar o surgimento de perturbações na REE, já que, pelo facto de ser uma rede isolada, não existe a possibilidade de recorrer, por exemplo, a um outro país para transferir energia em caso de necessidade. A microprodução com recurso a sistemas que possuam armazenamento intermédio enquadra-se neste tipo de cenário, podendo contribuir para uma REE estável através da atenuação de algumas perturbações ou até os geradores das centrais elétricas entrarem no seu correto funcionamento.

2.14. Conclusão

Neste capítulo foi abordada a temática das energias renováveis e o seu contributo, tanto a nível mundial como a nível nacional, para a redução da dependência dos combustíveis fósseis e, consequentemente, para um meio ambiente mais limpo.

Uma das áreas emergentes relativamente ao uso das energias renováveis tem sido a microprodução. Daqui destacam-se a energia fotovoltaica e a energia eólica devido às suas características, rendimentos e simplicidade de implementação. Fez-se uma revisão dos métodos de conversão da energia a partir destas fontes e as formas utilizadas para maximizar a potência extraída das mesmas (MPPT's), bem como as principais topologias utilizadas com e sem armazenamento intermédio.

Destacou-se os sistemas de microprodução com armazenamento intermédio como é o caso das baterias, uma vez que são sistemas com um grande potencial devido às suas características como o facto de permitem manter a estabilidade da REE em caso de perturbações na mesma sem recorrer aos geradores das centrais ou de forma a aumentar o tempo disponível para que estes arranquem e se sincronizem com a REE. Viu-se que a introdução deste tipo de sistemas são importantes para se alcançar uma REE autónoma, auto-reparável, estável, fiável e com sistemas de produção descentralizados, com o objetivo de implementar uma RIE.

Capítulo 3

Sistema de microprodução de energia

3.1. Introdução

Considerando todas as variáveis envolvidas no processo de transformação de energia renovável em energia elétrica, o bom funcionamento de um sistema que realize este tipo de conversão depende, em grande parte, do seu correto dimensionamento. Neste capítulo descreve-se o sistema de microprodução implementado. A topologia adotada inclui conversores DC/DC e DC/AC, banco de baterias e filtros passivos. Descreve-se o processo adotado para o dimensionamento dos componentes e explicam-se os três modos distintos estudados para o carregamento das baterias, permitindo obter a corrente de carregamento das baterias em função da corrente produzida, consumida pelas cargas e injetada na REE.

3.2. Sistema de microprodução

Na conversão de energia obtida a partir das fontes renováveis em energia elétrica optou-se pela topologia da Figura 2.24 d) devido à sua simplicidade de construção, uma vez que é baseada em conversores de fácil implementação e controlo [30]. Esta topologia é composta por um conjunto de painéis fotovoltaicos ou por um aerogerador, um conversor DC/DC redutor, um banco de baterias, um conversor DC/DC elevador e, por fim, um inversor acoplado a um filtro que serve de interligação à REE. O esquema do sistema de microprodução implementado encontra-se representado na Figura 3.1.

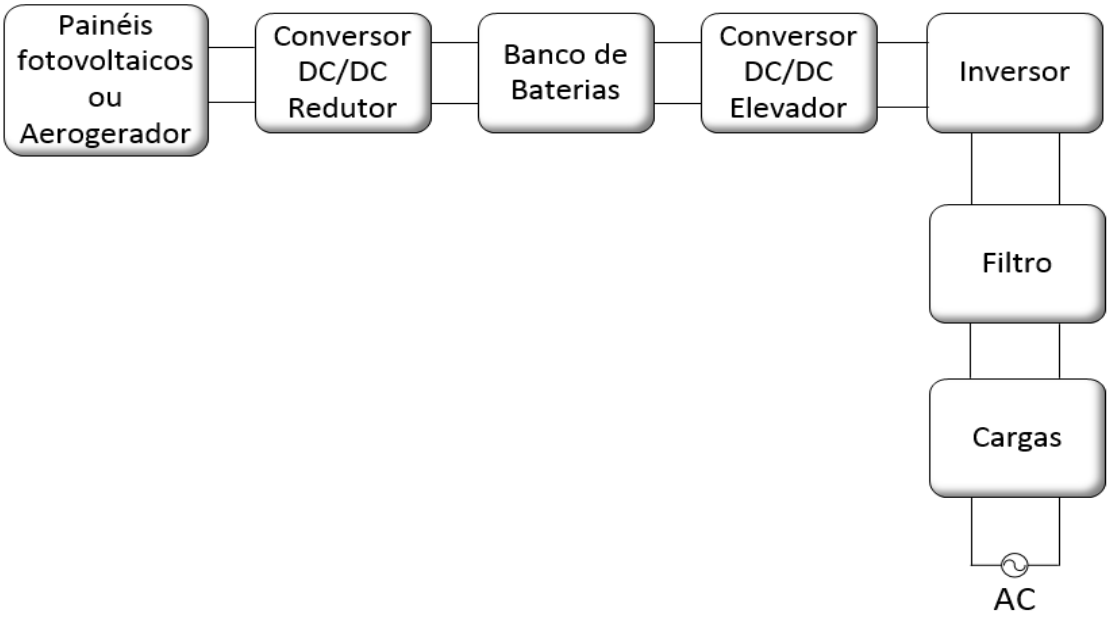


Figura 3.1 – Esquema do sistema de microprodução implementado.

O conversor DC/DC redutor tem como função adaptar a tensão dos painéis fotovoltaicos para valores que permitam o correto carregamento das baterias em tensão. O conversor DC/DC elevador permite aumentar a tensão à entrada do inversor de modo a garantir o correto funcionamento do mesmo na alimentação das cargas de uma habitação ou/e de injetar energia na REE.

Neste sistema foram elaborados três modos de carregamento do banco de baterias que se distinguem, fundamentalmente, no conversor responsável pelo carregamento em corrente. O objetivo final será, sempre que possível, carregar as baterias com uma corrente igual a 10% do valor da sua capacidade total, ajustando a corrente a entregar à REE em função da radiação solar ou vento. O carregamento em tensão é realizado pelo conversor DC/DC redutor, enquanto o carregamento em corrente é realizado pelo conversor DC/DC elevador ou pelo inversor através do controlo da corrente a alimentar as cargas e/ou injetar na REE.

3.2.1. Modos de carregamento

Modo 1 – Neste cenário, representado na Figura 3.2 a), a corrente de carregamento das baterias é obtida através do ajuste da corrente a injetar na REE, através do controlador de corrente do inversor. Para se obter a corrente de referência a injetar na REE é necessário subtrair a corrente de carregamento das baterias e a corrente consumida pelas cargas à corrente gerada pelos painéis/aerogerador e aplicado um filtro de forma a obter o valor médio da corrente.

Modo 2 – Neste caso, representado na Figura 3.2 b), o conversor DC/DC elevador é responsável pelo controlo da corrente de carregamento das baterias. A grande diferença relativamente ao modo anterior é o facto do conversor DC/DC elevador apenas realiza o controlo em corrente, sendo que o controlo da tensão de entrada do inversor é realizado pelo mesmo com a utilização de um compensador. Este compensador permite obter a corrente de referência que, em conjunto com a corrente das cargas e de carregamento das baterias, possibilita o cálculo do valor adequado para corrente a injetar à REE de forma a manter a tensão desejada.

Modo 3 – Para este modo de carregamento, exibido na Figura 3.2 c), a corrente de referência a ser injetada na REE é obtida em função da potência ativa e reativa requisitada pela mesma e, tal como no primeiro modo de carregamento, é o inversor que regula a corrente de carregamento das baterias. Os painéis/aerogerador apenas fornecem a potência requisitada pela REE, juntamente com a corrente de carregamento das baterias e a corrente para as cargas, sempre que as condições de radiação/vento o permitirem. Em alternativa podia-se utilizar o MPPT e algumas cargas que pudessem absorver a energia em excesso produzida pelos painéis/aerogerador quando esta fosse superior às necessidades do sistema.

Na Figura 3.2 encontra-se representado a topologia adotada e os modos de carregamento.

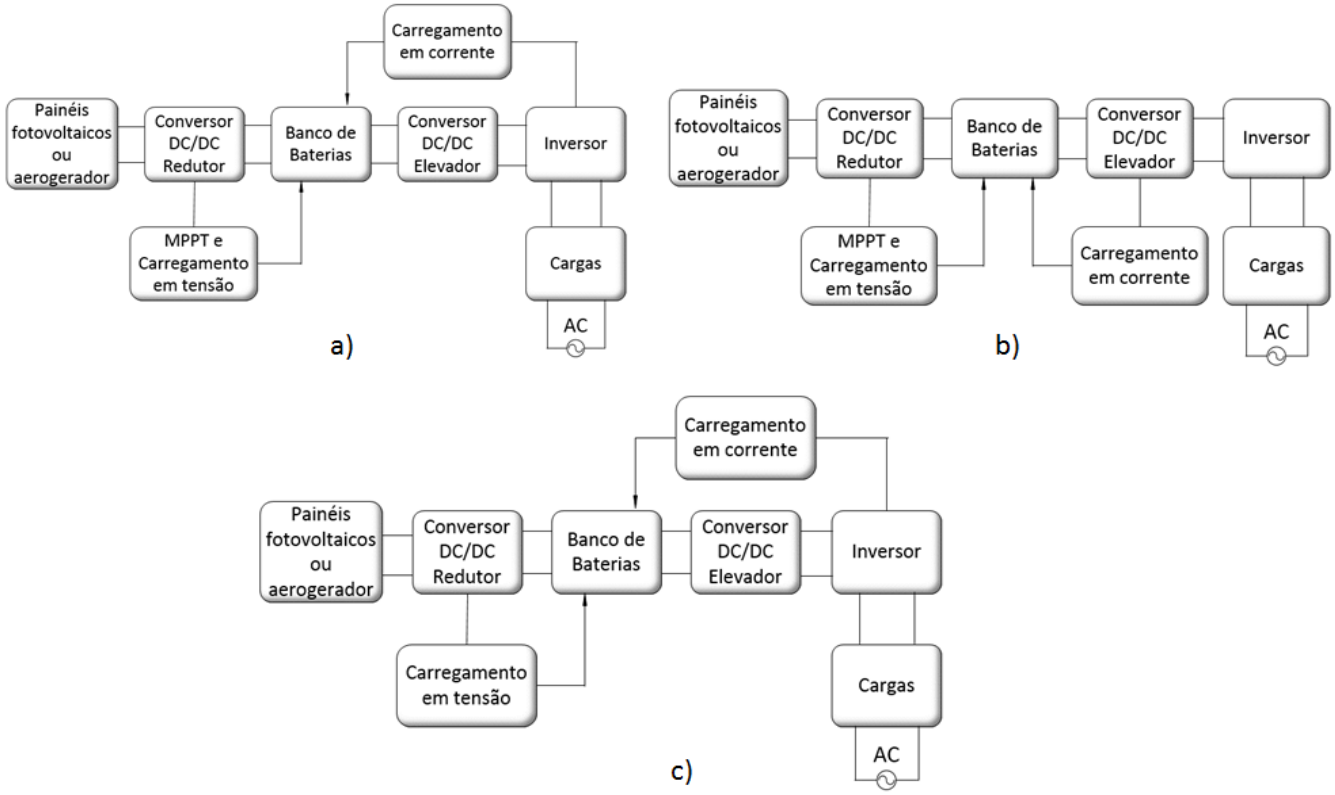


Figura 3.2 – Topologia adotada com os diferentes métodos de carregamento das baterias.

O sistema projetado deve, em regime normal, injetar corrente na REE, armazenar energia excedente nas baterias e alimentar as cargas de uma habitação (lineares e não lineares).

3.2.2. Painel fotovoltaico

O dimensionamento do modelo do painel fotovoltaico utilizado teve como base os valores do painel monocristalinos da PAIRAN EGM-185 [58], visto este modelo se encontrar disponível na Universidade da Madeira, tal como se encontra representado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Painéis PAIRAN EGM-185 instalados na Universidade da Madeira.

Na Tabela 3.1 encontram-se os principais dados do fabricante para o painel fotovoltaico PAIRAN EGM-185 [58].

Tabela 3.1 – Especificações do painel fotovoltaico PAIRAN EGM-185 [58].

Especificações do modelo PAIRAN EGM-185	
Tipo de células	Monocristalinas
Número de células	72
Potência máxima P_{max}	185 W +3%
Tensão V_{OC}	44,38 V
Tensão V_{MPP}	35,16 V
Corrente I_{SC}	5,7 A
Corrente I_{MPP}	5,27A
Rendimento do painel	>14,4%
Máxima tensão suportada	1000 V DC
Temperatura de funcionamento	-40°C até aprox. +85°C
Coeficiente de temperatura de I_{SC}	(0,04±0,0015)%/°C
Coeficiente de temperatura de V_{OC}	-(0,325±0,1)%/°C
Coeficiente de temperatura de $P_{máx}$	-(0,43±0,05)%/°C

O sistema fotovoltaico utilizado é composto por 6 painéis em série e 3 painéis em paralelo. Esta configuração permite obter uma potência máxima de 3,33 kW e corresponde a 18 painéis EGM-185 de 185 W. As principais características do sistema fotovoltaico desenvolvido encontram-se na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Características do sistema fotovoltaico utilizado neste projeto.

Parâmetros	**Valores**
V_{OC}	266,28 V
I_{SC}	17,1 A
V_{MPP}	210,96 V
I_{MPP}	15,81 A
P_{MPP}	3,3 kW

No programa de simulação *MATLAB*/*SIMULINK* construiu-se um modelo para o painel fotovoltaico, através da equação (2.9), que expressa a corrente produzida em função da radiação e dos parâmetros do mesmo, encontrando-se o seu código no anexo B. Foram utilizados os dados fornecidos pelo fabricante que se encontram na Tabela 3.1.

Na Figura 3.4 a) encontram-se as curvas características I-V do modelo desenvolvido para uma temperatura de 25ºC, para diferentes níveis de radiação e a correspondente potência, representada na Figura 3.4 b).

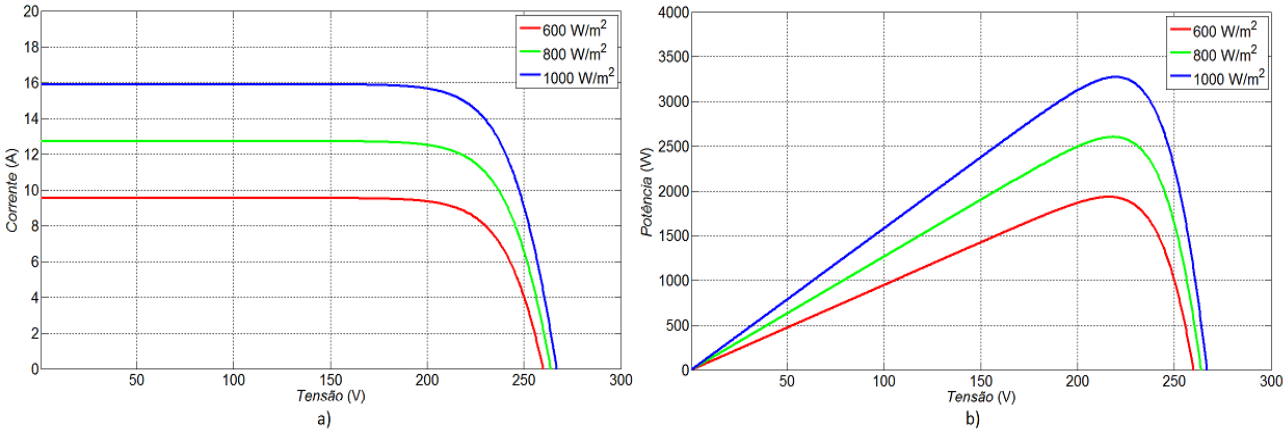


Figura 3.4 – Curva a) I-V e b) P-V do conjunto de painéis fotovoltaicos para vários valores de radiação solar, a uma temperatura de 25ºC.

É possível verificar que as curvas características I-V e P-V, para vários níveis de radiação, representadas na Figura 3.4, apresentam um comportamento análogo às curvas representadas na Figura 2.10, para a mesma temperatura. Verifica-se que a corrente e a potência produzida pelo painel fotovoltaico dependem dos níveis de radiação, já que estas aumentam à medida que os níveis de radiação crescem e vice-versa, com pouca variação na tensão de circuito-aberto.

Na Figura 3.5 a) encontra-se a curva característica I-V e na Figura 3.5 b) a respetiva potência produzida pelo modelo do painel utilizado, para diferentes temperaturas ambientais.

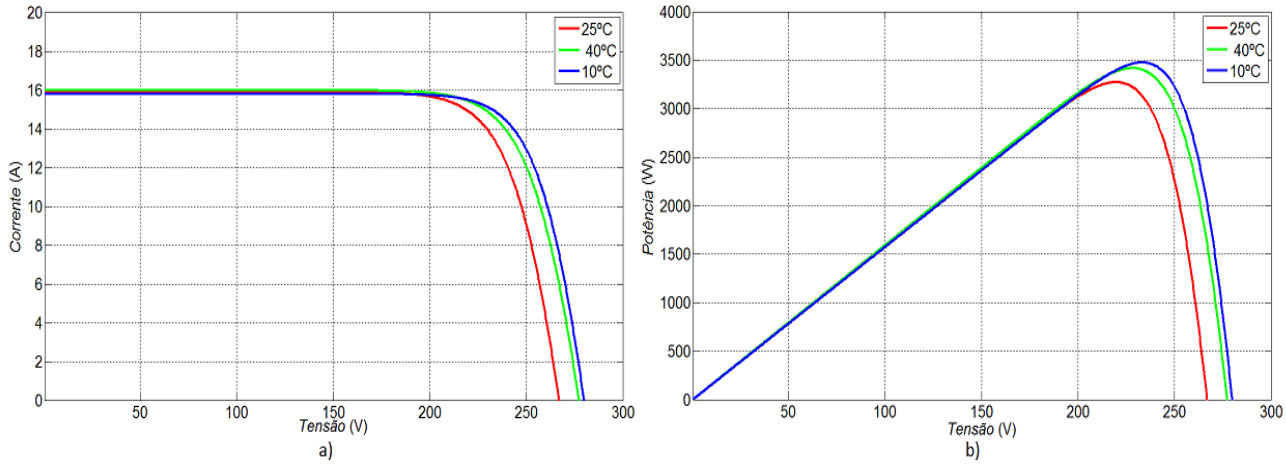


Figura 3.5 – Curva a) I-V e b) P-V do conjunto de painéis fotovoltaicos para vários valores de temperatura, com uma radiação solar constante de 1 kW/m².

Como é possível verificar pela Figura 3.5, o comportamento das grandezas obtido a partir do modelo desenvolvido aproxima-se dos apresentados na Figura 2.11, em que o aumento da temperatura provoca uma diminuição da potência extraída do painel, com uma diminuição da tensão de circuito-aberto, dado que a corrente mantem-se praticamente igual até à zona de "joelho".

3.2.3. Aerogerador

A implementação, no sistema de microprodução utilizado, de um aerogerador como fonte de energia renovável, constituído por um gerador trifásico, requer a introdução de um elemento capaz de retificar as grandezas AC geradas pelo mesmo, visto o sistema só estar preparado para fontes que produzam grandezas DC.

Optou-se pela utilização de um retificador trifásico passivo composto por díodos devido ao facto deste ser simples de construir e económico comparativamente à retificação ativa. Apesar dos sistemas ativos, como é o caso de um retificador multinível trifásico, serem mais eficientes, apresentam um maior grau de complexidade e um custo mais elevado [34]. Na Figura 3.6 encontra-se o conjunto do gerador PMSG implementado com o retificador.

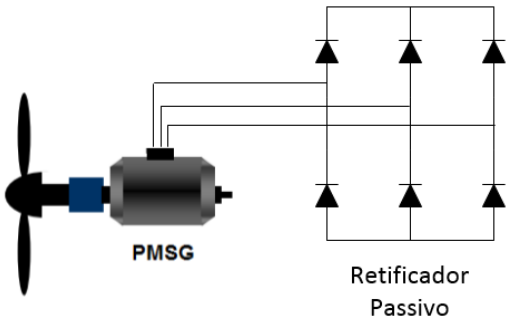


Figura 3.6 – Gerador PMSG com um retificador passivo trifásico.

O aerogerador escolhido para este projeto foi o do *kit* comercial eólico PRAMAC 1 kW [59] disponível na Universidade da Madeira. Este *kit* é composto por uma turbina *Darrieus* de 3 pás (Figura 3.7) e um gerador PMSG com uma potência elétrica máxima de saída de 1 kW.

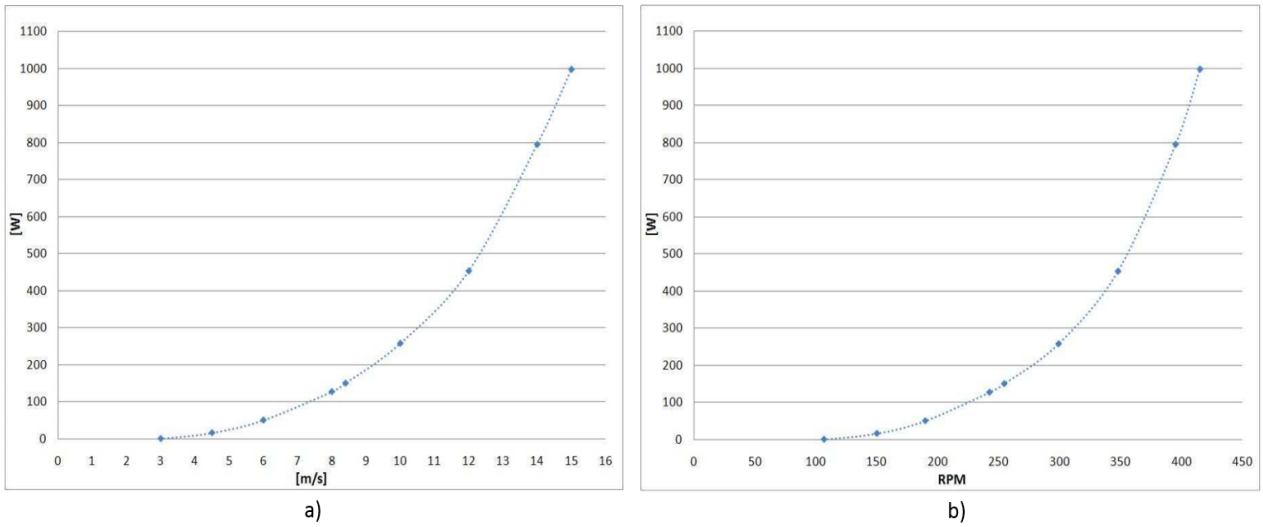
Figura 3.7 – Turbina *Darrieus* do *kit* PRAMAC 1 kW instalado na Universidade da Madeira.

Na Tabela 3.3 encontram-se as principais características do aerogerador utilizado [59].

Tabela 3.3 – Principais características do aerogerador PRAMAC 1 kW [59].

Principais características do aerogerador PRAMAC 1 kW	
Turbina tipo *Darrieus*	3 pás
Potência de saída para V_{vento}=10m/s	410 W
Potência de saída para V_{vento}=14m/s	1000 W
V_{vento} mínima	3 m/s
V_{vento} máxima	15 m/s
Dimensões (diâmetro x altura)	1,45 m x 1,45 m
Área de varrimento	2,10 m^2
Peso	65 kg
Sistema de travagem	Passivo
Velocidade de rotação máxima	415 rpm
Gerador	
Tipo	Ímanes permanentes
Número de fases	3
Número de polos	32
Potência nominal	1 kW a 14 m/s
Tensão nominal	240 V_{AC} a 14 m/s
Corrente nominal	4 A a 14 m/s

Na Figura 3.8 encontram-se representadas as curvas características do aerogerador, mais concretamente, a relação entre a potência produzida e a velocidade do vento (Figura 3.8 a)) e a velocidade do rotor (Figura 3.8 b)) [59].



a) b)

Figura 3.8 – a) Relação entre a potência produzida e a velocidade do vento e b) a velocidade do rotor [59].

Analisando a Figura 3.8 a) e a Figura 3.8 b) é possível concluir que este sistema só consegue extrair potências significativas (acima dos 100 W) para locais que apresentem ventos superiores a 7,5 m/s. Para velocidades de vento inferiores a 7,5 m/s, as potências produzidas são desprezáveis, visto que os valores obtidos podem ser insuficientes para compensar as perdas registadas nos componentes do sistema e provocar um aumento da distorção na onda destinada a alimentar as cargas e/ou a injetar na REE [34].

No programa de simulação *MATLAB/SIMULINK* implementou-se um modelo com o recurso às equações de (2.10) a (2.14), obtendo-se a potência eólica produzida pela turbina a partir da velocidade do vento e da velocidade de rotação do veio. De forma a adquirir as curvas características do modelo elaborado, variou-se a velocidade do vento de 3 a 15 m/s e a velocidade de rotação da turbina de 0 a 3000 rpm, obtendo o C_P em função do *TSR* (Figura 3.9) e a relação entre a potência eólica produzida pela turbina e a velocidade de rotação do gerador (Figura 3.10). O código encontra-se no anexo C.

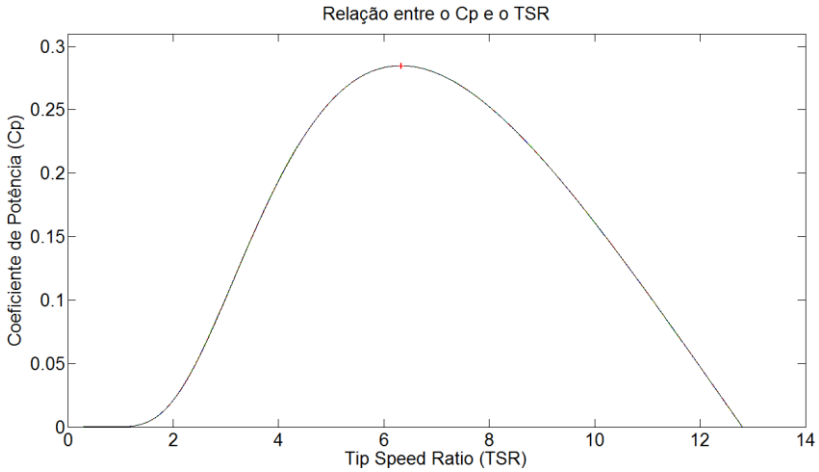


Figura 3.9 – Relação entre C_P e o *TSR*, obtida através da variação da velocidade do vento.

O valor máximo de C_P é atingido quando o *TSR* varia entre os valores 6 e 7, mantendo-se quase constante, sendo esta a zona de máximo rendimento da turbina.

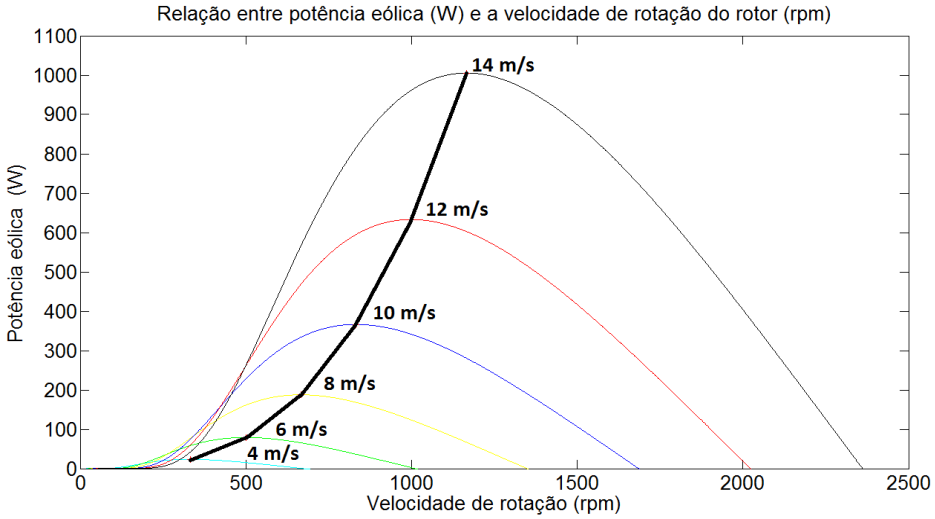


Figura 3.10 – Relação entre a potência produzida e a velocidade de rotação da turbina, para várias velocidades de vento.

Os pontos assinalados em cada curva do gráfico da Figura 3.10 representam o *TSR* para o qual o C_P é máximo para uma determinada velocidade de vento, permitindo obter a curva de potência ótima da turbina.

3.2.4. Banco de baterias

Como meio de armazenamento da energia extraída a partir das fontes renováveis foi escolhido um banco de baterias. A energia das baterias pode ser utilizada quando a potência extraída das fontes renováveis não é suficiente para alimentar as cargas ligadas ao sistema ou para injetar corrente na REE, tornando-se útil em casos como na intermitência da potência extraída da fonte renovável, num aumento súbito do consumo relativamente à produção, na resolução de alguma perturbação ou como forma de aumentar o tempo até um gerador da central arrancar/atingir uma determinada potência, contribuindo para a manutenção da estabilidade da REE e otimizando o seu funcionamento.

Existe um vasto conjunto de tipos de baterias que podem ser utilizadas para estas funções num sistema de microprodução. As baterias utilizadas foram as do tipo ácidas de chumbo que apresentam como vantagens o facto de serem robustas, seguras, com elevada capacidade de potência, tempos de vida útil de 5 a 15 anos e com um baixo custo [47].

O banco de baterias é constituído por 8 baterias de 12 V e 18 Ah ligadas em série, resultando numa tensão de 96V. Baseou-se nos dados do fabricante de baterias Heycar [60] para os testes efetuados.

Na Tabela 3.4 encontram-se as principais características de uma bateria e as do banco projetado.

Tabela 3.4 – Tabela com as características de uma bateria individual e do banco de baterias utilizado.

	Bateria (12V – 18Ah)	**Banco de baterias (96V – 18Ah)**
I_{Bulk}	1,8 A	1,8 A
$V_{Máx}$	14,4-15 V	115,2-120 V
V_{flut}	13,6-13,8 V	108,8-110,4 V
$R_{Interna}$	0,012Ω (a 25°C e completamente carregada)	0,096 Ω (a 25°C e completamente carregada)

3.2.5. Conversores DC/DC redutor e elevador

Os conversores DC/DC redutor e elevador podem assumir duas configurações distintas em função do estado do interruptor, tal como se encontra representado na Figura 3.11 e na Figura 3.12, respetivamente.

Pela análise da Figura 3.11 é possível verificar que quando o interruptor *T*1 se encontra em condução, o díodo fica inversamente polarizado e a bobine é carregada através da tensão de entrada, fornecendo, em simultâneo, energia ao condensador de saída. Quando o interruptor se encontra em corte, o díodo fica diretamente polarizado e a bobine descarrega a sua energia para a saída.

- **Conversor DC/DC Redutor**

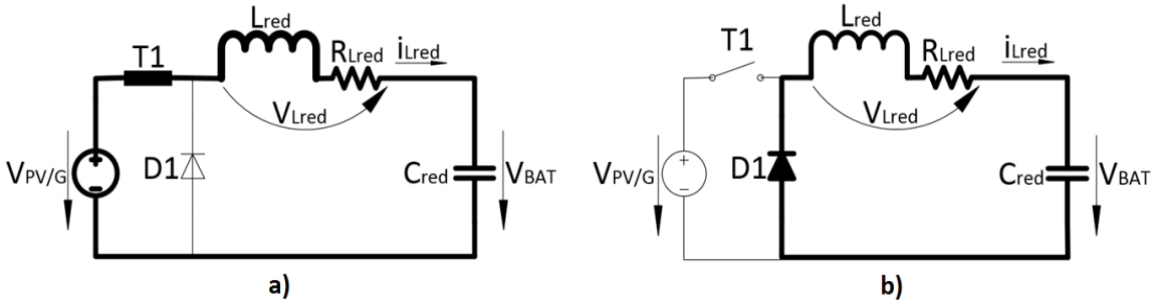


Figura 3.11 – Conversor DC/DC redutor com o interruptor a) ligado e b) desligado.

Na Figura 3.12 verifica-se que, quando o interruptor *Q*1 se encontra a conduzir o díodo, fica inversamente polarizado e a fonte de entrada alimenta a bobine. A tensão aos terminais da bobine é igual à da fonte de entrada. Quando o interruptor está em corte o díodo passa a estar diretamente polarizado com a bobine e a fonte de entrada a fornecerem energia para a saída do conversor.

- **Conversor DC/DC Elevador**

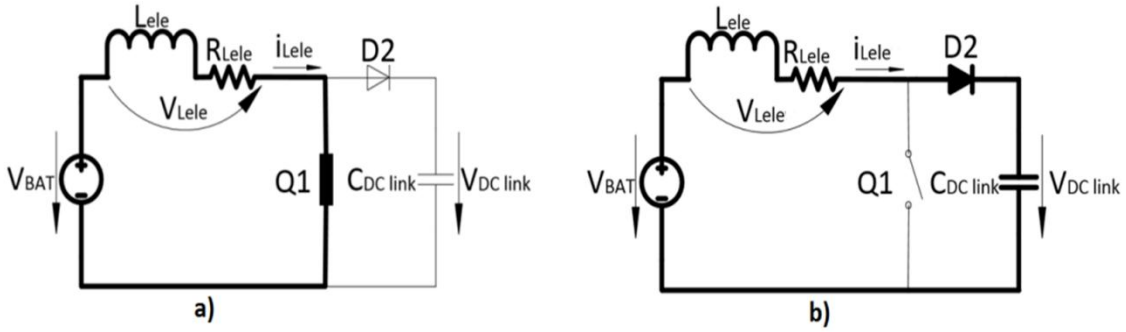


Figura 3.12 – Conversor DC/DC elevador com o interruptor a) ligado e b) desligado.

No projeto dos conversores DC/DC redutor e elevador, considerou-se os valores das grandezas nos pontos de MPP, visto serem, em média, os valores mais prováveis de funcionamento dos conversores. Na Tabela 3.5 encontram-se os valores dos parâmetros utilizados na modelização dos conversores.

Tabela 3.5 – Parâmetros utilizados na modelização dos conversores DC/DC.

Parâmetros	**Valores**	
Conversor DC/DC redutor		
Tensão de entrada ($V_{PV/G}$)	PV = 210,96 V	Gerador = 240 V
Tensão de saída (V_{BAT})	120V	
Fator de ciclo (δ)	PV = 0,569	Gerador = 0,5
Conversor DC/DC elevador		
Tensão de entrada (V_{BAT})	120 V	
Tensão de saída ($V_{DC\,link}$)	480 V	
Fator de ciclo (δ)	0,75	
Comum aos dois conversores		
Variação da corrente na bobine ($\Delta_{i_{Li}}$)	1 A	
Variação da tensão na carga (Δ_{V_O})	1 V	
Frequência de comutação (f)	10 kHz	

Os valores dos componentes dos conversores representados na Figura 3.11 para o conversor DC/DC redutor e na Figura 3.12 para o conversor DC/DC elevador podem ser dimensionados com base nas equações de (3.1) a (3.4) [30], sendo que se utilizou os valores da Tabela 3.5, quer na utilização de painéis fotovoltaicos ou do aerogerador como fonte de energia renovável.

$$\text{Redutor} - \begin{cases} Bobine \rightarrow L_{red} = \frac{U(1-\delta)\delta}{\Delta_{i_{Li}} f} & (3.1) \\ Condensador \rightarrow C_{red} = \frac{\delta}{\Delta_{V_O}} \frac{V_O}{32\, L_i f^2} & (3.2) \end{cases}$$

$$\text{Elevador} - \begin{cases} Bobine \rightarrow L_{ele} = \frac{V_O - U}{\Delta_{i_{Li}}} (1-\delta) T & (3.3) \\ Condensador \rightarrow C_{DC\,link} = \frac{V_O \delta}{\frac{V_i}{(1-\delta)} \Delta_{V_O} f} & (3.4) \end{cases}$$

Os valores obtidos para ambas as fontes de energia renovável encontram-se na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Valores dos componentes dos conversores.

Conversor DC/DC redutor		
Bobine (L_{red})	PV = $5{,}174\ mH$	Gerador = $6\ mH$
Condensador (C_{red})	PV = $3{,}125\ \mu F$	Gerador = $4{,}124\ \mu F$
Conversor DC/DC elevador		
Bobine (L_{ele})	$L_{ele} = 9\ mH$	
Condensador ($C_{DC\ link}$)	$C_{DC\ link} = 75\ \mu F$	

Como é possível verificar pela Tabela 3.6, não existe uma diferença substancial entre os valores obtidos para os componentes do conversor DC/DC redutor com a utilização de painéis fotovoltaicos ou o aerogerador. Optou-se pela utilização dos valores obtidos para o aerogerador, já que estes garantem os requisitos para a variação da corrente e da tensão para ambas as fontes de energia renovável.

3.2.5.1. Controlo não linear da corrente nos conversores DC/DC

- **Conversores DC/DC redutor e elevador**

O controlo da corrente das bobines de ambos os conversores foi realizado de forma não linear através da técnica de controlo por modo de deslizamento que atua no interruptor consoante o valor da diferença entre a corrente da bobine e o valor de referência pretendido. De forma a realizar o projeto do controlador de corrente, é necessário deduzir as equações da dinâmica dos conversores que refletem a variação da corrente na bobine ao longo do tempo em função dos parâmetros do conversor e dos estados dos semicondutores eletrónicos de potência.

Com base na Figura 3.11 e na Figura 3.12, obtém-se as seguintes equações para os conversores DC/DC redutor e elevador, respetivamente:

$$Redutor - \begin{cases} V_{PV/G} = L_{red}\dfrac{di_{L_{red}}}{dt} + V_{BAT} \;\; para\ T_1 = ON; \\ 0 = L_{red}\dfrac{di_{L_{red}}}{dt} + V_{BAT} \qquad para\ T_1 = OFF; \end{cases} \tag{3.5}$$

$$Elevador - \begin{cases} 0 = L_{ele}\dfrac{di_{L_{ele}}}{dt} - V_{BAT} \qquad para\ Q_1 = ON; \\ V_{BAT} = L_{ele}\dfrac{di_{L_{ele}}}{dt} + V_{DC\ link} \qquad para\ Q_1 = OFF. \end{cases} \tag{3.6}$$

Considerando as variáveis γ_1 e γ_2 como representantes do estado do semicondutores eletrónicos de potência dos conversores DC/DC redutor e elevador, respetivamente, e assumindo que:

$$\gamma_1 = \begin{cases} 1 \ \ se\ T1 = ON; \\ 0 \ \ se\ T1 = OFF; \end{cases} \tag{3.7}$$

$$\gamma_2 = \begin{cases} 0 \ \ se\ Q1 = ON; \\ 1 \ \ se\ Q1 = OFF. \end{cases} \tag{3.8}$$

é possível reescrever as equações (3.5) e (3.6) numa única equação para cada conversor:

$$Redutor - \begin{cases} \gamma_1 V_{PV/G} = L_{red} \dfrac{di_{L_{red}}}{dt} + V_{BAT} \leftrightarrow \\ \left\{ \dfrac{di_{L_{red}}}{dt} = \dfrac{1}{L_{red}} \left(\gamma_1 V_{PV/G} - V_{BAT} \right); \right. \end{cases} \tag{3.9}$$

$$Elevador - \begin{cases} (1-\gamma_2) V_{BAT} = L_{ele} \dfrac{di_{L_{ele}}}{dt} + V_{DC\ link} \leftrightarrow \\ \left\{ \dfrac{di_{L_{ele}}}{dt} = \dfrac{1}{L_{ele}} \left((1-\gamma_2) V_{BAT} - \gamma_2 V_{DC\ link} \right). \right. \end{cases} \tag{3.10}$$

Analisando as equações (3.9) e (3.10) para o controlo da corrente, verifica-se que os únicos parâmetros em que se pode atuar ao longo do tempo é γ_1 e γ_2. Através do estudo dos valores de γ_1e γ_2 em função da diferença (erro) entre a corrente da bobine e a corrente de referência, é possível obter as relações de controlo, utilizando o método de controlo por histerese, presentes na Tabela 3.7 para o conversor DC/DC redutor e na Tabela 3.8 para o conversor DC/DC elevador.

Tabela 3.7 – Controlo da corrente na bobine do conversor DC/DC redutor em função do erro.

Redutor	$\boldsymbol{i_{L_{red}}}$	$\boldsymbol{\frac{di_{L_{red}}}{dt}}$	$\boldsymbol{\gamma_1}$	$\boldsymbol{T1}$
$\boldsymbol{i_{L_{red\,ref}} - i_{L_{red}} > ei_{L_{red}}}$	↑	↑	1	ON
$\boldsymbol{i_{L_{red\,ref}} - i_{L_{red}} < -ei_{L_{red}}}$	↓	↓	0	OFF

Tabela 3.8 – Controlo da corrente na bobine do conversor DC/DC elevador em função do erro.

Elevador	$\boldsymbol{i_{L_{ele}}}$	$\boldsymbol{\frac{di_{L_{ele}}}{dt}}$	$\boldsymbol{\gamma_2}$	$\boldsymbol{Q1}$
$\boldsymbol{i_{L_{ele\,ref}} - i_{L_{ele}} > ei_{L_{ele}}}$	↓	↓	1	ON
$\boldsymbol{i_{L_{ele\,ref}} - i_{L_{ele}} < -ei_{L_{ele}}}$	↑	↑	0	OFF

Assumindo que a corrente de referência é constante, o erro entre a corrente de referência e a corrente que passa pelas bobines dos conversores DC/DC redutor e elevador pode variar entre:

$$i_{L_{ref}} - \frac{\Delta i_{L_{Max}}}{2} < ei_L < i_{L_{ref}} + \frac{\Delta i_{L_{Max}}}{2}. \tag{3.11}$$

3.2.5.2. Controlo linear da tensão através do controlo não linear da corrente

- **Conversor DC/DC redutor**

O conversor DC/DC redutor controla a tensão de entrada quando o MPPT se encontra em funcionamento e a tensão das baterias sempre que é necessário realizar o carregamento em tensão das mesmas. O controlo da tensão de entrada é efetuado através da regulação da tensão no condensador $C_{PV/G}$ com o objetivo de alcançar a tensão de referência gerada pelo MPPT e maximizar a extração de potência da fonte de energia renovável. Na Figura 3.13 encontra-se representado o conversor DC/DC redutor.

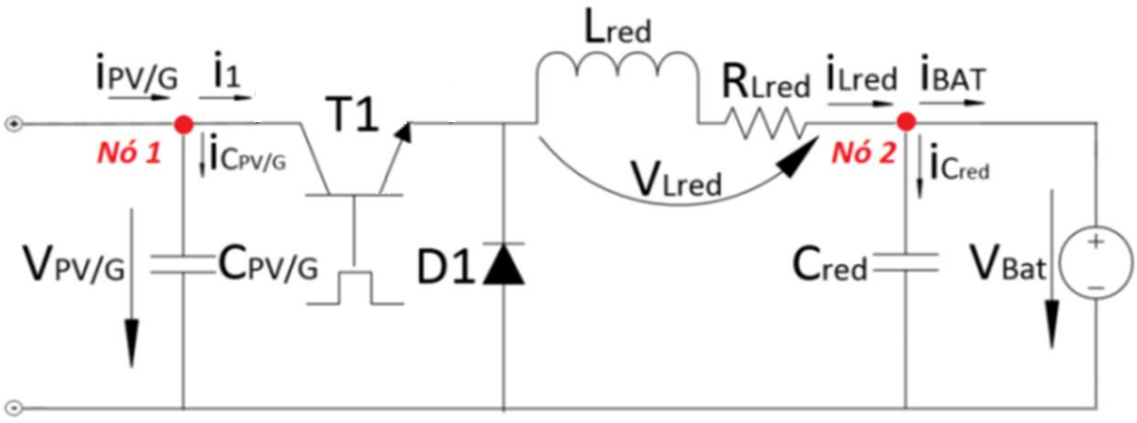


Figura 3.13 – Conversor DC/DC redutor.

Aplicando a lei de Kirchhoff no nó 1, obtém-se:

$$i_{PV/G} = i_{C_{PV/G}} + i_1; \tag{3.12}$$

que pode ser reescrita em função da derivada da tensão de entrada do redutor, obtendo-se:

$$i_{PV/G} = C_{PV/G}\frac{dV_{PV/G}}{dt} + i_1 \leftrightarrow \frac{dV_{PV/G}}{dt} = \frac{i_{PV/G} - i_1}{C_{PV/G}}; \tag{3.13}$$

que é equivalente a:

$$\frac{\Delta_{V_{PV/G}}}{\Delta t} = \frac{i_{PV/G} - i_1}{C_{PV/G}} \leftrightarrow C_{PV/G} = \frac{i_{PV/G} - i_1}{\Delta_{V_{PV/G}} f}. \tag{3.14}$$

Tendo como referência a corrente produzida pelas diferentes fontes de energia renovável no ponto de máxima extração de potência, expressos na Tabela 3.2 e na Tabela 3.3, e sabendo que esta, no mínimo, deve ser igual à corrente de carregamento da bateria (1,8 A), é possível obter o valor de $C_{PV/G}$ para os painéis fotovoltaicos (equação (3.15)) e para o gerador (equação (3.16)).

$$C_{PV/G} = \frac{15{,}81-1{,}8}{1\times10000} = 1{,}401\ mF \tag{3.15}$$

$$C_{PV/G} = \frac{4-1{,}8}{1\times10000} = 220\ \mu F \tag{3.16}$$

Escolheu-se a capacidade de $1{,}401\ mF$, para poder utilizar as duas fontes de energia renovável. Utilizando um condensador de menor capacidade, em caso de aumento brusco da tensão de referência, este poderia não ter energia suficiente para ajustar a tensão de forma a extrair a máxima potência das fontes de energia.

Sabendo que, em média, a corrente i_1 é dada por:

$$i_1 = \bar{\delta}\, i_{L_{red}}; \tag{3.17}$$

onde $\bar{\delta}$ representa o valor médio do fator de ciclo, é possível reescrever a equação (3.13) e aplicar a transformada de Laplace, obtendo a expressão (3.18) para o controlo da tensão de saída do painel fotovoltaico ou do aerogerador para o seguimento da tensão de referência do MPPT.

$$V_{PV/G} = \frac{1}{sC_{PV/G}}\left(I_{PV/G} - \bar{\delta}\, I_{L_{red}}\right). \tag{3.18}$$

A equação da dinâmica da tensão da bateria pode ser obtida a partir da equação do nó 2 da Figura 3.13.

$$i_{BAT} = i_{L_{red}} + i_{C_{red}} \leftrightarrow i_{BAT} = C_{red}\frac{dV_{BAT}}{dt} + i_{L_{red}}. \tag{3.19}$$

Reescrevendo a equação (3.19) em função da variável de estado V_{BAT}, obtém-se:

$$\frac{dV_{BAT}}{dt} = \frac{1}{C_{red}}\left(i_{L_{red}} - i_{BAT}\right). \tag{3.20}$$

Aplicando a transformada de Laplace a (3.20), é possível obter a equação que caracteriza a tensão na bateria em função das correntes do conversor no domínio das frequências.

$$V_{BAT} = \frac{1}{sC_{red}}\left(I_{L_{red}} - I_{BAT}\right) \tag{3.21}$$

- **MPPT**

Neste trabalho escolheu-se o MPPT de Perturbação e Observação (P&O) devido à sua boa eficiência no seguimento do MPP, uma complexidade de implementação baixa e por ser aplicável tanto no caso fotovoltaico como no caso de um gerador PMSG, visto que, nos dois casos, a variação da tensão de saída influencia a potência extraída da fonte de energia renovável [61] [62]. A implementação do MPPT visa obter a tensão de referência a aplicar em $V_{PV/G}$, através da introdução de uma perturbação, até que a potência extraída da fonte de energia renovável seja máxima [62]. Na Figura 3.14 encontra-se o fluxograma do algoritmo de MPPT implementado.

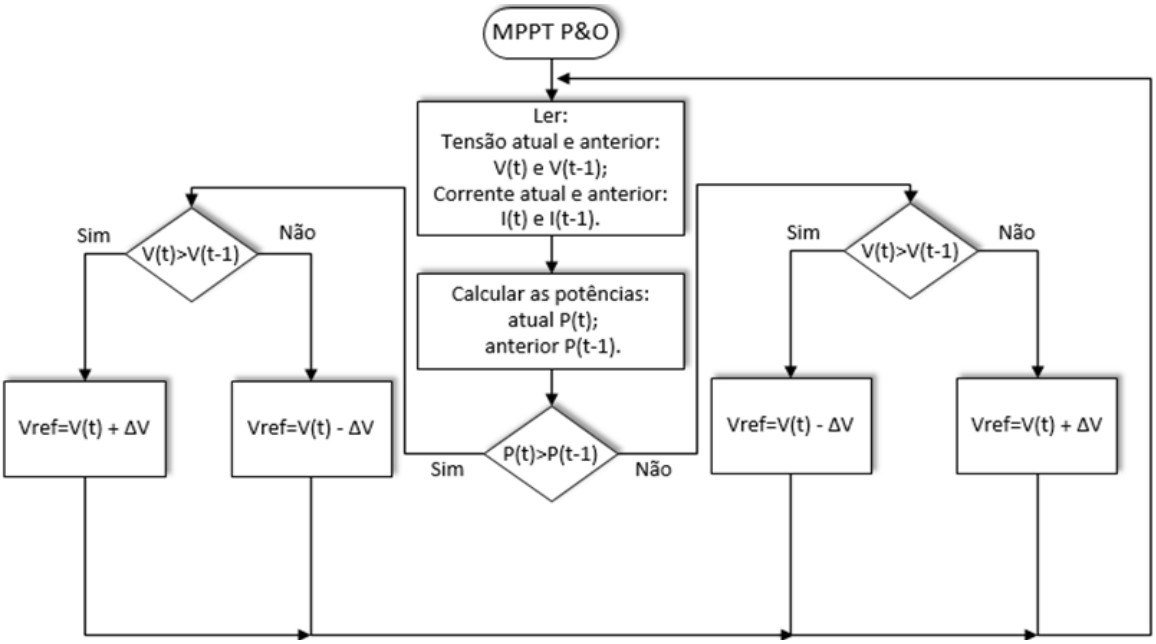


Figura 3.14 - Fluxograma do MPPT P&O implementado.

- **Conversor DC/DC elevador**

No conversor DC/DC elevador, o controlo da tensão só será necessário nos modos de carregamento 1 e 3 das baterias, uma vez que no modo de carregamento 2 este conversor é apenas controlado em corrente.

O esquema do conversor DC/DC elevador está representado na Figura 3.15.

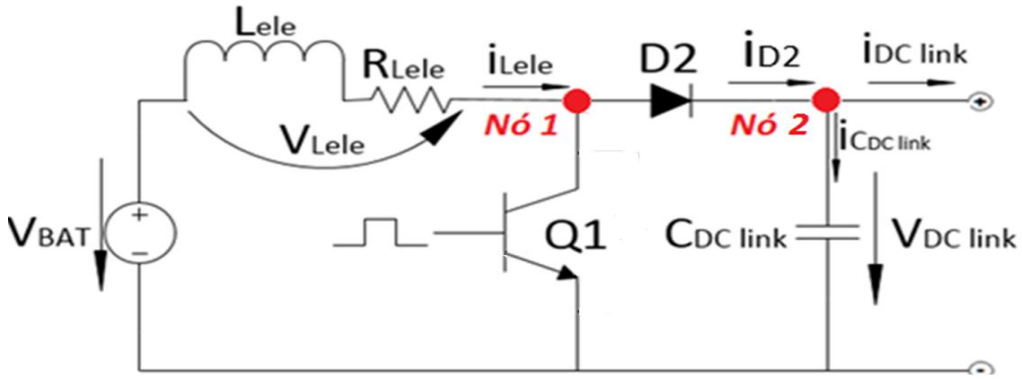


Figura 3.15 – Conversor DC/DC elevador.

Aplicando a lei de Kirchhoff no nó 2 obtém-se as equações das correntes do circuito:

$$i_{D2} = i_{C_{DC\ link}} + i_{DC\ link}, \tag{3.22}$$

onde:

$$i_{C_{DC\ link}} = C_{DC\ link}\frac{dV_{DC\ link}}{dt}, \tag{3.23}$$

e, em média:

$$i_{D2} = i_{L_{ele}}(1-\delta). \tag{3.24}$$

Substituindo em (3.22), obtém-se:

$$i_{L_{ele}}\left(1-\bar{\delta}\right) = C_{DC\ link}\frac{dV_{DC\ link}}{dt} + I_{DC\ link} \quad \leftrightarrow$$

$$\frac{dV_{DC\ link}}{dt} = \frac{i_{L_{ele}}\left(1-\bar{\delta}\right) - i_{DC\ link}}{C_{DC\ link}}. \tag{3.25}$$

Aplicando a transformada de Laplace à equação (3.25) , obtém-se a expressão (3.26) que representa o comportamento da tensão em $C_{DC\ link}$ em função das correntes do circuito no domínio das frequências.

$$V_{DC\ link} = \frac{1}{sC_{DC\ link}}\left(I_{L_{ele}}\left(1-\bar{\delta}\right) - I_{DC\ link}\right) \tag{3.26}$$

3.2.5.3. Projeto dos compensadores para o controlo da tensão dos conversores DC/DC redutor e elevador

A geração da corrente de referência em função do erro da tensão foi feita através da utilização de compensadores que permitem melhorar o seguimento de uma determinada referência e/ou rejeição de perturbações e aperfeiçoar a resposta transitória ou a estabilidade relativa do sistema [63]. Utilizou-se compensadores PI devido à sua simplicidade de implementação, desempenho e robustez, sendo vulgarmente utilizados em sistemas de energia [63] [64]. A função de transferência de um compensador PI é dada por [65]:

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s}, \tag{3.27}$$

onde K_p representa o ganho proporcional e K_i o ganho integral.

Através das funções de transferência (3.18) e (3.21) do conversor DC/DC redutor e (3.26) do conversor DC/DC elevador, obtidas em malha fechada, foi possível obter a esquematização generalizada para o controlo da tensão representada na Figura 3.16.

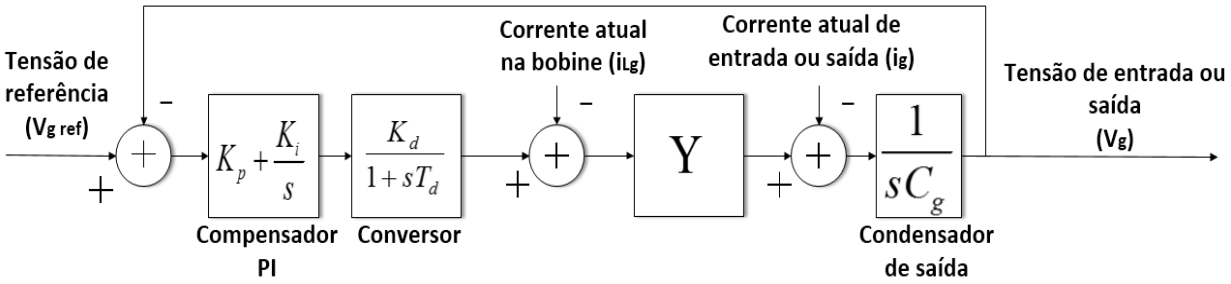


Figura 3.16 – Diagrama de blocos generalizado implementado para o controlo da tensão.

O sistema em malha fechada pode ser simplificado sem comprometer o dimensionamento do compensador ao desprezar o atraso provocado pela comutação dos semicondutores dos conversores T_d, tornando o ganho médio do conversor quase unitário, o que significa que, em termos médios, a corrente nos conversores é aproximadamente igual à corrente de referência [30]. A variável K_d representa o ganho

incremental do conversor. O esquema generalizado simplificado pode ser visualizado na Figura 3.17.

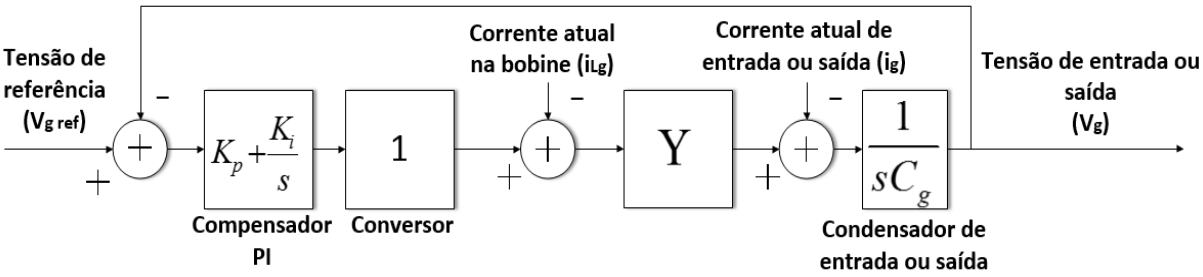


Figura 3.17 – Diagrama de blocos generalizado simplificado implementado para o controlo da tensão.

Para se obter as expressões do controlo da tensão dos conversores DC/DC redutor e elevador basta substituir as variáveis generalizadas pelas variáveis específicas para cada controlo, tal como se encontra na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Associação das variáveis generalizadas e as variáveis específicas.

Variáveis generalizadas	**Variáveis específicas**		
	Conversor DC/DC Redutor		Conversor DC/DC Elevador
	Controlo da tensão no condensador $C_{PV/G}$	Controlo da tensão no banco de baterias	Controlo da tensão no condensador $C_{DC\,link}$
$V_{g\,ref}$	$V_{PV/G\,ref}$	$V_{BAT\,ref}$	$V_{DC\,link\,ref}$
K_p	K_{p1}	K_{p2}	K_{p3}
K_i	K_{i1}	K_{i2}	K_{i3}
i_{Lg}	i_{Lred}	0	i_{Lele}
γ	$\bar{\delta}$	1	$1-\bar{\delta}$
i_g	$i_{PV/G}$	i_{BAT}	$i_{DC\,link}$
C_g	$C_{PV/G}$	C_{red}	$C_{DC\,link}$
V_g	$V_{PV/G}$	V_{BAT}	$V_{DC\,link}$

As funções de transferência do compensador PI em malha fechada para o conversor DC/DC redutor são dadas por (3.28) e (3.29). Relativamente ao conversor DC/DC elevador, a função de transferência do compensador PI em malha fechada encontra-se em (3.30).

Redutor	
$\begin{cases} \dfrac{V_{PV/G}}{V_{PV/G\,ref}} = \dfrac{-(s\,K_{p1} + K_{i1})\dfrac{\overline{\delta}}{C_{PV/G}}}{s^2 - \dfrac{K_{p1}\overline{\delta}}{C_{PV/G}}s - \dfrac{K_{i1}\overline{\delta}}{C_{PV/G}}} \end{cases}$	(3.28)
$\begin{cases} \dfrac{V_{BAT}}{V_{BAT\,ref}} = \dfrac{(s\,K_{p2} + K_{i2})\dfrac{1}{C_{red}}}{s^2 + \dfrac{K_{p2}}{C_{red}}s + \dfrac{K_{i2}}{C_{red}}} \end{cases}$	(3.29)
Elevador	
$\begin{cases} \dfrac{V_{DC\,link}}{V_{DC\,link\,ref}} = \dfrac{(s\,K_{p3} + K_{i3})\dfrac{\overline{\delta}-1}{C_{DC\,link}}}{s^2 + sK_{p3}\left(\dfrac{1}{C_{DC\,link}} - \dfrac{\overline{\delta}}{C_{DC\,link}}\right) + K_{i3}\left(\dfrac{1}{C_{DC\,link}} - \dfrac{\overline{\delta}}{C_{DC\,link}}\right)} \end{cases}$	(3.30)

As expressões usadas para determinar as constantes proporcionais e integrais dos compensadores PI das equações (3.28) a (3.30) foram obtidas igualando os denominadores das mesmas à forma canónica de um sistema passa-baixo de 2ª ordem, dada por [65]:

$$s^2 + 2\xi\omega_n s\ + \omega_n^2, \tag{3.31}$$

onde ξ representa o fator de amortecimento e ω_n a frequência natural. As expressões obtidas encontram-se representadas desde a equação (3.32) até à (3.37).

Redutor	
$\begin{cases} K_{P1} = \dfrac{-2\xi\omega_n C_{\frac{PV}{G}}}{\overline{\delta}} \end{cases}$	(3.32)
$\begin{cases} K_{i1} = \dfrac{-\omega_n^2 C_{PV/G}}{\overline{\delta}} \end{cases}$	(3.33)
$\begin{cases} K_{p2} = 2\xi\omega_n C_{red} \end{cases}$	(3.34)
$\begin{cases} K_{i2} = \xi\omega_n^2 \end{cases}$	(3.35)
Elevador	
$\begin{cases} K_{p3} = \dfrac{2\xi\omega_n}{\dfrac{1}{C_{DC\,link}} - \dfrac{\overline{\delta}}{C_{DC\,link}}} \end{cases}$	(3.36)
$\begin{cases} K_{i3} = \dfrac{\omega_n^2}{\dfrac{1}{C_{DC\,link}} - \dfrac{\overline{\delta}}{C_{DC\,link}}} \end{cases}$	(3.37)

Como é possível verificar pelas expressões (3.32) até à (3.37), estas dependem dos dois parâmetros que caracterizam um sistema de 2ª ordem, ξ e ω_n [66]. Os valores destes parâmetros irão caracterizar a resposta dinâmica do sistema. O valor do fator de amortecimento ronda, geralmente, os valores próximos de 0,707, de forma a não haver sobrelevação à resposta em degrau da tensão [66], sendo o valor utilizado nos compensadores implementados.

Através da equação (3.38), aplicável quando 0<ξ<1, é possível calcular a frequência natural ω_n para um determinado tempo de estabilização (t_s) em segundos [67]. Considerou-se um t_s=0,05 s como sendo o tempo máximo para a estabilização da resposta dos compensadores, obtendo o valor dado pela equação (3.38) para ω_n [65].

$$t_s = \frac{4}{\xi\ \omega_n} \leftrightarrow \omega_n = 113{,}154\ rad/s \tag{3.38}$$

Na Figura 3.18 encontra-se o diagrama do conversor DC/DC redutor em conjunto com o conversor DC/DC elevador para o modo de carregamento 1 e 3 das baterias e os respetivos controlos de corrente e de tensão. Este diagrama é equivalente aos diagramas de blocos obtidos em malha fechada. Os blocos S.C. (sensor de corrente) e S.T. (sensor de tensão) permitem obter os valores atuais das grandezas associadas aos mesmos. Os limitadores evitam que a corrente ultrapasse os valores máximos suportados pelos componentes. O método de carregamento das baterias (em corrente ou em tensão) é escolhido pelo bloco "Modo de carregamento" em função da tensão das baterias, tal como se encontra descrito no fluxograma do anexo D. O diagrama conjunto dos conversores DC/DC redutor e elevador para o modo de carregamento das baterias 2 encontra-se no anexo E.

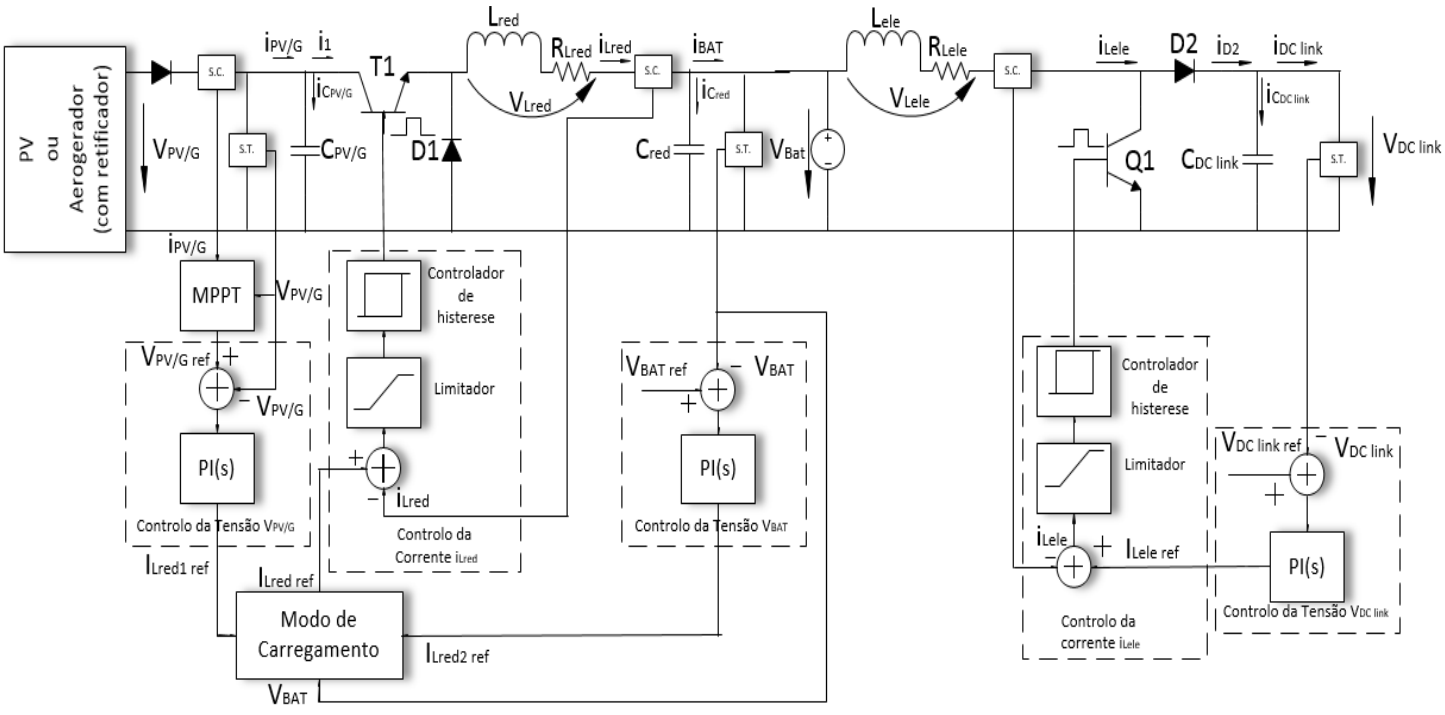


Figura 3.18 – Conversores DC/DC redutor e elevador para o modo 1 e 3 de carregamento das baterias.

3.2.6. Inversor

O modelo do inversor monofásico de onda completa utilizado para converter a energia do *link* DC em grandezas alternadas, de forma a alimentar as cargas e/ou para serem injetadas na REE, encontra-se representado na Figura 3.19. Utilizou-se um inversor monofásico, uma vez que os sistemas de microprodução são constituídos, normalmente, por sistemas monofásicos [68]. A técnica de controlo utilizada para realizar o controlo do inversor foi a de PWM de 3 níveis, onde o controlo de cada braço é independente, seguindo a sua própria referência. Este tipo de controlo permite reduzir o tremor introduzido pela comutação dos semicondutores eletrónicos de potência, diminuir a tensão aos terminais dos componentes do filtro e assim reduzir as perdas nos mesmos [39] [68].

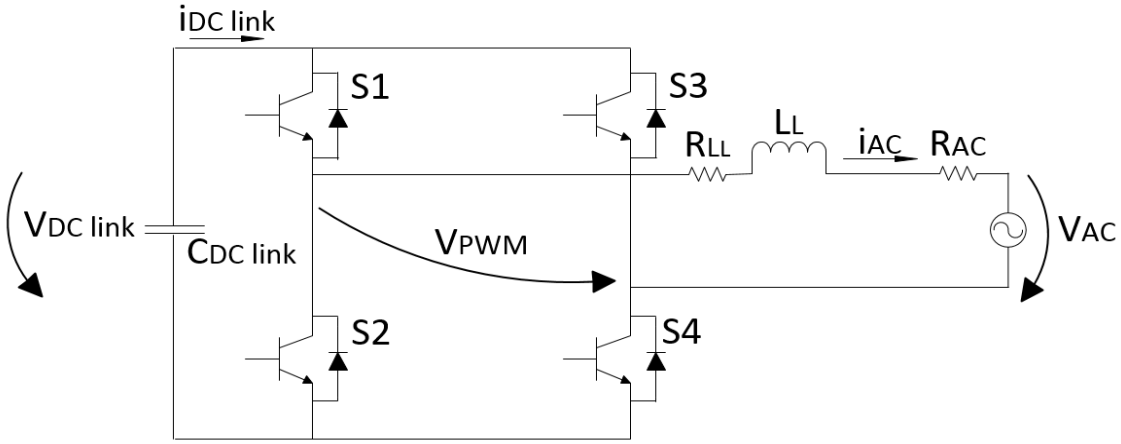


Figura 3.19 - Inversor monofásico em ponte completa.

O inversor possui quatro estados possíveis de funcionamento, tal como se encontra indicado na Tabela 3.10, em função do estado (ligado ou desligado) de cada semicondutor eletrónico de potência.

Tabela 3.10 – Tensão de saída do inversor em função dos estados mais comuns dos semicondutores eletrónicos de potência [45].

S1	***S2***	***S3***	***S4***	V_{PWM}
1	0	0	1	$V_{DC\ link}$
0	1	1	0	$-V_{DC\ link}$
1	0	1	0	0
0	1	0	1	0

Através da Tabela 3.10 é possível obter os valores da tensão V_{PWM} e da corrente iDC_{link} em função do estado dos semicondutores eletrónicos de potência.

No caso da tensão V_{PWM}, como se verifica pela equação (3.39), esta pode ser nula, positiva ou negativa, de valor igual à tensão de entrada do inversor, consoante o estado dos semicondutores eletrónicos de potência.

$$V_{PWM} = \begin{cases} V_{DC\ link} & se\ (S1 = S4 = ON) \wedge (S2 = S3 = OFF) \\ 0 & se\ (S1 = S3 = ON) \wedge (S1 = S4 = OFF) \\ 0 & se\ (S2 = S4 = ON) \wedge (S1 = S3 = OFF) \\ -V_{DC\ link} & se\ (S2 = S3 = ON) \wedge (S1 = S4 = OFF) \end{cases} \quad (3.39)$$

A expressão (3.40) caracteriza a corrente $i_{DC\ link}$ em função da corrente i_{AC}, com base no estados dos semicondutores eletrónicos de potência.

$$i_{DC\ link} = \begin{cases} i_{AC} & se\ (S1 = S4 = ON) \wedge (S2 = S3 = OFF) \\ 0 & se\ (S1 = S3 = ON) \wedge (S1 = S4 = OFF) \\ 0 & se\ (S2 = S4 = ON) \wedge (S1 = S3 = OFF) \\ -i_{AC} & se\ (S2 = S3 = ON) \wedge (S1 = S4 = OFF) \end{cases} \quad (3.40)$$

Considerando γ_3 como a variável de estado que representa o funcionamento dos semicondutores eletrónicos de potência, dada por:

$$\gamma_3 = \begin{cases} 1 & se\ (S1 = S4 = ON) \wedge (S2 = S3 = OFF); \\ 0 & se\ (S1 = S3 = ON) \wedge (S1 = S4 = OFF); \\ 0 & se\ (S2 = S4 = ON) \wedge (S1 = S3 = OFF); \\ -1 & se\ (S2 = S3 = ON) \wedge (S1 = S4 = OFF); \end{cases} \quad (3.41)$$

foi possível obter as expressões genéricas para a tensão V_{PWM} (equação (3.42)) e para a corrente $i_{DC\ link}$ (equação (3.43)), sendo que neste ultimo caso é dada em função da corrente de saída do inversor (i_{AC}).

$$V_{PWM} = \gamma_3 V_{DC\ link} \quad (3.42)$$

$$I_{DC\ link} = \gamma_3 i_{AC} \quad (3.43)$$

O dimensionamento do inversor foi realizado considerando os parâmetros da Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Parâmetros usados no dimensionamento do inversor.

Parâmetros	Variáveis	Valores
Potência nominal (W)	P_{inv}	3000
Tensão nominal (V)	$V_{AC\ RMS}$	230
Frequência nominal (Hz)	f_{rede}	50
Tensão no *link* DC (V)	$V_{DC\ link}$	480
Frequencia de comutação (HZ)	f	10000
Variação da tensão no *link* DC (V)	$\Delta V_{DC\ link}$	25
Fator de Potência	*FP*	1
Máxima distorção harmónica da corrente (%)	*THDi*	3

O inversor deve converter a energia do *link* DC para a rede elétrica, em que, tendo em consideração as perdas, a tensão $V_{DC\ link}$ deve ser 30% superior à tensão nominal da rede. O valor mínimo para $V_{DC\ link}$ é dado por [30]:

$$V_{DC\ link} = 1{,}3\sqrt{2}\,V_{AC\ RMS} \leftrightarrow V_{DC\ link} = 422{,}85\,V. \tag{3.44}$$

De forma a precaver que a tensão no *link* DC baixe do valor mínimo calculado anteriormente, devido às variações na tensão, definiu-se $V_{DC\ link}$ = 480V. Limitou-se a variação máxima da tensão no *link* DC a 5%, o que corresponde a aproximadamente 25 V e definiu-se uma distorção harmónica total para a corrente (*THDi*) de 3% e um fator de potência quase unitário na entrega de energia às cargas e/ou REE.

3.2.6.1. Dimensionamento dos filtros passivos

Na Figura 3.20 encontra-se o inversor acoplado à REE através dos filtros L, LC e LCL.

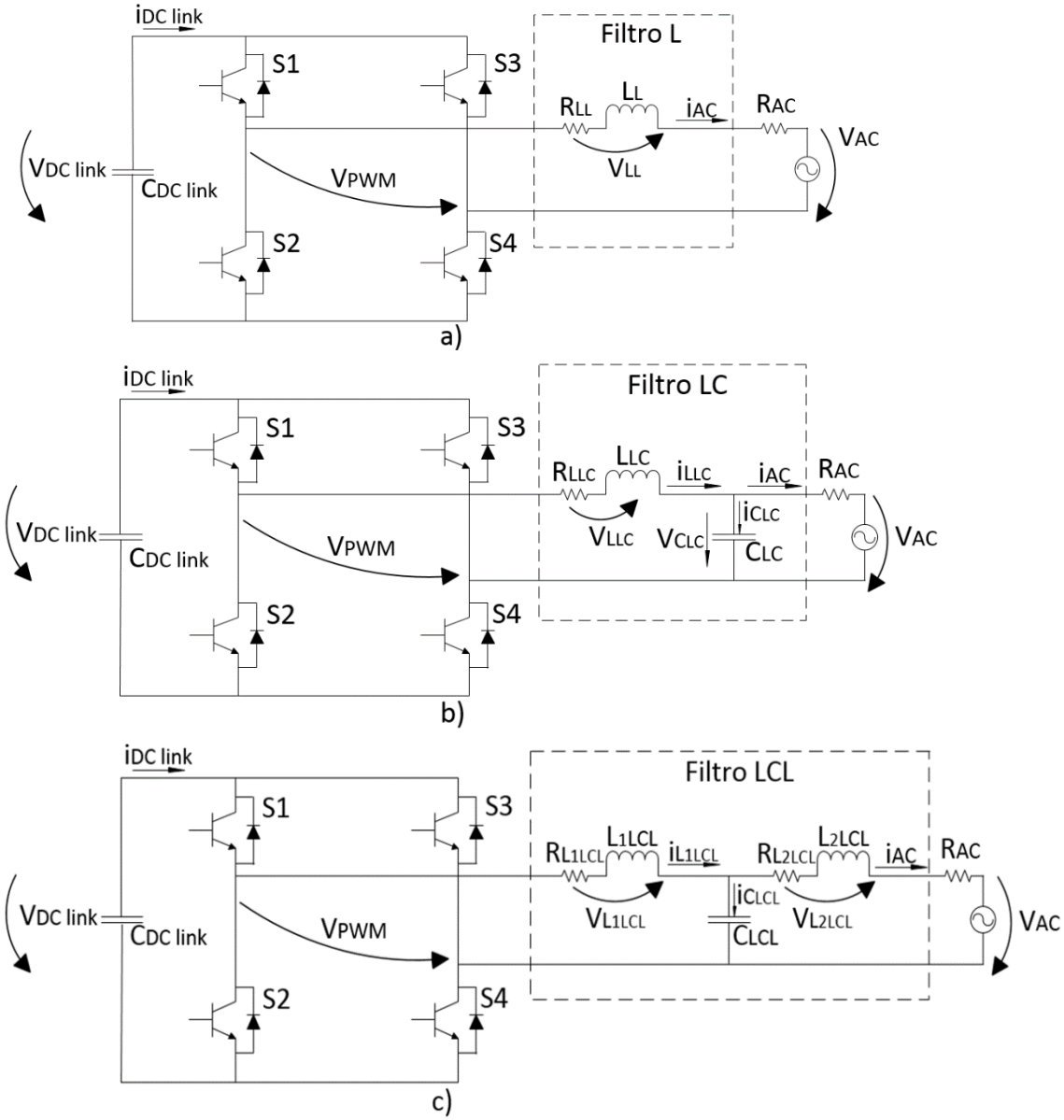


Figura 3.20 – Inversor acoplado à REE com um filtro a) L, b) LC e c) LCL.

No filtro L o valor do coeficiente de auto-indução da bobine L_L, é dada por [69]:

$$L_L = \frac{\sqrt{2}V_{AC\ RMS}\left(\sqrt{2}V_{DC\ link} - \sqrt{2}V_{AC\ RMS}\right)}{2\Delta_{i_{L_{i_{AC}}}} f\ V_{DC\ link}}; \tag{3.45}$$

onde o valor eficaz da corrente a injetar na REE e/ou alimentar as cargas de uma habitação é dada por [30]:

$$i_{AC\ RMS} = \frac{P_{inv}}{V_{AC\ RMS}} \leftrightarrow i_{AC\ RMS} = 13{,}043\ A; \tag{3.46}$$

e a variação da corrente, obtida através da K_{iTHD} pretendida, é dada por [30]:

$$\Delta_{i_{L_{i_{AC}}}} = THDi\ 2\sqrt{3}\ i_{AC\ RMS} \leftrightarrow \Delta_{iL_{i_{AC}}} = 1{,}355\ A. \tag{3.47}$$

Substituindo as equações (3.46) e (3.47) em (3.45), obteve-se o seguinte valor para o coeficiente de auto-indução da bobine L_L do filtro L:

$$L_L = 8{,}84\ mH. \tag{3.48}$$

No acoplamento com o filtro LC, o cálculo do condensador C_{LC} deve considerar o facto de que a frequência de corte f_c deve ficar uma década abaixo da frequência de comutação do inversor, tal como se encontra na equação (3.49), de forma a garantir que os harmónicos que resultam da comutação dos semicondutores sejam atenuados sem afetar a harmónica principal [69].

$$f_c \leq \frac{f}{10} \tag{3.49}$$

Sabendo que a f_c é dada por [69]:

$$f_c = \frac{1}{2\ \pi\ \sqrt{L_{LC}C_{LC}}}; \tag{3.50}$$

ao ser relacionada com as equações (3.49) e (3.50), possibilita obter a equação do condensador C_{LC} e o seu respetivo valor, para uma f_c=1 kHz, tal como se encontra em (3.51) [69].

$$C_{LC} \geq \frac{1}{L_{LC}\left(\frac{2\ \pi\ f}{10}\right)^2} \leftrightarrow C_{LC} \geq 2{,}865\ \mu F \tag{3.51}$$

No filtro LCL, a frequência de ressonância deve se encontrar dentro do intervalo relativamente à frequência da rede e à frequência de comutação [70]:

$$10\ f_{rede} < f_{res} < 0{,}5\ f; \tag{3.52}$$

onde:

$$f_{res} = \frac{\omega_{res}}{2\ \pi}; \tag{3.53}$$

e

$$\omega_{res} = \sqrt{\frac{L_{1\,LCL} + L_{2\,LCL}}{L_{1\,LCL} L_{2\,LCL} C_{LCL}}}; \tag{3.54}$$

em que ω_{res} representa a frequência angular de ressonância em rad/s. Considerou-se uma frequência de ressonância de 1 kHz, já que cumpre com (3.52).

O valor do coeficiente de auto-indução da bobine L_{2LCL} pode ser obtido através de [71]:

$$L_{2\,LCL} = \frac{V_{AC\,rms}}{2\sqrt{6}\Delta_{i_{L_{i_{AC}}}} f} \leftrightarrow L_{2\,LCL} = 3{,}46\ mH. \tag{3.55}$$

Relativamente à bobine L_{1LCL}, o seu coeficiente de auto-indução pode ser obtido pela seguinte aproximação [69]:

$$L_{1\,LCL} = \frac{L_{2\,LCL}}{2} \leftrightarrow L_{1\,LCL} = 6{,}92\ mH. \tag{3.56}$$

Substituindo os valores obtidos nas equações (3.55) e (3.56) em (3.54), é possível obter o valor de C_{LCL}:

$$C_{LCL} = \frac{L_{1\,LCL} + L_{2\,LCL}}{\omega_{res}^2 L_{1\,LCL} L_{2\,LCL}} \leftrightarrow C_{LCL} = 10{,}918\ \mu F. \tag{3.57}$$

No projeto de um filtro LCL deve-se ter em consideração que a sua resposta em frequência apresenta um pico de ressonância que pode tornar instável o sistema realimentado [71] [72] .Uma das formas de realizar o amortecimento da frequência ressonância do filtro LCL é através de métodos passivos [71] [72]. O amortecimento passivo baseia-se na introdução de resistências em série ou em paralelo com os elementos que compõe o filtro. A desvantagem desta técnica de amortecimento é o facto de provocar um aumento das perdas por efeito de Joule nas resistências, o que diminui o rendimento do sistema [92]. Optou-se pela implementação de uma resistência de amortecimento R_D em série com o condensador C_{LCL}, visto ser de fácil execução e de realizar a ação pretendida. A resistência R_D é dada por [70]:

$$R_D = \frac{1}{3\ \omega_{res}\ C_{LCL}} \leftrightarrow R_D = 4{,}86\ \Omega. \tag{3.58}$$

3.2.6.2. Projeto dos compensadores para o controlo da corrente i_{AC}

O controlo da corrente é realizado para que a corrente i_{AC} siga uma referência $i_{AC\,ref}$ sinusoidal em fase com a tensão V_{AC} da REE, tendo em consideração o sentido da corrente da Figura 3.20). No projeto do controlador aplicou-se as leis de Kirchhoff aos filtros que se encontram acoplados entre a saída do inversor e a REE. Analisando os circuitos da Figura 3.20, obteve-se os sistemas das equações da dinâmica, onde se aplicou a transformada de Laplace, obtendo as funções de transferência em malha aberta para o filtro L (3.59), LC (3.60) e LCL (3.61).

Filtro L →

$$H_L(s) = \frac{1}{L_L s + R_{AC} + R_{L_L}} \tag{3.59}$$

Filtro LC →

$$H_{LC}(s) = \frac{1}{L_{LC} s + R_{L_{LC}} + \frac{R_{AC} L_{LC}}{C_{LC}} + \frac{R_{AC} R_{L_{LC}}}{C_{LC} s} + \frac{R_{AC}}{C_{LC} s}} \tag{3.60}$$

Filtro LCL →

$$H_{LCL}(s) = \frac{1}{\frac{(sL2_{LCL} + R_{AC}) sL1_{LCL}}{\frac{1}{sC_{LCL}} + R_D} + sL1_{LCL} + sL2_{LCL} + R_{AC}} \tag{3.61}$$

A partir das funções de transferência dos filtros, esquematizou-se os sistemas em malha fechada de forma a calcular os parâmetros dos compensadores. Para os filtros L e LC, de 1ª e 2ª ordem respetivamente, foram utilizados compensadores PI, já que estes realizavam o tipo de controlo pretendido, atingindo as referências desejadas. Para o filtro LCL, de 3ª ordem, utilizou-se um compensador PID visto que este permite um melhor controlo da estabilidade e dos erros transitórios através da combinação dos métodos de controlo proporcional, integral e derivativo [65]. A equação do compensador PID é dada por [65]:

$$C_1(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s. \tag{3.62}$$

Na Figura 3.21 encontram-se as funções de transferência dos sistemas em malha fechada com um filtro L, LC e LCL, respetivamente.

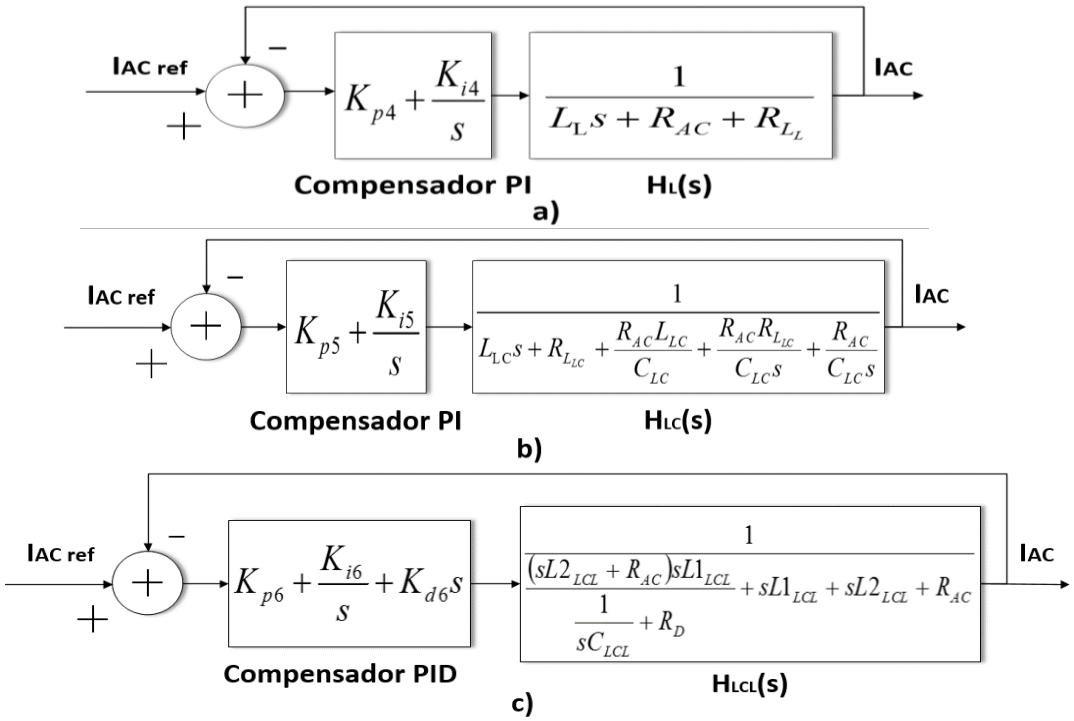


Figura 3.21 – Diagrama de blocos do inversor com o controlo da corrente a) com um filtro L, b) com um filtro LC e c) com um filtro LCL.

As funções de transferência para o inversor em malha fechada de controlo da corrente i_{AC} em função da corrente $i_{AC\,ref}$, nas frequências, são dadas pelas equações (3.63), (3.64) e (3.65) para o filtro L, LC e LCL, respetivamente.

$$Filtro\ L - \left\{\frac{I_{AC}}{I_{AC\,ref}} = \frac{s\left(\frac{sK_{p4}+K_{i4}}{L_L}\right)}{s^2 + s\left(\frac{R_{L_L}+K_p}{L_L}\right) + \frac{K_{i4}}{L_L}}\right. \tag{3.63}$$

$$Filtro\ LC \\ -\left\{\frac{I_{AC}}{I_{AC\,ref}} = \frac{\frac{s}{L_{LC}}\left(sK_{p5}+K_{i5}\right)}{s^2 + s\left(\frac{R_{L_{LC}}C_{LC}+R_{AC}L_L+K_{p5}C_{LC}}{L_{LC}C_{LC}}\right) + \left(\frac{R_{AC}R_{L_{LC}}+R_{AC}+K_{i5}C_{Cl}}{L_{LC}C_{LC}}\right)}\right. \tag{3.64}$$

$$Filtro\ LCL \\ -\left\{\frac{I_{AC}}{I_{AC\,ref}} = \frac{\frac{\left(\frac{1}{C_{LCL}}+R_D s\right)\left(sK_{p6}+K_{i6}+K_{d6}s^2\right)}{L1_{LCL}L2_{LCL}}}{s^3 + s^2\left(\frac{R_{AC}L1_{LCL}+R_D L1_{LCL}+R_D L2_{LCL}}{L1_{LCL}L2_{LCL}}\right) + s\left(\frac{L1_{LCL}+L2_{LCL}}{L1_{LCL}L2_{LCL}C_{LCL}}\right) + \left(\frac{R_{AC}}{C_{LCL}L1_{LCL}L2_{LCL}}\right)}\right. \tag{3.65}$$

Considerou-se novamente a forma canónica de um sistema de 2ª ordem dada por (3.31) para os denominadores das equações (3.63) e (3.64), obtendo as seguintes igualdades:

$$Filtro\ L = \begin{cases} K_{p4} = 2\xi\omega_n L_L - R_{Ac} - R_{L_L} & (3.66) \\ K_{i4} = \omega_n^2 L_L & (3.67) \end{cases}$$

$$Filtro\ LC = \begin{cases} K_{p5} = 2\xi\omega_n L_{LC} - R_{L_{LC}} - \dfrac{R_{AC}L_{LC}}{C_{LC}} & (3.68) \\ K_{i5} = \omega_n^2 L_{LC} - \dfrac{R_{AC}R_{L_{LC}}}{C_{LC}} - \dfrac{R_{AC}}{C_{LC}} & (3.69) \end{cases}$$

No filtro LCL, devido ao facto de ser um sistema de 3ª ordem, foi utilizada a regra de Ziegler-Nichols para deduzir os parâmetros do compensador PID. Esta regra baseia-se na análise de um ensaio experimental com o objetivo de obter um bom compromisso entre a resposta transitória e a estabilidade relativa [73] [74].

Em muitos sistemas, os processos apresentam uma resposta ao escalão com a forma semelhante à representada na Figura 3.22 [74]:

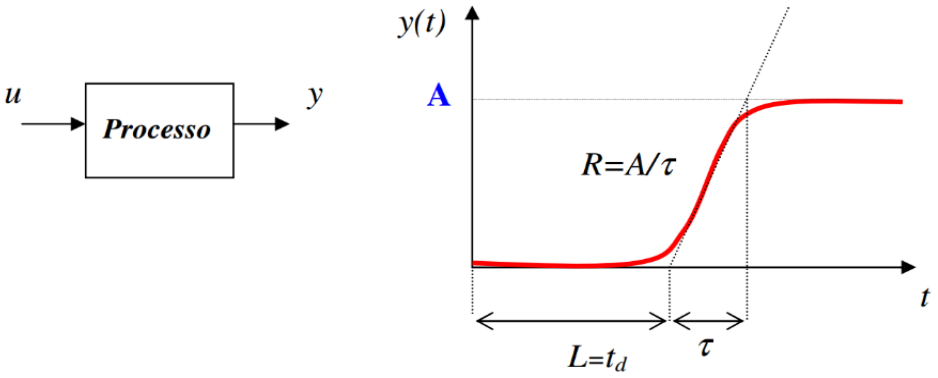


Figura 3.22 – Resposta ao escalão de um sistema sem integradores nem polos complexos conjugados dominantes [74].

No compensador PID tem-se as relações dadas pelas equações (3.70) e (3.71) para uma resposta transitória que decai 25% em amplitude ao longo de um período ($\xi = 0{,}21$) [74]:

$$\begin{cases} T_I = 2\,L; \\ T_D = 0{,}5\,L; \end{cases} \quad (3.70)$$

(3.71)

onde T_I e T_D representam o tempo de integração e de derivação, respetivamente.

Os parâmetros proporcional (K_{p7}), integral (K_{i7}) e derivativo (K_{d7}) do compensador PID foram obtidos a partir das equações [74]:

$$\begin{cases} K_{p7} = 1{,}2/R\,L; \\ K_{i7} = K_p/T_I; \\ K_{d7} = T_D\,K_p. \end{cases} \quad (3.72)$$

(3.73)

(3.74)

Na Figura 3.23 encontra-se o diagrama do inversor para o modo 1 de carregamento das baterias com o filtro L. Os modos 2 e 3 de carregamento das baterias encontram-se no anexo F. Para os outros filtros o processo é análogo, com a exceção que para o filtro LCL o controlo da corrente é feito recorrendo a um compensador PID.

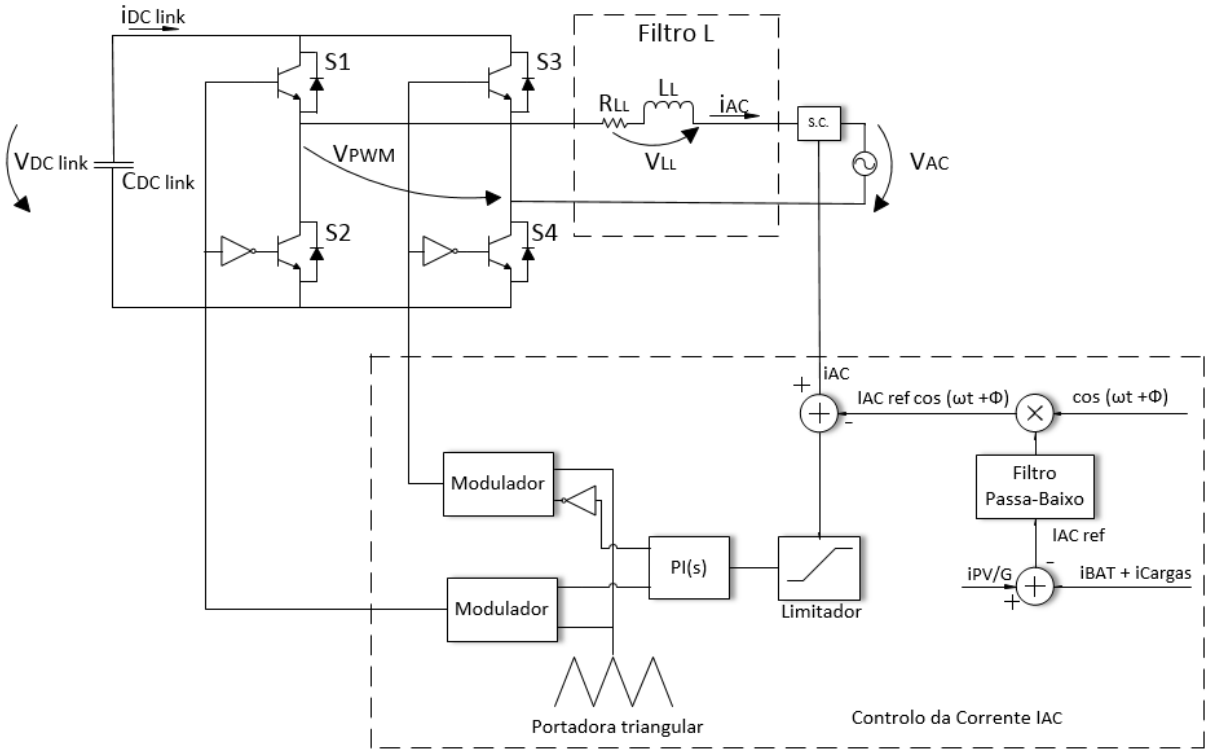


Figura 3.23 – Inversor com o controlo de corrente e tensão para modo 1 de carregamento das baterias.

Os esquemas completos do sistema de microprodução para os três modos de carregamento das baterias encontram-se no anexo G.

3.3. Conclusão

Neste capítulo fez-se o projeto dos componentes necessários para a implementação de um sistema de microprodução que converte energia fotovoltaica/eólica em energia elétrica, com o dimensionamento e implementação em *MATLAB/SIMULINK* de modelos capazes de simular os sistemas reais.

O banco de baterias foi projetado com o objetivo de alimentar as cargas ligadas ao sistema ou para produzir energia para a REE de modo a manter a sua estabilidade. Dentro do conjunto de tipos de baterias existentes, optou-se pelas ácidas de chumbo, uma vez que são unidades robustas, seguras, com elevada capacidade de potência, tempos de vida útil de 5 a 15 anos e com um baixo custo.

A escolha do MPPT recaiu sobre o de P&O, visto que este apresenta um bom rendimento e é de fácil implementação e, sobretudo, funciona em sistemas fotovoltaicos e em sistemas eólicos, o que permite que o sistema implementado possa ser utilizado para qualquer uma das fontes renováveis enumeradas anteriormente sem a necessidade de mudar o tipo de MPPT.

No dimensionamento dos conversores foi necessário analisar os parâmetros que influenciam o seu desempenho de forma a que as técnicas de controlo dos mesmos fossem adequadas para se obter os resultados pretendidos para distorção harmónica da corrente, garantindo que esta se enquadre nos valores exigidos pela norma EN 50160 (< 8%), com um fator de potência quase unitário na entrega de energia às cargas e/ou REE.

Por fim, dimensionou-se três tipos de filtros que serão comparados entre si em capítulos seguintes, mas que têm como função principal a redução dos harmónicos presentes nos sinais a injetar na REE e que influenciam a QEE.

Capítulo 4

Simulação do sistema de microprodução integrado numa rede inteligente de energia

4.1. Introdução

A introdução de fontes de energia renovável em redes isoladas de energia, como é o caso da ilha da Madeira, é um tema de elevado interesse, quer para as comunidades que as constituem, quer para os operadores que asseguram a distribuição de energia nas mesmas. Tal facto deve-se, principalmente, aos sistemas que tradicionalmente asseguram o abastecimento de energia serem caracterizados pelo alto custo que acarretam, com a agravante que, no caso das ilhas isoladas, existirem dificuldades no fornecimento dos combustíveis, além de contribuírem para o aumento da poluição ambiental [56]. Uma das possíveis soluções deste problema passa pelo aproveitamento de fontes de energia alternativas, como o caso das fontes renováveis, para produzir energia elétrica [57].

No entanto, é necessário ter em consideração algumas das dificuldades associadas às fontes de energia renováveis, como é o caso da sua intermitência, que implicam cuidados acrescidos aquando da sua conceção e que a REE esteja preparada para essas variações de potência. Em sistemas de microprodução, essa dificuldade pode ser superada com a inclusão de sistemas de armazenamento intermédio que possibilitam que a energia fornecida à REE seja constante, mesmo com variações na energia extraída das fontes renováveis, durante um determinado intervalo de tempo, de acordo com o projeto do sistema de armazenamento utilizado.

Os sistemas de microprodução que utilizam fontes renováveis, em especial os dotados com sistemas de armazenamento intermédio, podem contribuir para a implementação de uma RIE, já que são sistemas de energia descentralizados que podem ser usados na prestação de serviços auxiliares com o objetivo de assegurar a estabilidade da REE e contribuírem para a sua otimização.

Neste capítulo são realizados testes ao sistema de microprodução modelizado no capítulo 3 para vários cenários, como a existência de perturbações na REE e quando a RIE fornece as referências para uma determinada potência num determinado instante. Verifica-se que o banco de baterias é capaz de fornecer a energia necessária para cumprir os requisitos de potência da RIE, caso a potência extraída da fonte renovável não seja suficiente.

4.2. Modelo simplificado da REE

A REE é constituída, essencialmente, pelos geradores de energia elétrica, linhas de transporte, transformadores e pelas cargas [52]. No contexto deste trabalho, a análise da energia entregue à REE foi realizada com a utilização de um modelo equivalente de Thévenin, que constitui uma versão simplificada dos seus principais constituintes [52].

4.3. Resultados das simulações em *MATLAB/SIMULINK*

Na Figura 4.1 encontra-se o modelo implementado em *MATLAB/SIMULINK* utilizado para os testes realizados para o painel fotovoltaico para o modo 1 de carregamento das baterias. O esquema que se encontra no anexo H, utilizado para o aerogerador, é análogo ao utilizado para os painéis fotovoltaicos, com a exceção da inclusão do retificador passivo à saída do aerogerador. Os resultados apresentados referem-se à utilização dos painéis fotovoltaicos como fonte de energia renovável. Tal se sucede devido ao facto dos resultados não diferenciarem para as diferentes fontes de energia renovável devido à utilização do retificador passivo no sistema com o aerogerador. A única exceção são os resultados obtidos para o teste do MPPT, onde se pretende verificar a potência extraída de cada fonte.

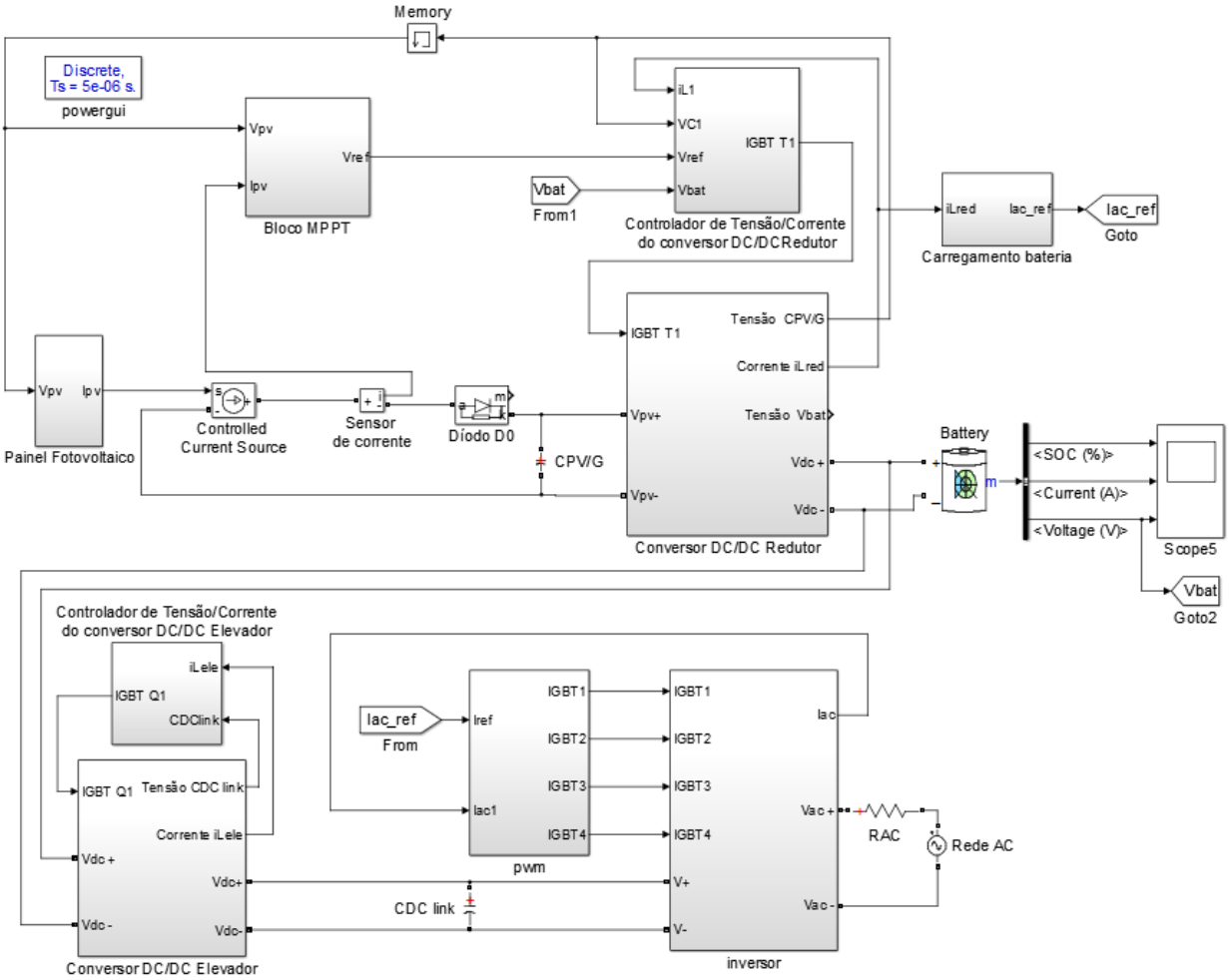


Figura 4.1 – Modelo completo do sistema de microprodução utilizado no *MATLAB/SIMULINK*.

4.3.1. MPPT

Para verificar o funcionamento do MPPT implementado, comparou-se a potência disponibilizada pela fonte de energia renovável com a potência elétrica obtida. Para tal, variou-se, no caso dos painéis fotovoltaicos, a radiação solar até 1 kW/m^2 para simular as diferentes posições do Sol ao longo do dia, sem variações abruptas, obtendo a Figura 4.2 em que cada segundo representa uma hora. No caso do aerogerador, variou-se da mesma forma a velocidade do vento até 14 m/s ao longo do tempo sem considerar variações repentinas da mesma.

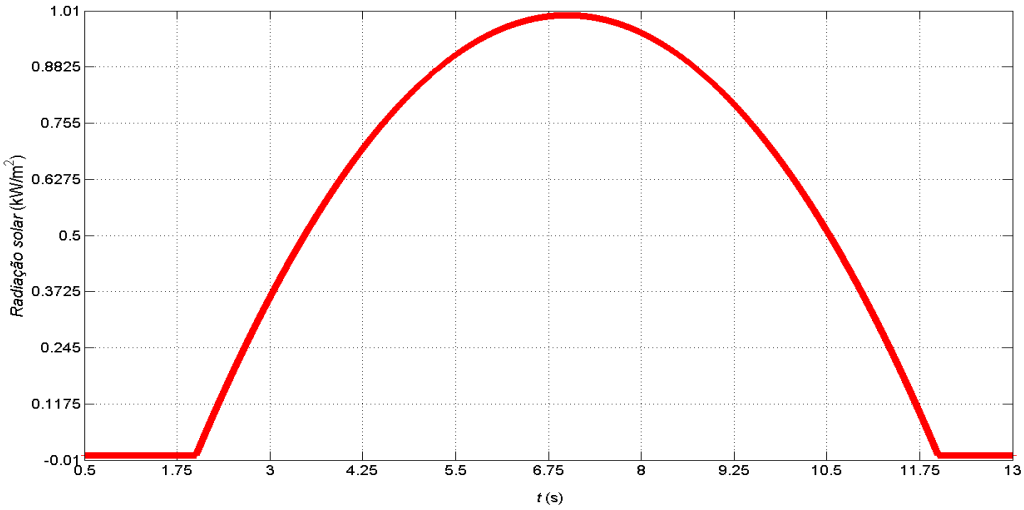


Figura 4.2 – Variação da radiação solar ao longo de um dia.

Na Figura 4.3 a) e Figura 4.3 b) encontra-se a comparação das potência elétricas obtidas com e sem a utilização do MPPT para os painéis fotovoltaicos e para o aerogerador como fontes de energia renovável, respetivamente. Os testes sem a utilização do MPPT foram realizados fixando a tensão no condensador $C_{PV/G}$ com os valores que se encontram nos *datasheets* dos painéis fotovoltaicos e do aerogerador para o MPP, com uma radiação de 1 kW/m^2 e um vento de 14 m/s, respetivamente.

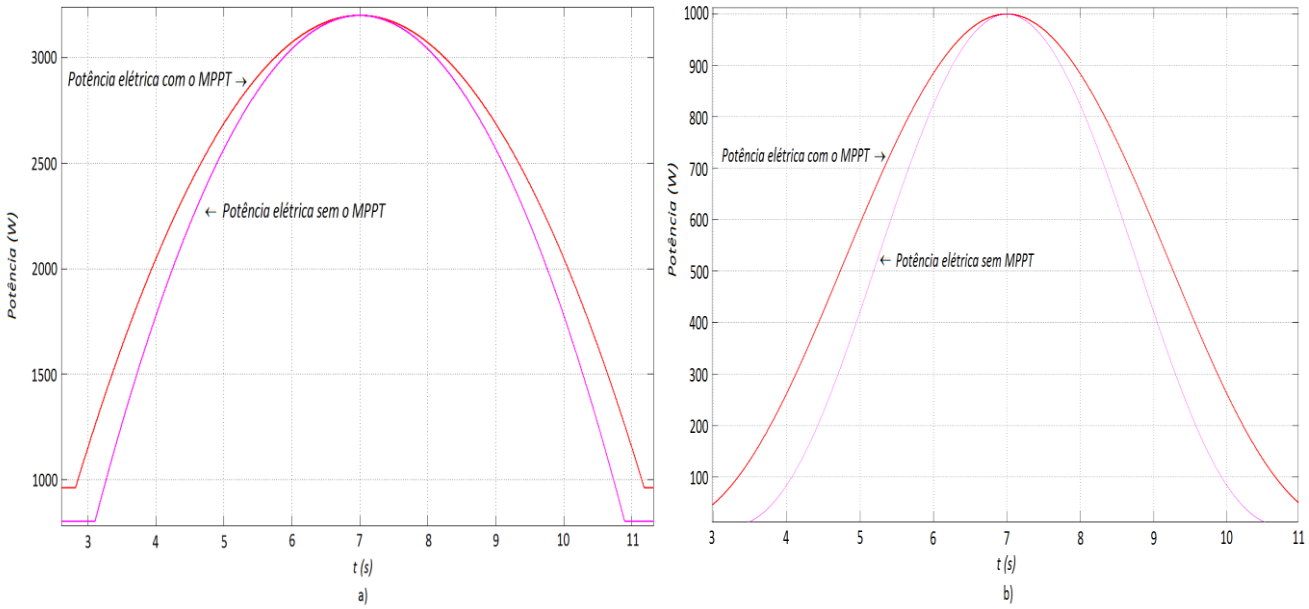


Figura 4.3 – Comparação das potências elétricas obtidas com e sem a utilização do MPPT com a utilização a) dos painéis fotovoltaicos e b) do aerogerador.

Como é possível verificar pela Figura 4.3 a) e Figura 4.3 b), com a exceção de quando a radiação solar ou o vento são iguais ao do MPP especificados pelos fabricantes dos painéis fotovoltaicos e aerogerador utilizados, a potência elétrica obtida com a utilização do MPPT é superior à obtida sem a utilização do mesmo. Tal facto deve-se à não existência de um ajuste da tensão no condensador $C_{PV/G}$ em função da radiação solar ou do vento, demostrando a utilidade do MPPT na maximização da potência extraída das fontes de energia renovável.

Verificou-se o comportamento do sistema no caso de uma variação brusca, seja pela passagem de um nuvem ou pelo abrandamento repentino da velocidade de vento. Na Figura 4.4 a) e na Figura 4.4 b) encontra-se representado o comportamento da potência elétrica em função da radiação solar e do vento, respetivamente.

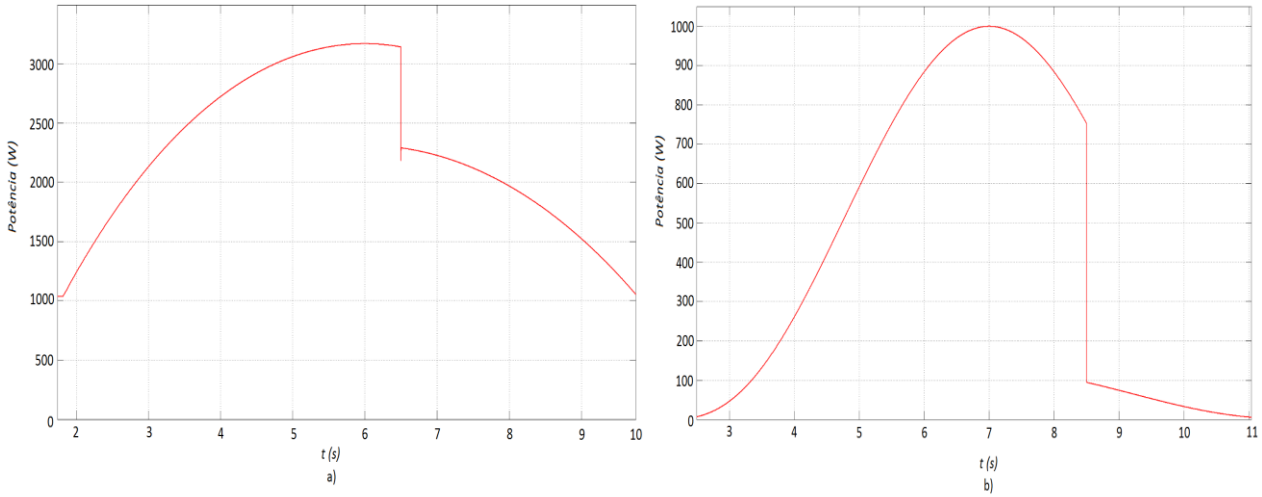


Figura 4.4 – Potências elétricas extraídas das fontes renováveis na existência de uma variação brusca a) da radiação solar e b) do vento.

Na Figura 4.5 ilustra-se o comportamento da tensão no condensador $C_{PV/G}$ (a vermelho) na ocorrência da variação brusca na radiação solar, onde se verifica que a tensão segue a referência gerada pelo MPPT (a roxo), demonstrando o correto funcionamento do controlo de tensão implementado, permitindo maximizar a potência elétrica extraída da fonte renovável.

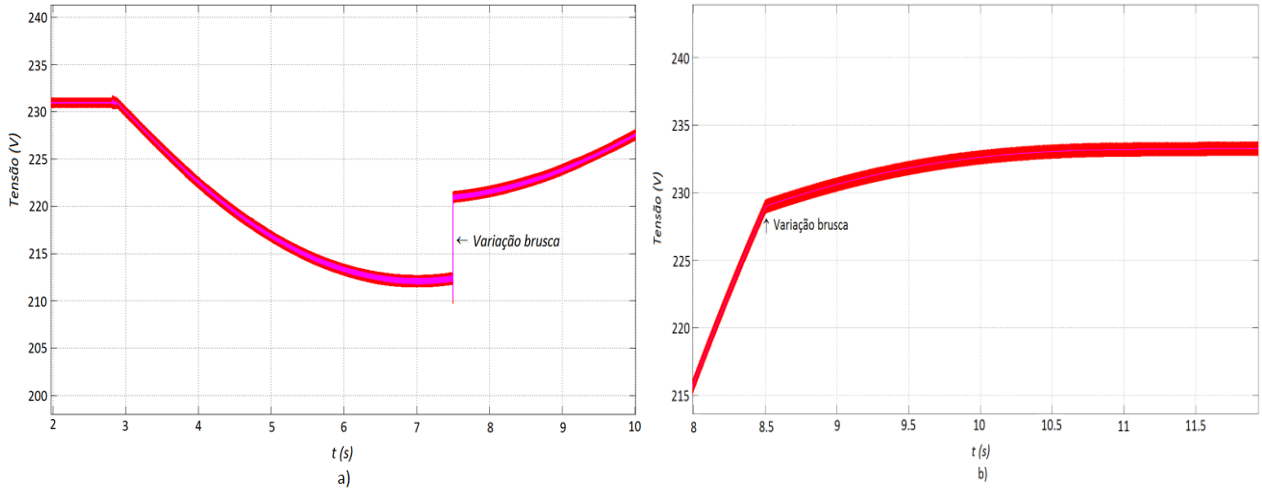


Figura 4.5 – Comportamento da tensão no condensador $C_{PV/G}$ (a vermelho) a seguir a referência gerada pelo MPPT (a roxo).

4.3.2. Conversores DC/DC redutor e elevador

Nesta secção encontram-se os resultados da simulação obtidos para os conversores DC/DC redutor e elevador relativamente ao comportamento da corrente e da tensão nos mesmos. O conversor DC/DC redutor implementado em *MATLAB/SIMULINK* encontra-se representado na Figura 4.6 a). Registou-se o comportamento da corrente de saída (i_{BAT}) e da tensão no banco de baterias (V_{bat}), que se encontram representados na Figura 4.6 b) e na Figura 4.6 c), respetivamente.

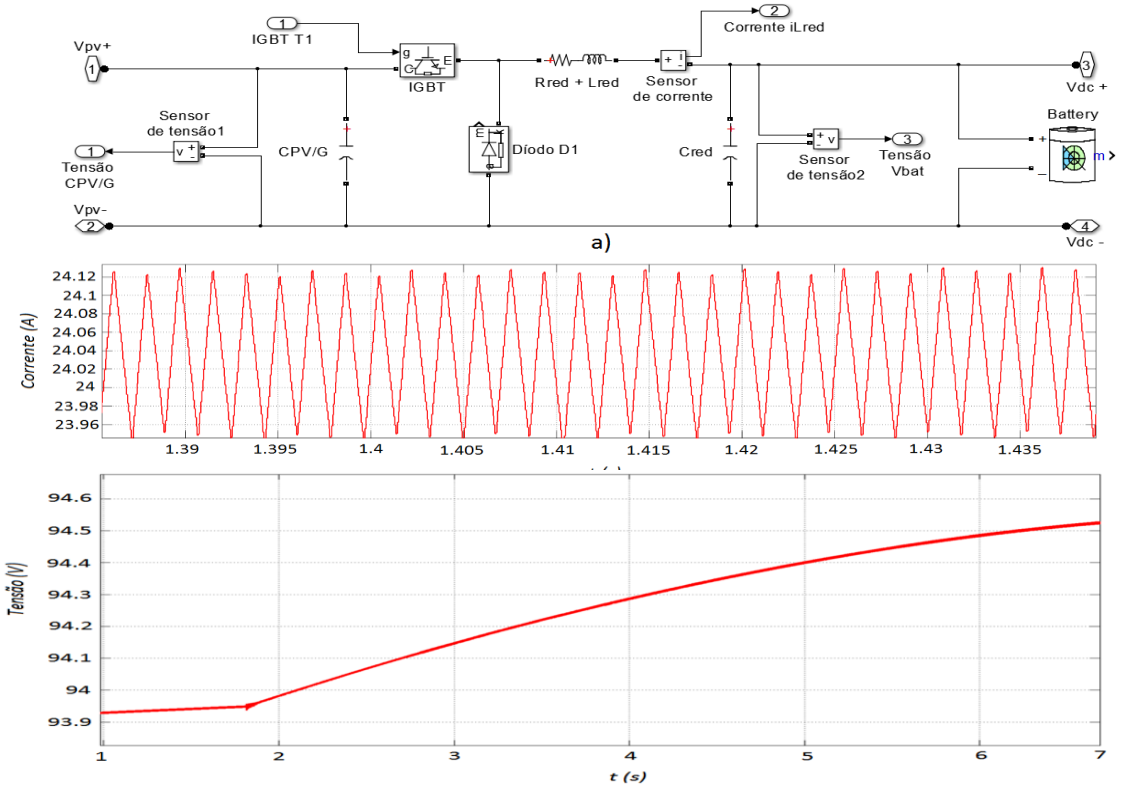


Figura 4.6 – a) Conversor DC/DC redutor implementado em *MATLAB/SIMULINK*, b) comportamento da corrente i_{BAT} e c) comportamento da tensão aos terminais do banco de baterias.

Como é possível verificar pela Figura 4.6 b), existe um carregamento da bobine pela fonte de energia renovável quando o semicondutor eletrónico de potência se encontra em condução. Pela análise da mesma figura verifica-se que, quando o semicondutor eletrónico de potência se encontra em corte, a bobine descarrega a sua energia para a saída, ou seja, para o banco de baterias. Relativamente à tensão de saída do conversor DC/DC redutor representada na Figura 4.6 c), verifica-se que esta aumenta gradualmente devido ao carregamento do banco de baterias em corrente.

O conversor DC/DC elevador utilizado nas simulações encontra-se na Figura 4.7 a) e os resultados obtidos para o comportamento da corrente na bobine L_{ele} e tensão no *link* DC nas Figura 4.7 b) e Figura 4.7 c), respetivamente.

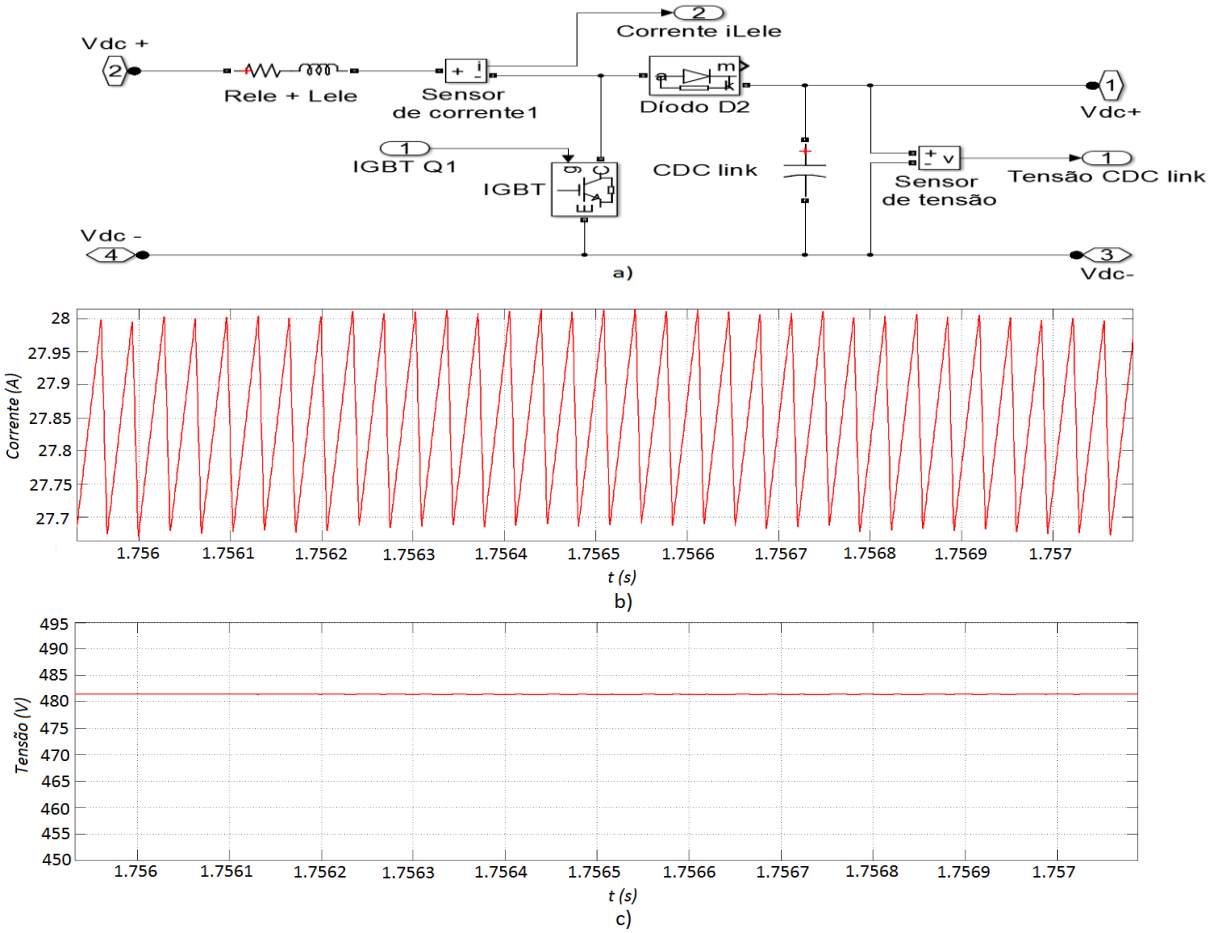


Figura 4.7 – a) Conversor DC/DC elevador implementado em *MATLAB/SIMULINK*, b) comportamento da corrente na bobine L_{ele} do mesmo e c) comportamento da tensão no *link* DC.

Pela observação da Figura 4.7 b), verifica-se que o banco de baterias fornece energia à bobine quando o semicondutor eletrónico de potência se encontra em condução. Quando este se encontra em corte, o *link* DC é alimentado pela energia armazenada na bobine e pelo banco de baterias. Na Figura 4.7 c) encontra-se representado o comportamento da tensão à saída do conversor DC/DC elevador, com um erro de aproximadamente 1% relativamente ao valor de referência de 480 V definido na Tabela 3.11 para o *link* DC.

4.3.3. Carregamento das baterias

Foram simulados os modos de carregamento das baterias descritos na secção 3.2. Serão apresentados os resultados obtidos para o modo 1. Em todos os modos, o carregamento é realizado com corrente constante, tensão constante e, posteriormente, com uma tensão de flutuação, tal como se encontra descrito na secção 2.9. A escolha entre as diferentes formas de carregamento das baterias depende da tensão das mesmas, sendo que, para valores inferiores a 96 V, as baterias são carregadas com uma corrente constante. Para o intervalo de tensão de 96 V até os 120 V, o carregamento é realizado com uma tensão constante e, posteriormente, aplicada uma tensão de flutuação de forma a evitar a auto-descarga das mesmas.

De forma a simular o comportamento da bateria, foi utilizado o modelo presente na *toolbox Sim Power Systems* do *MATLAB/SIMULINK*. Na Figura 4.8 encontram-se os resultados obtidos para o carregamento em corrente constante, em tensão constante e com uma tensão de flutuação.

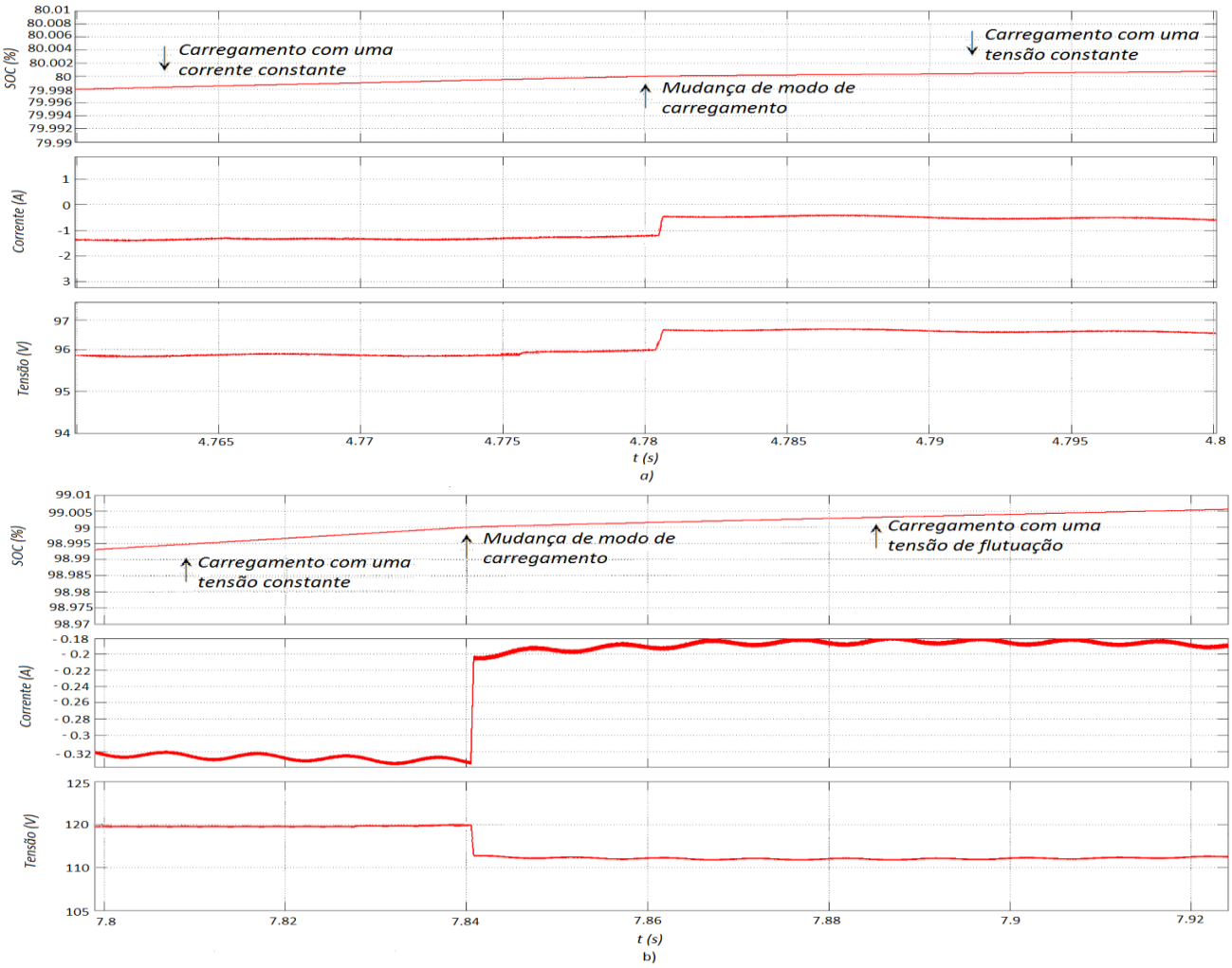


Figura 4.8 – Carregamento do banco de baterias a) com corrente constante e tensão constante e b) com uma tensão de flutuação.

É possível verificar na Figura 4.8 a) que, para o carregamento com uma corrente constante, a tensão aos terminais da bateria aumenta de forma linear até atingir aproximadamente os 96 V. A partir desse valor o carregamento é realizado com uma tensão constante. O carregamento é realizado com uma corrente que corresponde aproximadamente a 10% do valor da capacidade das baterias. Para o carregamento com uma tensão constante, verifica-se que, na passagem do carregamento em corrente para o carregamento em tensão, a corrente entregue às baterias diminui até aproximadamente 2% do valor da capacidade das mesmas. Na Figura 4.8 b), observa-se a passagem do carregamento com uma tensão constante para o carregamento com uma tensão de flutuação de aproximadamente 112 V, onde a corrente diminui até aproximadamente 1% do valor da capacidade das baterias.

Em termos de relação capacidade/custo do banco de baterias, uma maior capacidade permite ao utilizador e à REE uma maior margem de manobra em termos de

energia que pode ser fornecida e a duração desse mesmo fornecimento. Como exemplo, uma bateria de 250 Ah C10 consegue fornecer 25 A constantes durante um período de 10 h, enquanto uma outra bateria de 120 Ah C10 apenas consegue fornecer 12 A constantes durante o mesmo intervalo de tempo, quando ambas se encontram totalmente carregadas [75]. Por outro lado, para um exemplo de um fornecimento de 5 A constantes, a bateria de 250 Ah é capaz manter esse fornecimento durante 40 h sem que a capacidade total baixe dos 80%, enquanto a bateria de 120 Ah apenas consegue fornecer o mesmo valor de corrente durante 19,2 h, para as mesmas condições de descarga. Com estes valores é possível verificar que quanto maior a capacidade das baterias, maiores serão os benefícios para o utilizador e para a REE, quer ao nível de energia disponibilizada, quer durante o tempo que essa energia se encontra disponível. A principal desvantagem centra-se no custo associado às baterias. Segundo [76], o preço sem iva, por unidade, das baterias de 12 V C10 desenvolvidas para sistemas fotovoltaicos, para o modelo *NBA MONOBLOCK TRACCION*, varia de acordo com a Tabela 4.1 e o consequente gráfico da Figura 4.9.

Tabela 4.1 – Custo das baterias *NBA MONOBLOCK TRACCION* de 12 V em função da sua capacidade [76].

Capacidade (Ah)	Custo (euros)
50	131,59
75	194,01
96	227,76
110	257,28
120	269,93
157	328,98
167	358,5
200	413,33

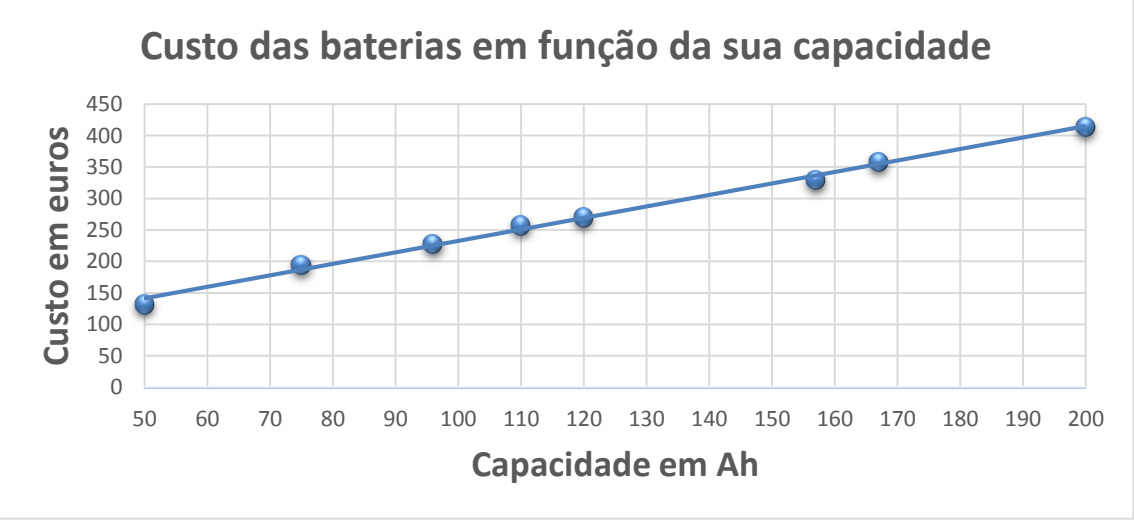


Figura 4.9 – Gráfico com a relação entre o custo das baterias de 12V e a sua capacidade.

Como é possível verificar pela Tabela 4.1 e pela Figura 4.9, existe uma relação linear entre o custo e a capacidade das baterias, em que 1 Ah custa, em média, cerca de 2 euros. Para a REE, a capacidade das baterias desempenha um papel importante nos sistemas de microprodução uma vez que permite aumentar o tempo até os geradores de uma central térmica entrarem em funcionamento mas, para o consumidor, implica um aumento do valor inicial do investimento.

4.3.4. Inversor

Os resultados obtidos em simulação para o inversor encontram-se nesta secção, acoplado aos filtros L, LC e LCL, com o objetivo de verificar o *THDi*, o *FP* e a forma de onda da corrente entregue à REE.

Na Figura 4.10, Figura 4.11 e Figura 4.12 encontram-se as diferentes formas de onda registadas para o filtro L, LC e LCL, respetivamente. O valor da tensão encontra-se dividido por um fator de 10, de forma a facilitar a permitir a visualização das formas de onda da tensão e da corrente na sua totalidade.

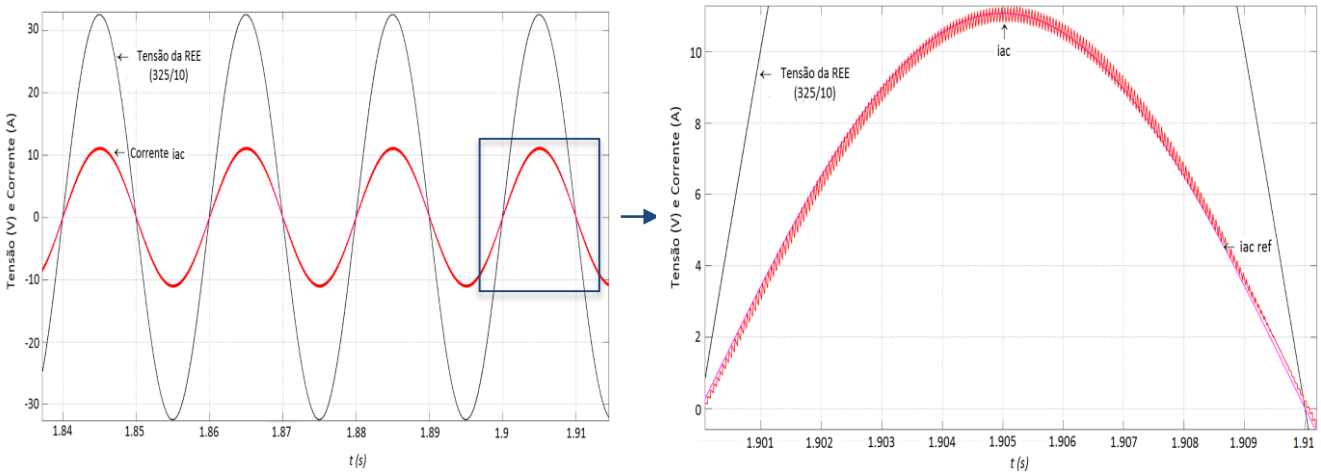


Figura 4.10 – Tensão da REE (325/10 = 32,5 V) e a corrente i_{AC} entregue à REE a seguir $i_{AC\ referência}$ com a utilização do filtro L.

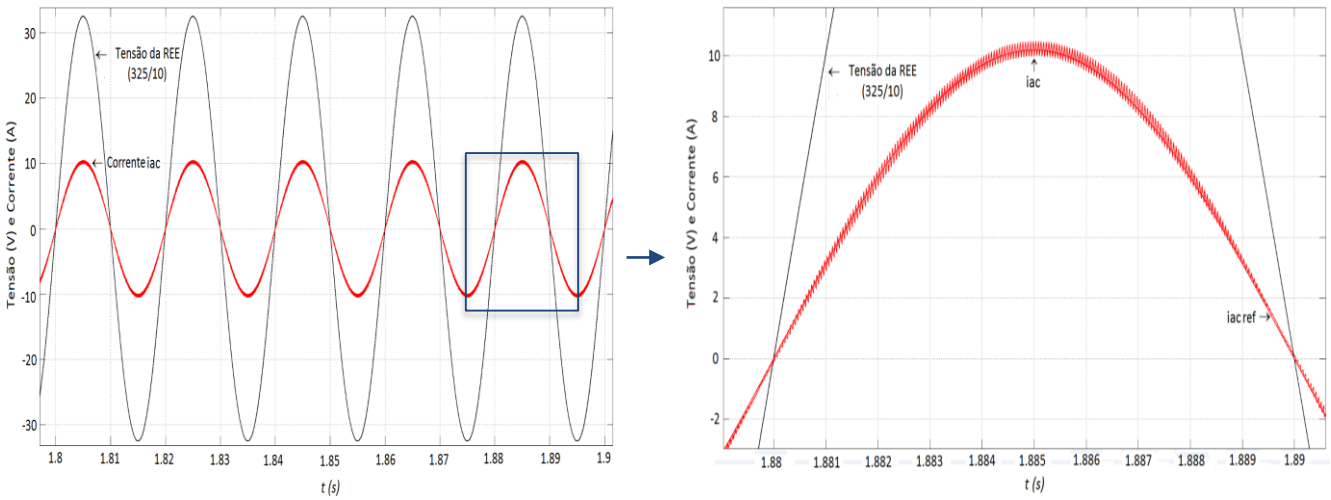


Figura 4.11 – Tensão da REE (325/10 = 32,5 V) e a corrente i_{AC} entregue à REE a seguir $i_{AC\ referência}$ com a utilização do filtro LC.

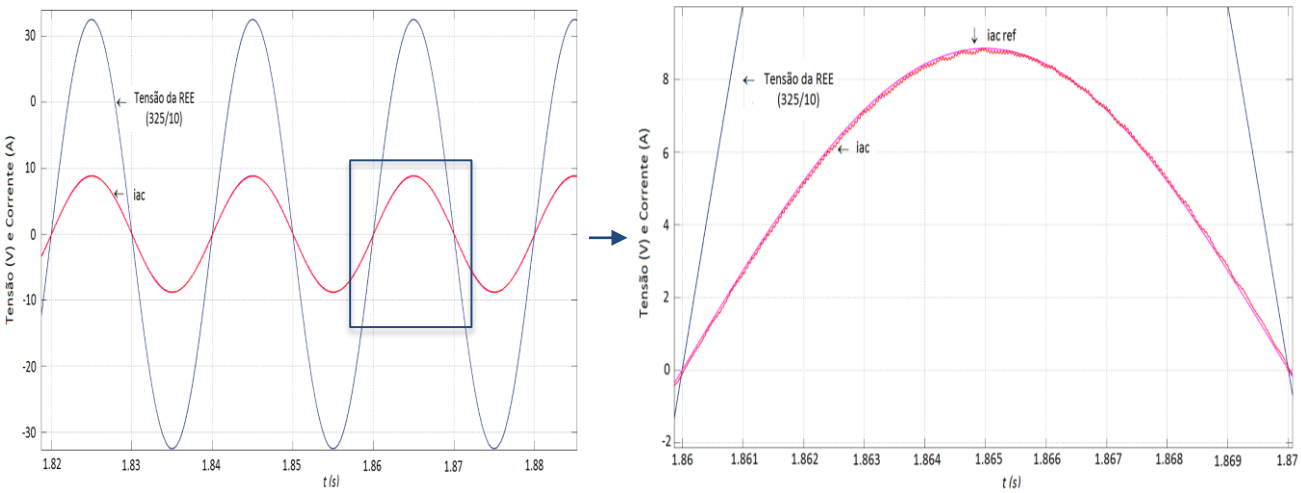


Figura 4.12 – Tensão da REE (325/10 = 32,5 V) e a corrente i_{AC} entregue à REE a seguir $i_{AC\ referência}$ com a utilização do filtro LCL.

Como é possível verificar pela Figura 4.10, Figura 4.11 e Figura 4.12, a distorção da onda depende do filtro utilizado, registando-se uma menor distorção na utilização do filtro LCL, que se reflete nos valores obtidos para os parâmetros da QEE presentes na Tabela 4.2 para 20 ciclos da tensão da REE.

Tabela 4.2 - Valores obtidos para o *THDi* e o *FP* para os filtros L, LC e LCL.

Tipo de filtro	*THDi* (20 ciclos)	*FP*
Filtro L	1,93%	0,99
Filtro LC	1,57%	0,99
Filtro LCL	0,25%	0,99

4.3.5. Perturbações na REE

Testou-se o comportamento do sistema de microprodução com o filtro LCL na existência de perturbações na REE que afetam a QEE, contribuindo para um mau funcionamento e danificação dos aparelhos ligados à REE [54]. As principais perturbações que ocorrem na REE são:

- *Cavas de tensão;*
- *Sobretensões transitórias;*
- *Interrupções na tensão;*
- *Distorção Harmónica da tensão.*

4.3.5.1. Cavas de tensão

As cavas de tensão surgem quando existe uma diminuição brusca da tensão de alimentação para valores entre 1% e os 90% da tensão declarada, durante períodos de 10 milissegundos a 1 minuto [54].

Na Figura 4.13 a) encontra-se representado o comportamento da corrente i_{AC} e da tensão da REE na existência de uma cava na tensão de aproximadamente 100 milissegundos, com a tensão da REE a baixar dos 325 V_P até os 200 V_P. Na Figura 4.13 b) encontra-se o comportamento da corrente do banco de baterias no surgimento da referida cava na tensão.

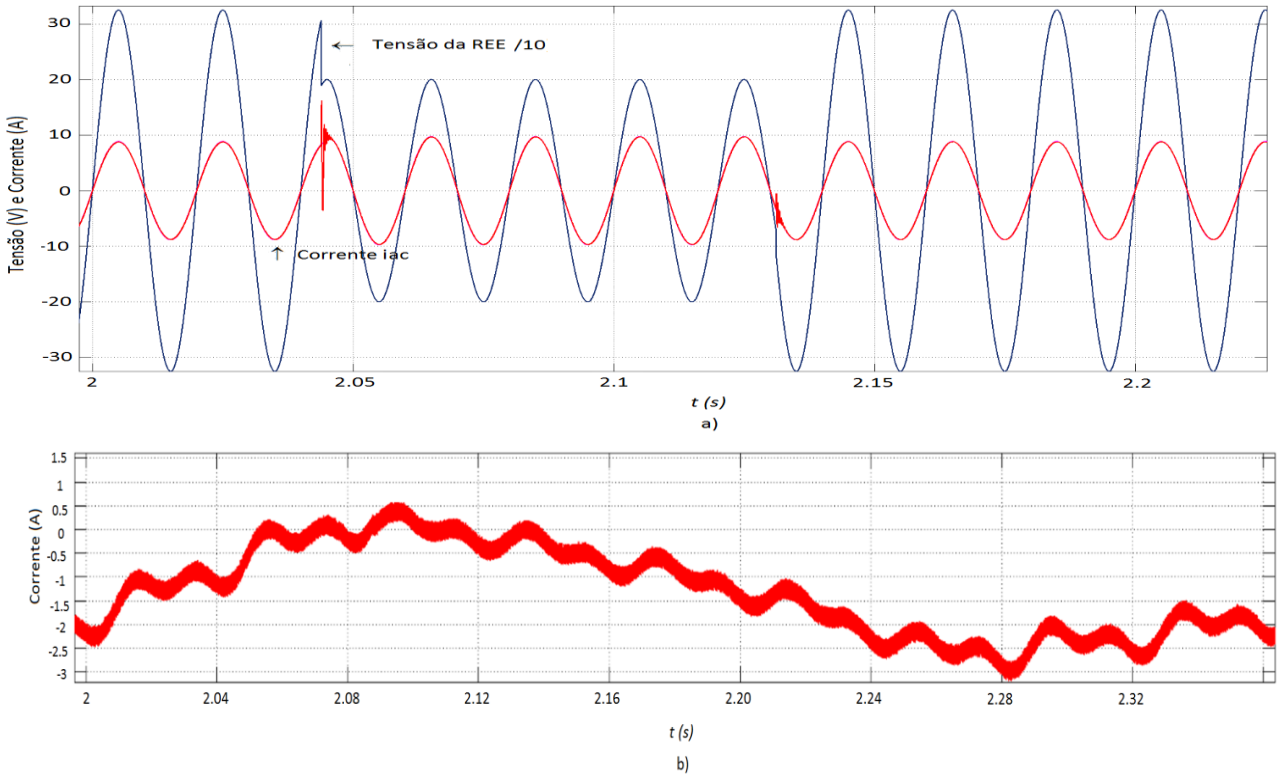


Figura 4.13 – a) Comportamento da corrente i_{AC} e da tensão da REE/10 na existência de uma cava na tensão e b) comportamento da corrente no banco de baterias na presença dessa mesma cava na tensão.

Como é possível verificar pela Figura 4.13 b), o sistema é capaz de reagir às cavas de tensão que possam existir na REE, com recurso ao banco de baterias que fornecem a energia necessária para manter a forma de onda da corrente injetada na REE, mesmo na presença de tal perturbação, mantendo a estabilidade do sistema.

4.3.5.2. Sobretensões transitórias

As sobretensões transitórias são variações muito rápidas do valor da tensão, com uma duração de alguns microssegundos a poucos milissegundos, onde a amplitude da tensão pode atingir valores na ordem das centenas de milhares de volts [54].

Na Figura 4.14 a) e na Figura 4.14 b) é possível observar o comportamento do sistema quando existem sobretensões transitórias na tensão da REE, em que esta atinge os 450 V_P durante aproximadamente 15 milissegundos.

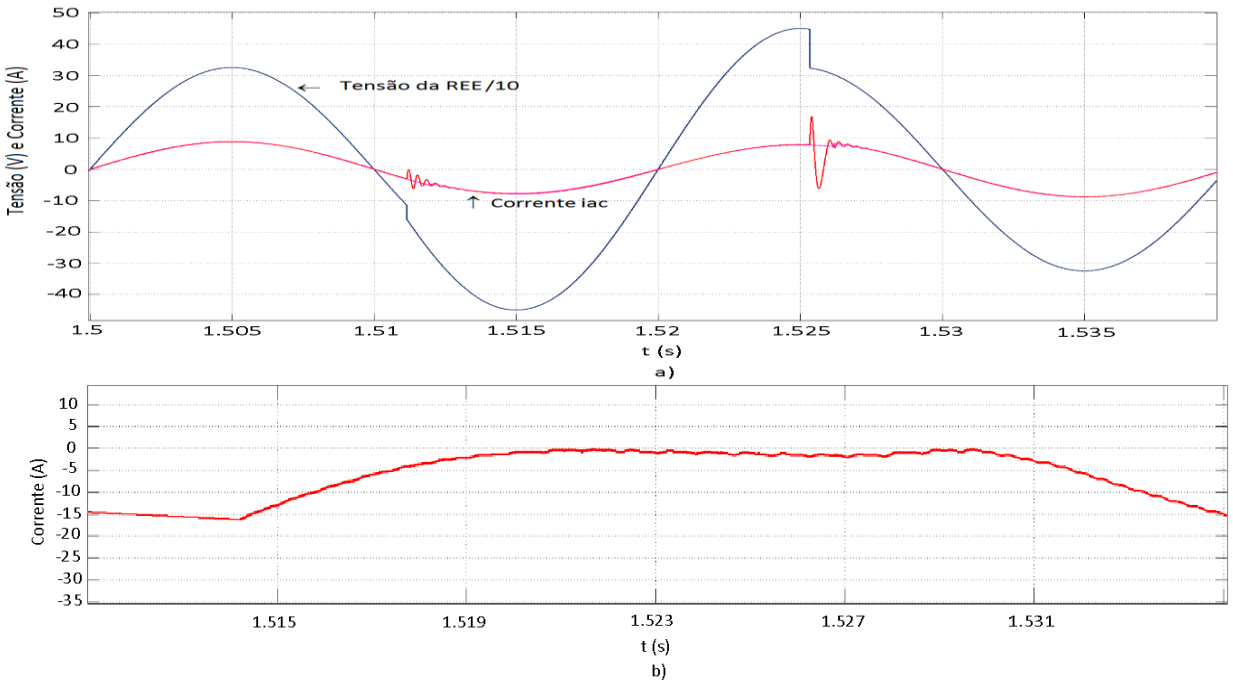


Figura 4.14 – a) Sobretensão transitória na tensão da REE/10 e b) comportamento da corrente do banco de baterias em função dessa mesma sobretensão.

Verifica-se pela Figura 4.14 b) que, no caso da existência de sobretensões transitórias, o sistema é capaz de manter a forma de onda da corrente, com o recurso à energia armazenada nas baterias.

4.3.5.3. Interrupção na tensão

Neste caso, estudou-se o comportamento do sistema na existência de uma interrupção na tensão da REE, em que esta assume valores nulos durante vários ciclos da mesma [54].

Encontra-se representado nas Figura 4.15 a) e na Figura 4.15 b) o comportamento do sistema no caso de haver interrupção na tensão da REE.

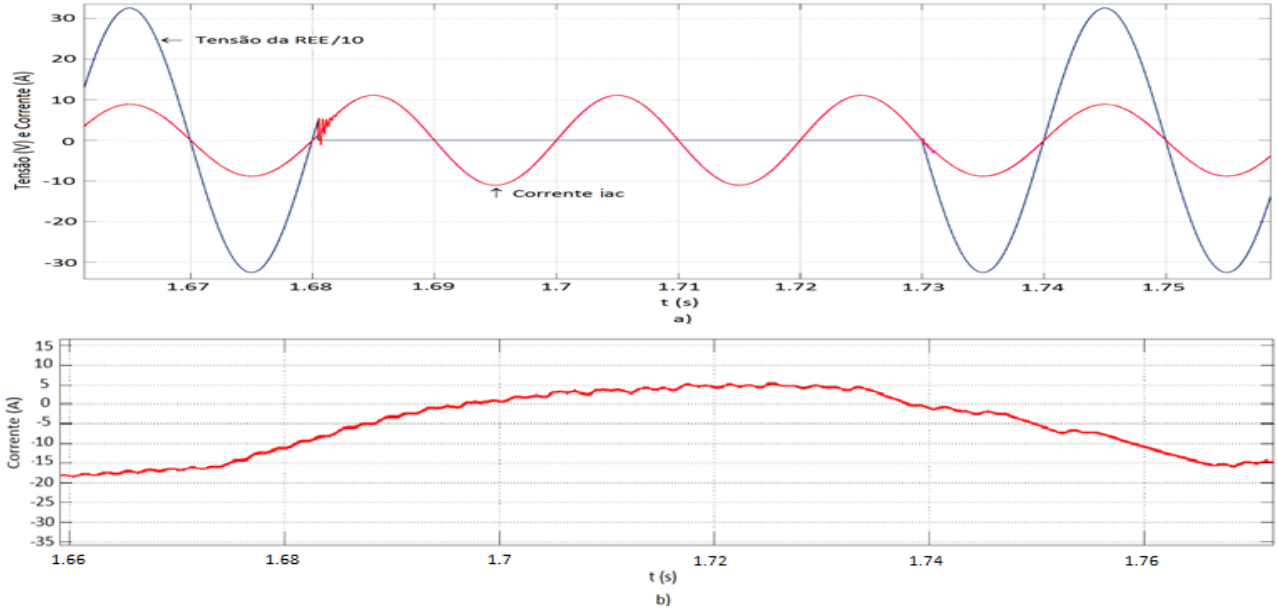


Figura 4.15 – a) Interrupção na tensão da REE/10 e b) comportamento da corrente do banco de baterias em função dessa mesma interrupção.

Observa-se na Figura 4.15 b) que, na existência de uma interrupção na tensão da REE, o sistema consegue manter a forma de onda da corrente produzida para a mesma.

4.3.5.4. Distorção harmónica da tensão

A distorção harmónica na tensão surge quando a forma de onda da tensão não é sinusoidal, sendo possível decompô-la numa série de tensões sinusoidais com amplitudes e fases iguais, mas com frequências múltiplas da componente fundamental, que no caso de Portugal é de 50 Hz [54].

Na Figura 4.16 a) e na Figura 4.16 b) encontram-se os resultados obtidos para o sistema quando existem harmónicos presentes na onda da tensão.

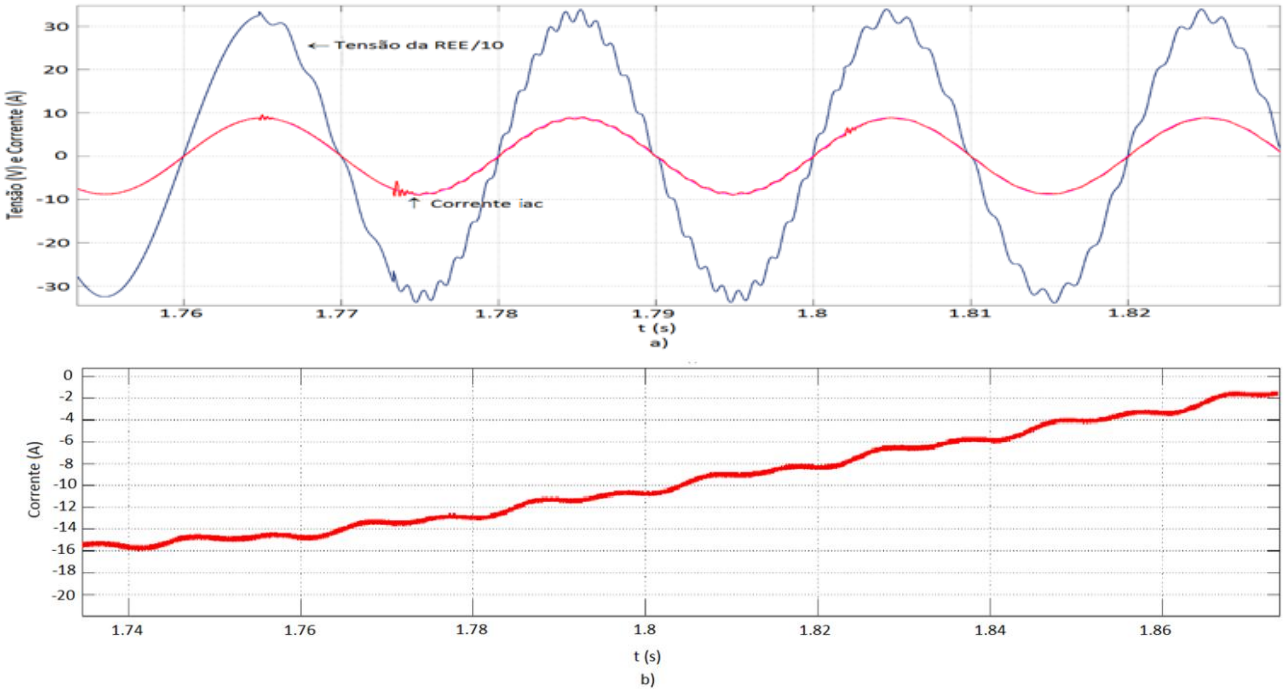


Figura 4.16 – a) Distorção harmónica na tensão da REE/10 e b) comportamento da corrente do banco de baterias em função dessa mesma distorção harmónica.

Como é possível verificar pela Figura 4.16 b), o sistema consegue manter as formas de onda sinusoidais para a corrente sem que existam muitas perturbações nessa mesma onda que ponham em risco a estabilidade do sistema.

4.3.6. Cargas lineares e não lineares

Introduziu-se no ponto de interligação do sistema à REE a uma carga linear e a uma outra não linear de forma a poder analisar o comportamento do sistema. Para tal, utilizou-se os esquemas presentes no anexo I para simular o comportamento de uma carga linear e outra não linear. Projetou-se ambas as cargas com uma potência de 2100 W. Variou-se a radiação solar para que a potência elétrica extraída dos painéis fotovoltaicos fosse inferior à potência das cargas, possibilitando a visualização do comportamento do banco de baterias na alimentação das mesmas.

É possível verificar pela Figura 4.17 a) e pela Figura 4.17 b) que o sistema é capaz de alimentar as cargas, já que estas atingem a potência para as quais foram projetadas. Caso a potência extraída dos painéis fotovoltaicos não seja suficiente para alimentar as mesmas, verifica-se pela Figura 4.17 c) que tal facto é colmatado pelo banco de baterias, que fornece a restante potência.

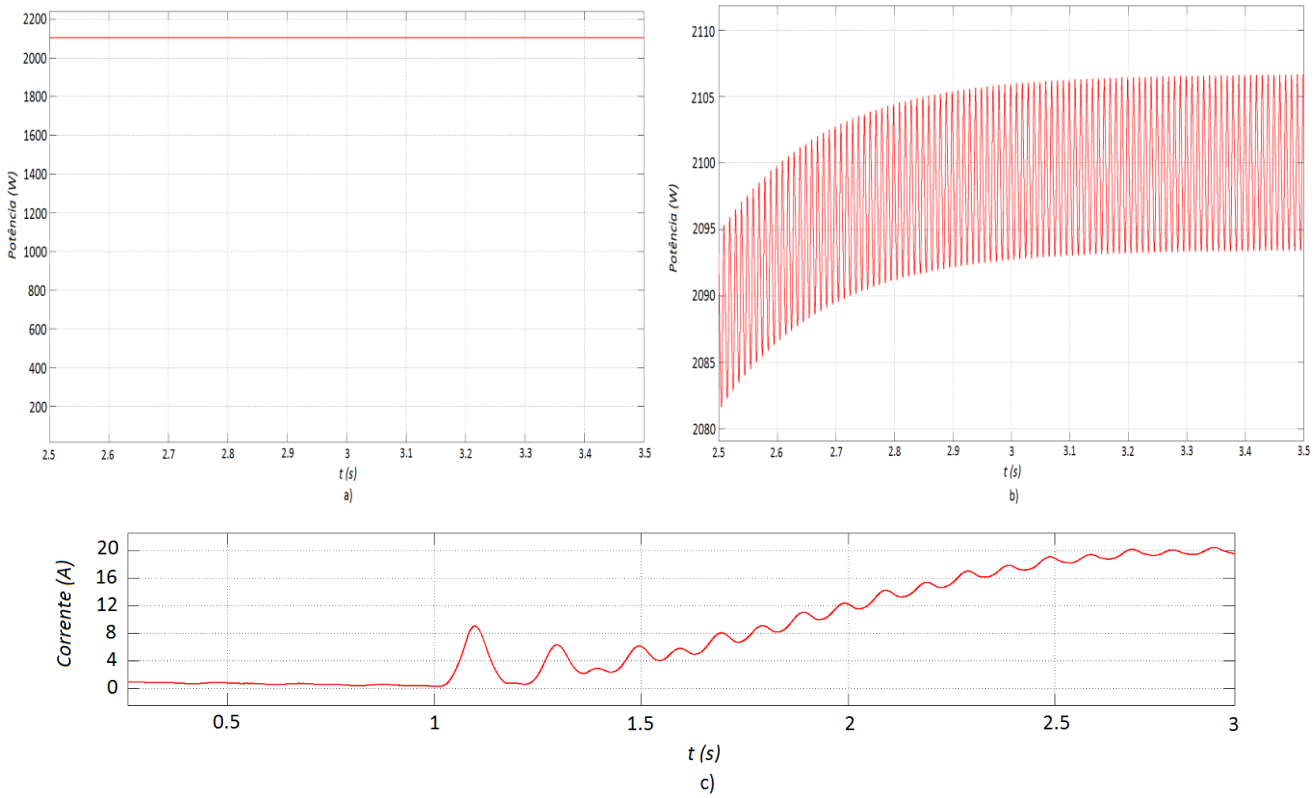


Figura 4.17 – a) Potência na carga linear RL, b) potência na carga não linear e c) corrente da bateria a aumentar quando a radiação não é suficiente para alimentar as cargas.

4.3.7. Interligação com uma RIE

Testou-se o sistema com painéis fotovoltaicos interligado a uma RIE, responsável pela geração das referências de potência ativa e reativa que o sistema deve fornecer num determinado instante, de modo a, por exemplo, suprimir alguma falha que possa ocorrer na RIE ou no auxílio quando o consumo de energia é superior à produção.

Realizou-se os testes para o sistema, com e sem o banco de baterias, de forma a poder comparar o desempenho dos mesmos face às necessidades da RIE.

Na Figura 4.18 encontram-se os resultados obtidos para o sistema sem armazenamento intermédio, em que a radiação solar variava segundo a Figura 4.2, para vários valores de potência ativa e reativa. Os valores da potência requisitada pela RIE é de 500 W de potência ativa, passando aos 8 segundos para 1500 W de potência ativa e 500 W de potência reativa, ou seja, 2500 VA de potência aparente.

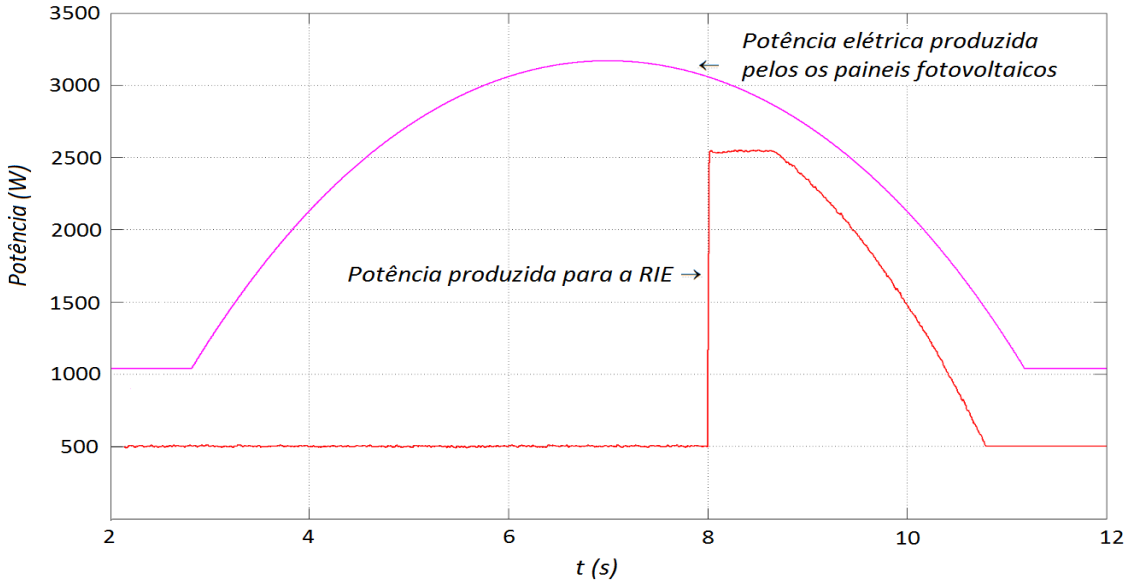


Figura 4.18 – Potência elétrica extraída dos painéis fotovoltaicos e a potência produzida para a RIE.

É possível verificar pela Figura 4.18, que o sistema só é capaz de fornecer energia requisitada pela RIE caso as condições atmosféricas o permitam, ou seja, no caso de as condições atmosféricas não serem as mais favoráveis, a energia fornecida pela fonte renovável pode não ser suficiente face às necessidades da RIE. Este facto leva a que a RIE encontre outras alternativas, como é o caso dos geradores das centrais elétricas, como forma de suprimir as suas necessidades, podendo ser um processo mais demorado e com um maior custo associado.

Na Figura 4.19 a) é possível verificar os resultados obtidos para o sistema de armazenamento intermédio para a potência elétrica extraída do Sol e para a potência entregue à RIE. Na Figura 4.13 b) encontra-se o comportamento da corrente no banco de baterias quando a potência elétrica não é suficiente para satisfazer os requisitos da RIE.

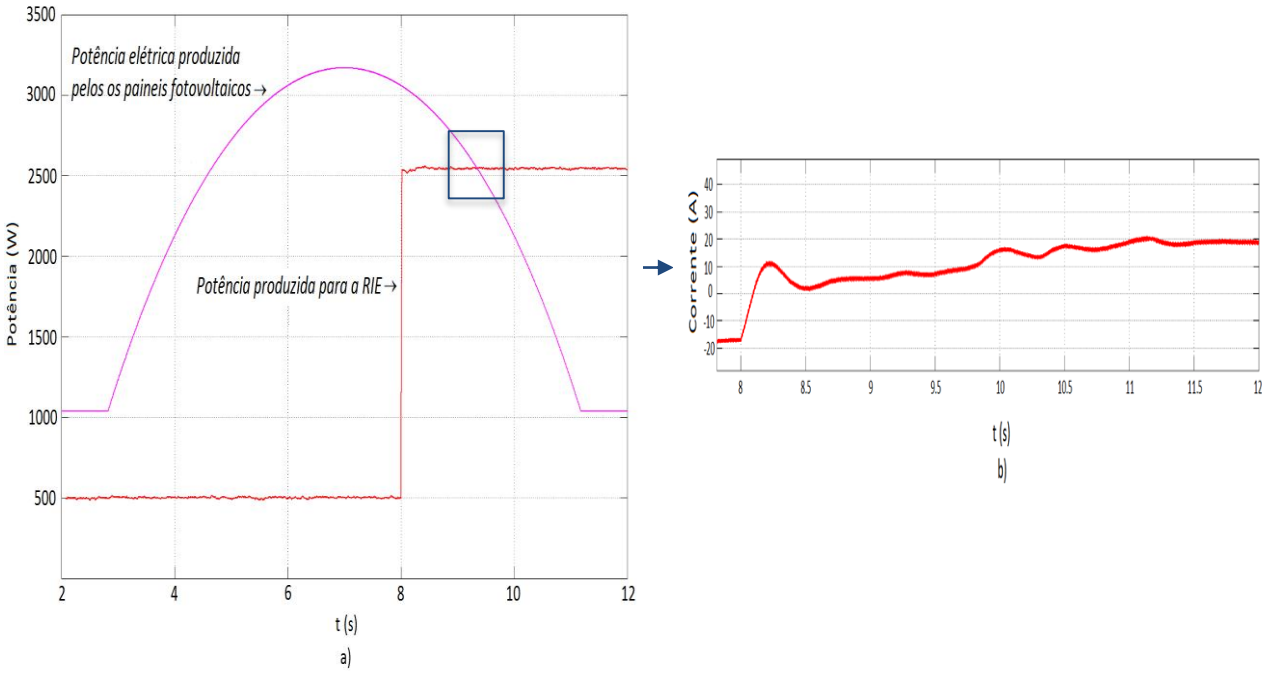


Figura 4.19 – a) Potência elétrica extraída dos painéis fotovoltaicos e a potência produzida para a RIE e b) a resposta do banco de baterias quando a potência elétrica não é suficiente para satisfazer uma mudança nas referências da RIE.

Verifica-se pela Figura 4.19 a) que, ao contrário do sucedido com o sistema sem armazenamento intermédio, os requisitos da RIE são cumpridos independentemente da hora do dia desde que exista energia suficiente armazenada no banco de baterias. A utilização do banco de baterias possibilita, além do armazenamento da energia, permite a manutenção de uma potência constante no ponto de interligação com a RIE. Este facto contribui para a manutenção da estabilidade da rede elétrica e otimização da mesma, uma vez que evita que existam variações bruscas na energia produzida para a REE e que podem provocar perturbações na tensão e na frequência da mesma. Estes fatores contribuem para a otimização da RIE, já que estes sistemas de microprodução permitem obter energia rapidamente, quer no combate a perturbações que possam existir na mesma, quer em casos em que o consumo de energia é superior ao produzido.

4.4. Conclusão

Neste capítulo verificou-se a importância dos sistemas que utilizam fontes de energia renovável em redes isoladas, como é o caso da ilha da Madeira, já que permitem obter energia de uma forma mais barata relativamente à produzida com recurso aos combustíveis fósseis.

Os sistemas de microprodução com armazenamento intermédio permitem obter energia muito rapidamente, pois são sistemas descentralizados, contribuindo para a manutenção da estabilidade da REE quando existem variações bruscas na fonte de energia renovável sem que as centrais tenham que intervir, evitando assim o aparecimento de perturbações na REE.

Simulou-se em *MATLAB/SIMULINK* o sistema de modo a verificar o seu comportamento para diversos cenários. Relativamente ao MPPT, verificou-se que a utilização do mesmo permitia obter uma maior potência elétrica e assim extrair a máxima potência possível das fontes de energia renovável.

Para o carregamento do banco de baterias, verificou-se que este se encontrava de acordo com a secção 2.9, onde estas eram carregadas com uma corrente constante até aproximadamente os 80%, sendo o carregamento efetuado posteriormente com uma tensão constante e, por fim, com uma tensão de flutuação para evitar auto-descarga das mesmas. Comparou-se a capacidade com o custo das baterias, visto ser um tema de extrema importância na definição do tempo em que as baterias permitem fornecer energia e que influenciam o custo do investimento inicial do sistema.

Viu-se o comportamento dos conversores DC/DC redutor e elevador, mais concretamente o comportamento da corrente e da tensão de saída, onde se verificou que estas seguiam as referências geradas pelos respetivos controladores.

Para testar o funcionamento do inversor e do filtro acoplado ao mesmo, testou-se o sistema de microprodução para vários cenários como é o caso de entrega de energia à REE com a utilização dos filtros L, LC e LCL. Verificou-se que, para os filtros

testados, os valores obtidos para o *THDi* se enquadravam nos exigidos pela norma EN 50160 (< 8%), obtendo, mais concretamente 1,57% para o filtro L, 1,93% para o filtro LC e 0,25% para o filtro LCL, demostrando que este último é o mais eficiente na filtragem das harmónicas. Simulou-se o sistema para o caso do aparecimento de perturbações na REE, como são as cavas de tensão, sobretensões transitórias, interrupções na tensão e distorção harmónica da tensão. Para todos os casos, verificou-se que o sistema consegue manter a sua estabilidade com o recurso à energia armazenada nas baterias, mantendo a forma de onda da corrente produzida para a REE. Ao incluir uma carga linear e outra não linear no ponto de interligação do sistema com a REE verificou-se que este é capaz de as alimentar, permitindo que funcionem corretamente.

Testou-se o sistema com e sem baterias, onde se verificou que, para determinadas alturas do dia, o sistema sem baterias não consegue satisfazer os requisitos de potência impostos pela RIE. Para os sistemas com baterias verificou-se que estes são capazes de satisfazer as condições impostas pela RIE durante um determinado período de tempo, independentemente da hora do dia e das condições atmosféricas, desde que tenham energia suficientemente armazenada. A utilização de baterias também possibilita evitar uma queda brusca na energia produzida para a REE, o que permite a manutenção da estabilidade e otimização da mesma, podendo evitar recorrer às centrais elétricas para suprimir este acontecimento.

Capítulo 5

Verificação experimental do sistema de microprodução com armazenamento intermédio

5.1. Introdução

No laboratório construiu-se um protótipo de um sistema de microprodução com um painel fotovoltaico de 185 W, um banco de baterias de 24 V e um filtro indutivo. Os valores do protótipo foram obtidos seguindo o procedimento descrito no capítulo 3.

Na implementação prática do sistema de microprodução de energia utilizou-se circuitos de condicionamento de sinal, que se encontram descritos neste capítulo. Na implementação digital utilizou-se um microcontrolador que é capaz de interpretar os valores das grandezas do circuito e de gerar os sinais de controlo.

Testou-se o sistema implementado, obtendo os resultados com e sem a utilização do MPPT, do funcionamento dos conversores, da forma de onda da corrente e da tensão no ponto de interligação com a REE e alguns parâmetros relevantes da QEE. Por fim, verificou-se o comportamento experimental do sistema para uma determinada potência exigida pela RIE.

5.2. Dimensionamento e implementação dos controladores num processador digital de sinal

5.2.1. Descrição do microcontrolador

Na implementação prática do sistema de microprodução optou-se pela escolha do microcontrolador LM4F120H5QR presente no *kit* da *Texas Instruments*, mais concretamente o *Stellaris Launchpad Evalution Kit* [77], visto possuir os recursos necessários para este tipo de tarefa e ser de baixo custo. Na Figura 5.1 encontra-se um exemplar de um *Stellaris* com os seus principais componentes e no anexo J descrevem-se as suas principais características.

Figura 5.1 – Exemplar de um *Stellaris* [77].

5.2.1.1. Algoritmo de controlo do sistema de microprodução

O algoritmo de controlo do sistema implementado foi elaborado em linguagem C na plataforma de desenvolvimento *Composer Studio V5.3.0*. Este tem como objetivo interpretar os valores das grandezas (tensão e corrente) do sistema, medidos através de sensores. Os fluxogramas da estrutura dos códigos elaborados encontram-se no anexo K e os mesmos no anexo L devidamente comentados.

5.2.1.2. Dimensionamento digital dos compensadores

De forma a implementar os compensadores PI digitalmente foi necessário aplicar a transformada de Z às funções de transferência que os definem. Aplicando a transformada de Z bilinear é possível fazer a mudança da variável da frequência complexa *s* (analógica) para a variável *z* (usada em sistemas digitais), permitindo que o circuito elétrico analógico seja processado numericamente em computadores, processadores digitais de sinal (DSP's) e microcontroladores [78].

Considerando-se que:

$$s \leftrightarrow \frac{2}{T_s}\frac{z-1}{z+1}; \tag{5.1}$$

em que T_s representa o período de amostragem e que a expressão de um compensador para uma corrente de referência (i_{ref}) em função do erro da tensão (eV_O) pode ser dada por:

$$C(s) = \frac{i_{ref}}{eV_o}; \tag{5.2}$$

Para o caso do compensador PI, definido pela equação:

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s}; \tag{5.3}$$

obtém-se a equação (5.4) através da aplicação da transformada Z bilinear.

Compensador PI – $$C(z) = \frac{\left(K_p + \frac{K_i}{2}\,T_s\right) + \left(\frac{K_i}{2}\,T_s - K_p\right)z^{-1}}{1 - z^{-1}} \tag{5.4}$$

Igualando as expressões (5.3) e (5.4) e aplicando a transformada Z inversa, obteve-se a expressão (5.5) no domínio dos tempos para o compensador PI.

$$i_{ref}(t) = i_{ref}(t - T_s) + \left(K_p + \frac{K_i}{2}T_s\right)eV_O(t) + \left(\frac{K_i}{2}T_s - K_p\right)eV_O(t - T_s) \tag{5.5}$$

5.2.1.3. Circuito de comando dos semicondutores eletrónicos de potência com isolamento ótico

Implementou-se um circuito de condicionamento de sinal com a finalidade de efetuar o isolamento ótico dos sinais de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência gerados pelo *Stellaris* relativamente ao restante sistema, de forma a assegurar que este se encontrasse isolado dos circuitos de potência. O isolamento ótico tem como objetivo proteger o circuito de controlo de possíveis sobretensões, utilizando um foto-emissor e um foto-detetor onde existe a transmissão dos sinais de controlo, assegurando, deste modo, o isolamento elétrico. Foi utilizada a configuração apresentada na Figura 5.2, onde o foto-emissor é um LED (*light-emitting diode*) e o foto-detetor é um foto-transístor [79].

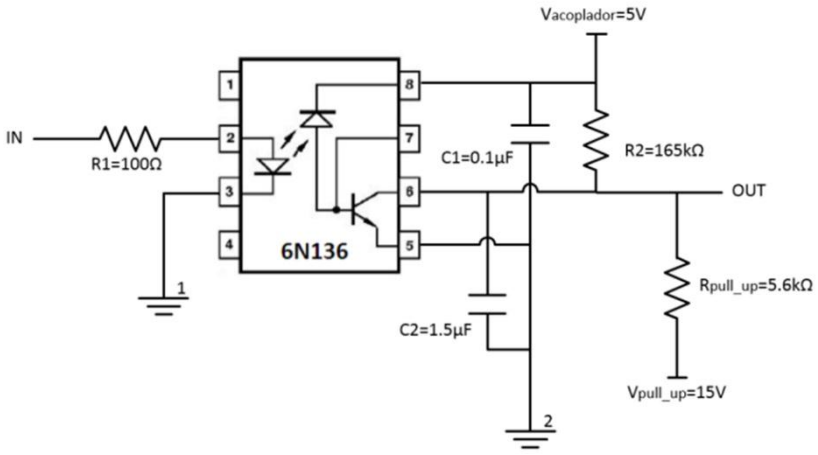


Figura 5.2 – Circuito de condicionamento de sinal do acoplador ótico 6N136 [79].

Neste esquema, quando existe uma tensão e uma corrente suficiente para polarizar o LED, será criada uma corrente no foto-transístor de tal forma que a tensão de saída (V_{OUT}) será igual à tensão na junção coletor-emissor (V_{CE}) do foto-transístor. Quando a tensão e corrente de entrada não são suficientes para polarizar o LED, não existe corrente no foto-transístor e a tensão V_{OUT} é igual a $V_{CC} - V_{Rpull_up}$, onde V_{Rpull_up} é aproximadamente igual a zero, ou seja, $V_{OUT} \approx V_{CC}$.

Relativamente aos semicondutores eletrónicos de potência, existem alguns aspetos a ter em consideração tais como o uso de massas isoladas de forma a evitar curto-circuitos na ponte dos mesmos e o uso de drivers e dos seus respetivos mecanismos de proteção.

Neste projeto utilizou-se os drivers *IR2110* [80], capazes de controlar dois semicondutores eletrónicos de potência simultaneamente e de fornecer um pico de corrente de 2,5 A durante 25 ns. Possui ainda um mecanismo de segurança que permite interromper ambas as saídas do driver, evitando que dois semicondutores eletrónicos de potência de um mesmo braço entrem em curto-circuito. Para que o driver reconheça um valor de tensão como correspondente ao estado ativo, este deve ter um valor superior a 8 V.

Utilizou-se seguidores de tensão com amplificadores operacionais (ampops), mais concretamente o *LM358P* [81], para adaptar a ligação do *Stellaris* ao circuito de acoplamento ótico.

Na Figura 5.3 encontra-se esquematizado o circuito elétrico de adaptação dos sinais I/O do *Stellaris* aos IGBT'S, utilizando o circuito de isolamento ótico. No anexo M encontra-se o circuito mais pormenorizado com os respetivos componentes utilizados.

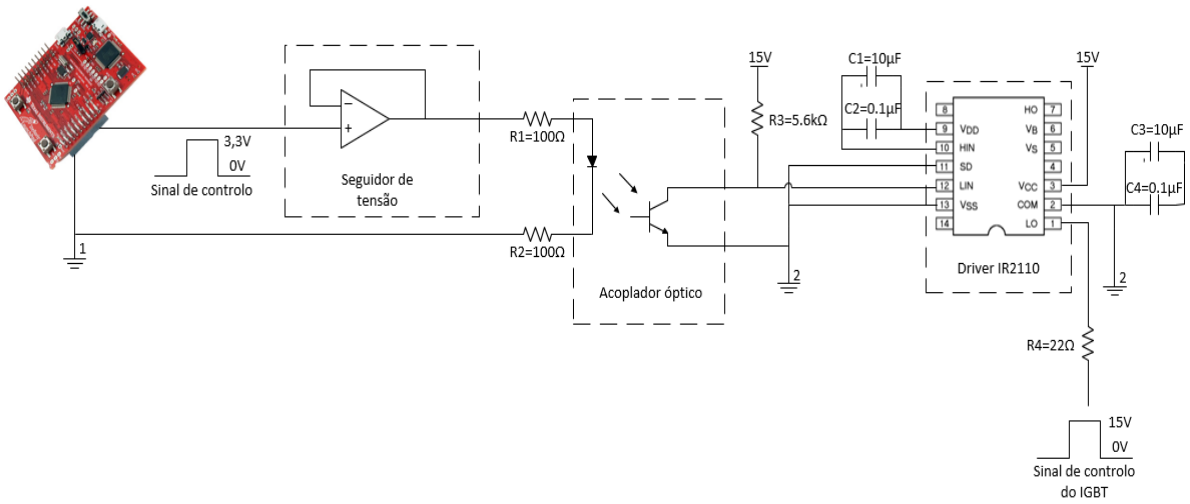


Figura 5.3 – Circuito elétrico de adaptação dos sinais de controlo do *Stellaris* aos IGBT's dos conversores DC/DC.

Os semicondutores eletrónicos de potência escolhidos foram os IGBT's porque possuem as características de comutação dos transístores bipolares em conjunto com a elevada impedância dos MOSFET's, apresentando uma baixa tensão de saturação, um alto rendimento e uma elevada velocidade de comutação [82]. Na Figura 5.4 encontra-se a comparação entre os semicondutores de eletrónica mais utilizados atualmente [82].

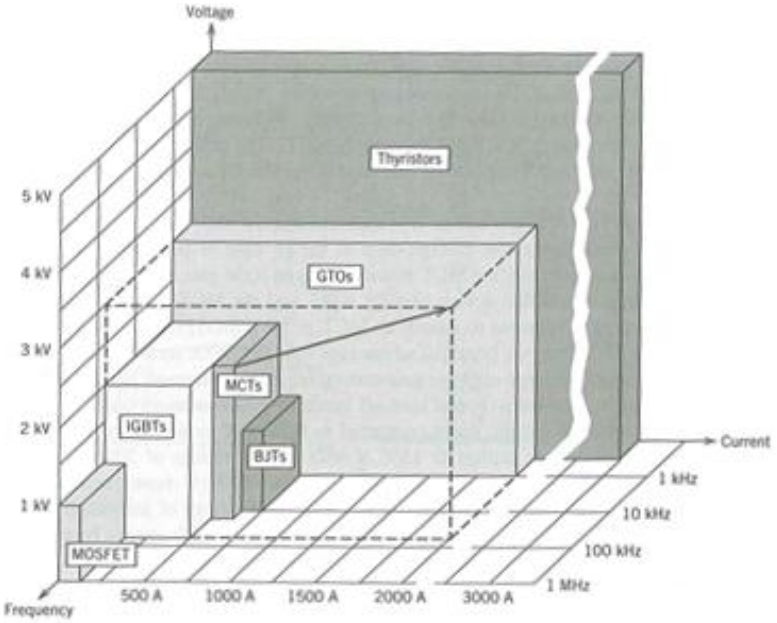


Figura 5.4 – Resumo das capacidades de alguns semicondutores eletrónicos de potência [82].

Como é possível verificar pela Figura 5.4, os IGBT'S são adequados para este projeto, já que se utilizou uma frequência de comutação de 10 kHz, valores de corrente abaixo dos 500 A e tensões inferiores a 2 kV, encontrando-se dentro da gama de utilização destes semicondutores eletrónicos de potência. O modelo escolhido para este projeto foi o *50MT060WHTAPbF* [83].

5.2.1.4. Sensores de corrente e de tensão

- **Sensor de corrente**

Para medir as correntes em determinados pontos do sistema foi utilizado um sensor de corrente de referência *HXS 20-NP/SP30* [84] que é um transdutor de corrente para tensão com isolamento galvânico que utiliza o efeito de *Hall* para realizar a transdução. O efeito de *Hall* diz que quando um condutor, no qual está a passar uma corrente, é introduzido num campo magnético será gerada uma diferença de tensão perpendicular ao campo e à corrente [85]. O sensor de corrente pode ser configurado para diferentes valores máximos de corrente tal como se encontra descrito na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Características do sensor de corrente utilizado [84].

Number of primary turns	Primary current		Primary resistance	Primary insertion inductance	Recommended PCB connections
	nominal I_{PN} [A]	maximum I_P [A]	R_P [m ohm]	L_P [uF]	
1	20	60	0.05	0.029	IN 1 3 5 7 / 2 4 6 8 OUT
2	10	30	0.2	0.12	IN 1 3 5 7 / 2 4 6 8 OUT
4	5	15	1	0.46	IN 1 3 5 7 / 2 4 6 8 OUT

Neste trabalho utilizou-se a configuração de 5 A para o sensor localizado à saída do painel fotovoltaico e a configuração de 10 A para os sensores localizados perto das bobines.

No anexo N está representado o circuito elétrico de condicionamento de sinal do sensor de corrente que já se encontrava em laboratório e que foi utilizado para a medição da corrente. Este esquema permite mudar facilmente a configuração do sensor e obter uma tensão de saída entre os 0 V e os 3,3 V, que corresponde ao valor máximo suportado pelas entradas dos ADC's do *Stellaris*.

- **Sensor de tensão**

A medição da tensão das cargas e fontes de energia renovável do sistema de microprodução foi realizada com sensores compostos por um divisor resistivo que permitem obter um valor proporcional à tensão lida e adequado aos ADC's do *Stellaris*. No isolamento entre a parte de sinal (baixa potência) e a parte de potência do circuito, utilizou-se um amplificador operacional com isolamento configurado como seguidor de

tensão. O ampop escolhido foi o *ISO124* [86]. Na Figura 5.5 encontra-se o esquema dos sensores de tensão utilizados.

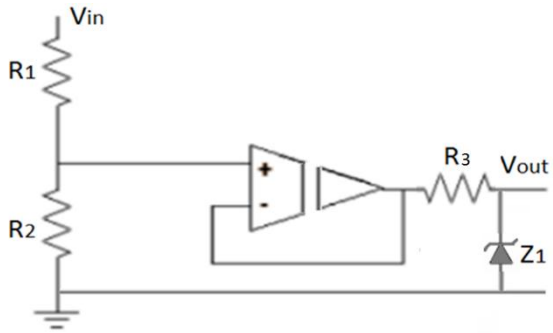


Figura 5.5 – Esquema do sensor de tensão.

A tensão de saída do divisor resistivo é dada por:

$$V_{OUT} = \frac{R_2}{R_1 + R_2} V_{IN} \tag{5.6}$$

Utilizou-se 3 sensores de tensão no sistema de microprodução implementado. Na Tabela 5.2 encontram-se os valores das resistências obtidas através da equação (5.6) em função do valor máximo da tensão de entrada.

Tabela 5.2 – Valores das resistências dos sensores de tensão em função da gama de entrada.

Tensão a medir	**Gama de valores de entrada (V)**	**Gama de valores de saída (V)**	**R_1 (Ω)**	**R_2 (Ω)**	**Resistências utilizadas experimentalmente (Ω)**
Painel fotovoltaico	0 – 45	0-3	10000	714,286	680 + 33
Bateria	0 – 24		10000	1428,571	1200 + 220 + 10
***Link* DC**	0 – 48		10000	666,667	560 + 100 + 5

No caso da tensão de entrada exceder o valor máximo previsto, a tensão de saída será superior ao valor máximo de entrada das ADC's do *Stellaris*, visto que se trata de um sensor proporcional. Como medida de proteção, colocou-se um díodo de zener *Z1* de 3 V com o ânodo ligado à saída do sensor e o cátodo ligado à massa, tal como se encontra representado na Figura 5.5. Assim, caso a saída exceda os 3 V, o díodo irá saturar e limitar a tensão ao seu valor máximo, não danificando os ADC's. A resistência R_3 tem como objetivo limitar a potência do díodo de zener.

5.2.1.5. Circuito de comando do inversor

Neste trabalho utilizou-se um inversor monofásico em ponte completa existente em laboratório, o *SKS 30F B6U+B2CI 16 V12* da *Semikron* [87]. Os sinais de comando dos semicondutores eletrónicos de potência do inversor variam entre 0 e 15 V. Para tal,

utilizou-se um circuito de adaptação da tensão de saída com isolamento ótico e que assegurava os tempos mortos. O circuito da placa impressa utilizado encontra-se no anexo O.

Para gerar os sinais de controlo do inversor utilizou-se o código do *Stellaris* presente no anexo L e, posteriormente, construiu-se um circuito analógico, verificando-se ser também uma opção viável para o controlo dos semicondutores eletrónicos de potência.

O circuito analógico é composto por um transformador 230 V_{RMS}/24 V_{RMS}, por uma PLL, por um compensador PI e por um gerador de onda triangular. O transformador possibilita a redução da tensão da REE. Posteriormente, o sinal passa por um circuito de PLL [88] para se obter a forma de onda da tensão da REE e, consequentemente, a forma de onda da corrente. O compensador PI permite obter o sinal da tensão de referência após o cálculo do erro da corrente. Como os semicondutores eletrónicos de potência são controlados por PWM, construiu-se um circuito que gerasse uma onda portadora que, ao ser comparada com o sinal de tensão de referência, permite obter os sinais de controlo de cada braço do inversor. Na Figura 5.6 encontra-se o esquema implementado. No anexo P encontra-se, com maior detalhe, o circuito implementado com a descrição dos componentes e dos seus valores. No anexo Q encontra-se os resultados obtidos para a forma de onda da corrente e a tensão com a utilização do circuito de controlo analógico.

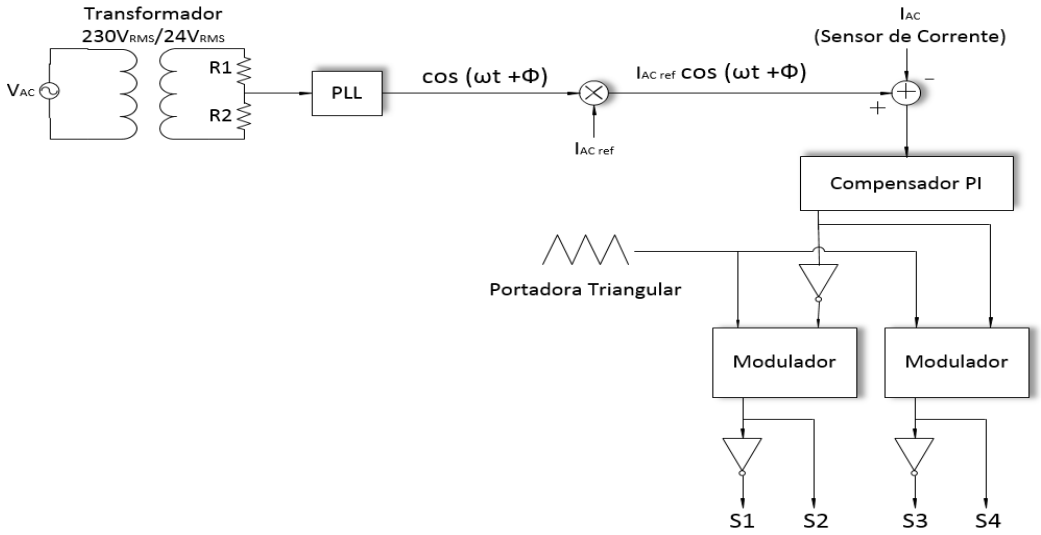
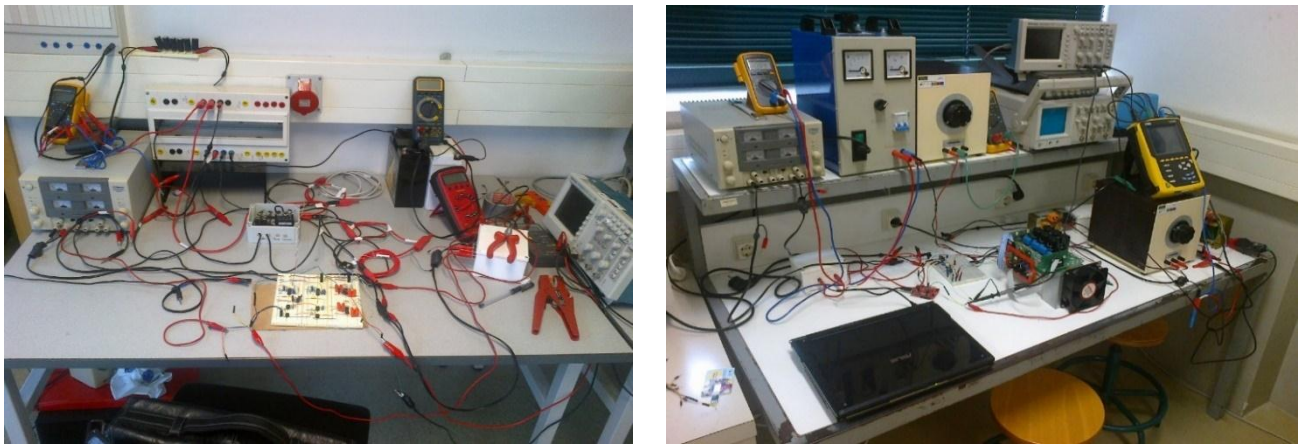


Figura 5.6 – Esquema de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência do inversor.

5.2.1.6. Protótipo experimental

O protótipo experimental montado em laboratório é semelhante ao sistema de microprodução utilizado nas simulações, diferenciando apenas nos valores máximos de tensão, corrente e potência. Assim sendo, construiu-se um protótipo com um painel fotovoltaico de 185 W com 2 baterias de 12V em série de 18 Ah cada. Projetou-se o circuito para que a potência máxima produzida para a REE fosse de 72 W eficazes.

Na Figura 5.7 a) é possível observar o esquema final dos conversores DC/DC redutor e elevador e na Figura 5.7 b) o do inversor, ambos com os respetivos circuitos de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência.



a) b)

Figura 5.7 – a) Circuito de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência dos conversores DC/DC redutor e elevador e do b) inversor.

5.3. Comparação dos resultados experimentais com os de simulação

No laboratório registou-se as principais formas de onda caracterizadoras do funcionamento do sistema de microprodução e comparou-se com os resultados obtidos na simulação para um filtro indutivo e uma carga resistiva, interligados à REE através de um transformador de 230 V_{RMS}/24 V_{RMS}.

5.3.1. MPPT

Comparou-se a potência elétrica obtida com e sem a utilização do MPPT, registando os seus valores entre as 10h e as 18h, permitindo obter o gráfico representado na Figura 5.8. Para os resultados sem MPPT, fixou-se a tensão de acordo com os parâmetros do ponto de MPP do *datasheet* do painel fotovoltaico utilizado.

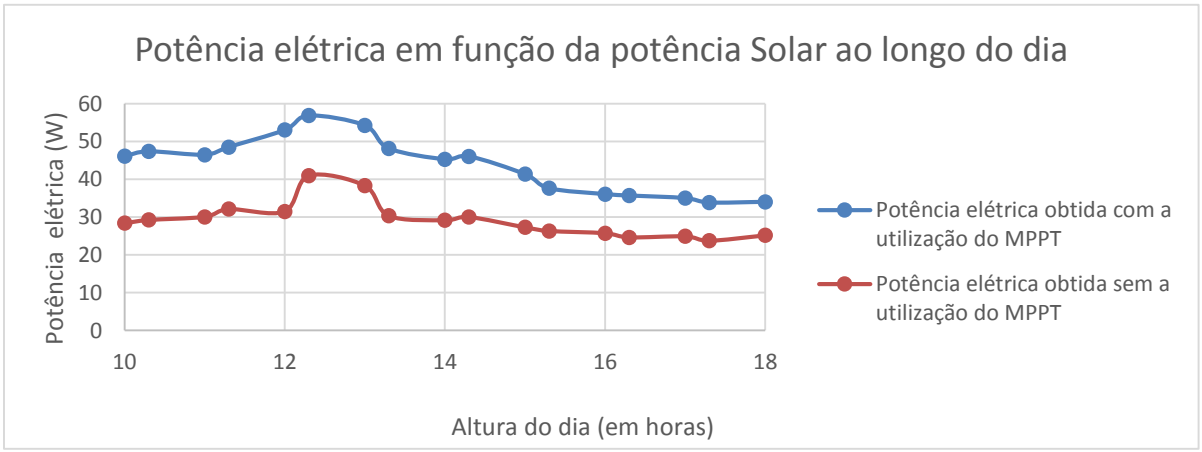


Figura 5.8 – Comparação da potência solar e a potência elétrica obtida com e sem a utilização do MPPT.

Como é possível verificar pelo gráfico da Figura 5.8, a potência elétrica obtida a partir da fonte renovável com a utilização do MPPT é superior, em todos os momentos do dia, à obtida pelo sistema sem MPPT.

No caso de uma variação brusca, provocada por exemplo, pela passagem de uma nuvem, verificou-se o comportamento para a tensão no condensador $C_{PV/G}$ e da corrente das baterias, encontrando-se representados na Figura 5.9 e na Figura 5.11, respetivamente.

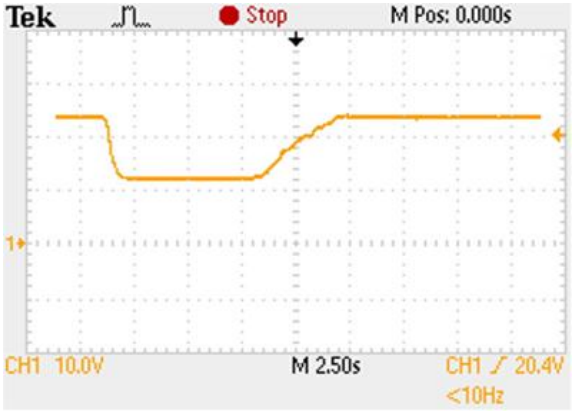


Figura 5.9 – Tensão no condensador $C_{PV/G}$ após uma variação brusca da potência solar (vertical – 10 V/Div e horizontal 2,5 s/Div).

Como é possível verificar, o sistema é capaz de reagir a uma variação brusca da potência solar, com a capacidade do sistema em voltar a aplicar a referência imposta pelo MPPT, neste caso de aproximadamente 24 V, demostrando a capacidade de extrair, sempre que possível, a potência máxima disponibilizada pela fonte de energia renovável.

O comportamento da corrente das baterias, que se encontra na Figura 5.10, foi registado através de um sensor de corrente, em que, por cada ampere que o percorre obtém-se aproximadamente 330 mV na sua saída.

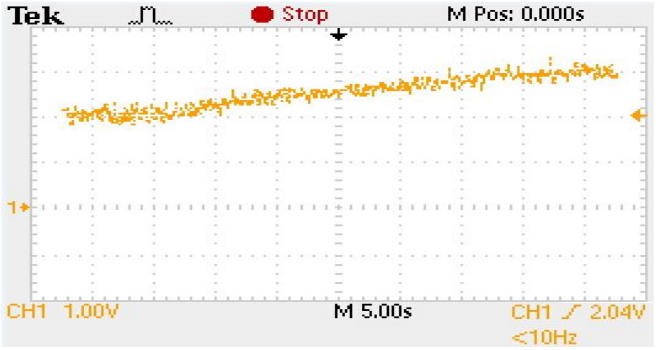


Figura 5.10 – Comportamento da tensão proporcional à corrente (330 mV=1 A) da bateria no caso de uma variação brusca da radiação solar (vertical – 1 V/Div e horizontal 5 s/Div).

Verifica-se pela Figura 5.11 que o banco de baterias fornece a energia necessária para compensar a variação brusca da radiação solar, minimizando o surgimento de perturbações na REE devido à variação da potência enviada para a mesma.

5.3.2. Conversores DC/DC redutor e elevador

Nesta secção encontram-se os resultados obtidos experimentalmente para os conversores DC/DC redutor e elevador relativamente ao comportamento da corrente e da tensão nos mesmos.

Na Figura 5.11 a), Figura 5.11 b) e na Figura 5.11 c) encontra-se a comparação dos resultados obtidos em simulação e experimentalmente para o conversor DC/DC redutor relativamente ao comportamento da corrente na bobine L_{red} e da tensão no condensador $C_{PV/G}$ e no banco de baterias, respetivamente. O comportamento da corrente i_{BAT} foi obtido através de um sensor de corrente, em que a saída em tensão do mesmo é proporcional à corrente que o percorre. Neste caso, cada ampere equivale a uma tensão de saída do sensor de corrente de aproximadamente 165 mV.

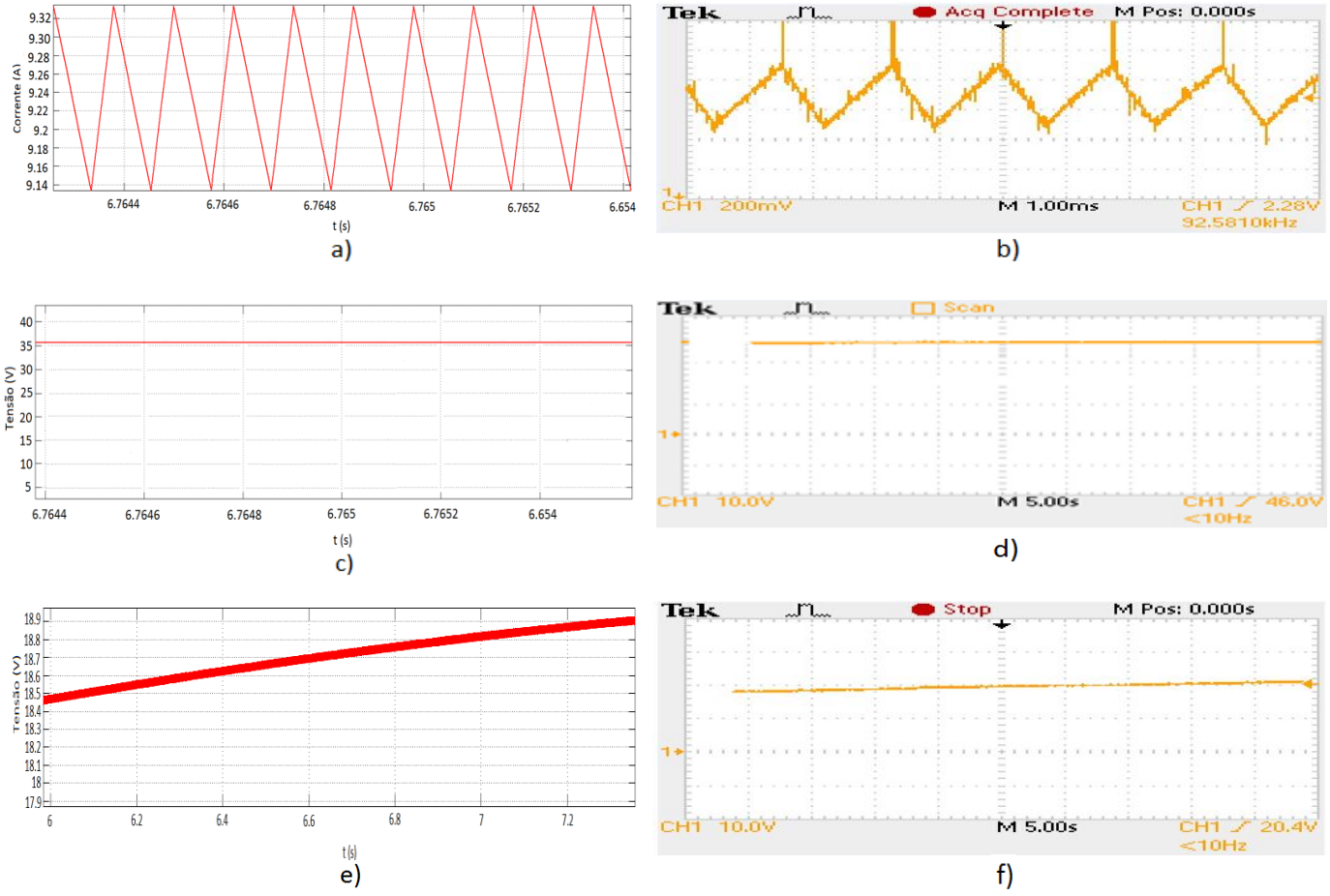


Figura 5.11 – Comparação do valores obtidos em simulação em a), c) e e) com os obtidos experimentalmente em b), d) e f) para a tensão proporcional à corrente na bobine L_{red} (165 mV=1 A) (vertical – 200 mV/Div e horizontal 1 ms/Div), para tensão no condensador $C_{PV/G}$ (vertical – 10 V/Div e horizontal 5 s/Div) e no banco de baterias (vertical – 10 V/Div e horizontal 5 s/Div), respetivamente.

Os resultados experimentais obtidos, representados na Figura 5.11 b), Figura 5.11 d) e Figura 5.11 f) encontram-se em conformidade com os obtidos na simulação representados na Figura 5.11 a), Figura 5.11 b) e Figura 5.11 c) com o carregar e descarregar da bobine conforme o estado do semicondutor eletrónico de potência e a tensão do banco de baterias a aumentar à medida que são carregadas em corrente.

Para o conversor DC/DC elevador, os resultados obtidos em simulação e experimentalmente encontram-se na Figura 5.12 a) e na Figura 5.12 b) e são relativos ao comportamento da corrente na bobine L_{ele} e da tensão no *link* DC, respetivamente. Por cada ampere que percorre o sensor de corrente obtém-se aproximadamente 165 mV à sua saída.

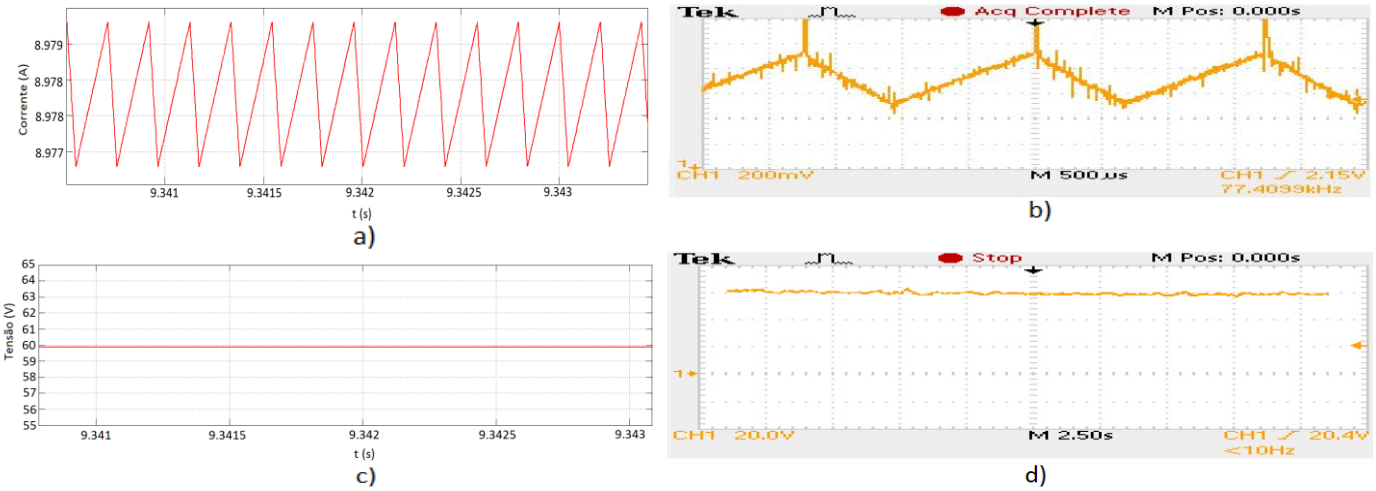


Figura 5.12 – Comparação do valores obtidos em simulação em a) e c) com os obtidos experimentalmente em b), d) para a tensão proporcional à corrente na bobine L_{ele} (165 mV=1 A) (vertical – 200 mV/Div e horizontal 500 µs/Div) e para tensão no condensador $C_{DC\,link}$ (vertical – 20 V/Div e horizontal 2,5 s/Div).

Pela observação da Figura 5.12 b) e da Figura 5.12 d), relativa aos resultados obtidos experimentalmente, verifica-se que são semelhantes aos obtidos na simulação, representados nas Figura 5.12 a) e Figura 5.12 c).

5.3.3. Inversor

Nesta secção é feita a comparação entre os resultados obtidos na simulação e os obtidos experimentalmente no ponto de interligação do filtro indutivo que se encontra acoplado ao inversor, à REE. Para interligar a REE ao filtro, utilizou-se um transformador

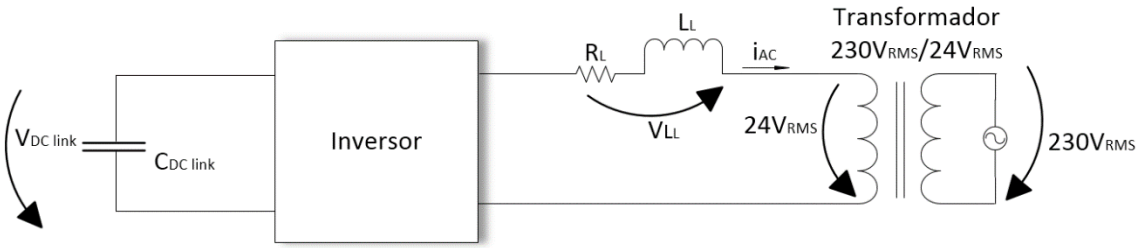


Figura 5.13 – Esquema utilizado para produzir energia para a REE.

Registou-se as formas de onda da tensão, da corrente e as potências ativa e reativa entregues à REE. Para verificar a QEE analisou-se o *THDi*, *THDv* e o *FP*. Na Figura 5.14 encontra-se representada a azul, a tensão da REE e a amarelo, a corrente injetada na mesma. Por cada ampere que percorre o sensor de corrente obtém-se aproximadamente 330 mV à sua saída.

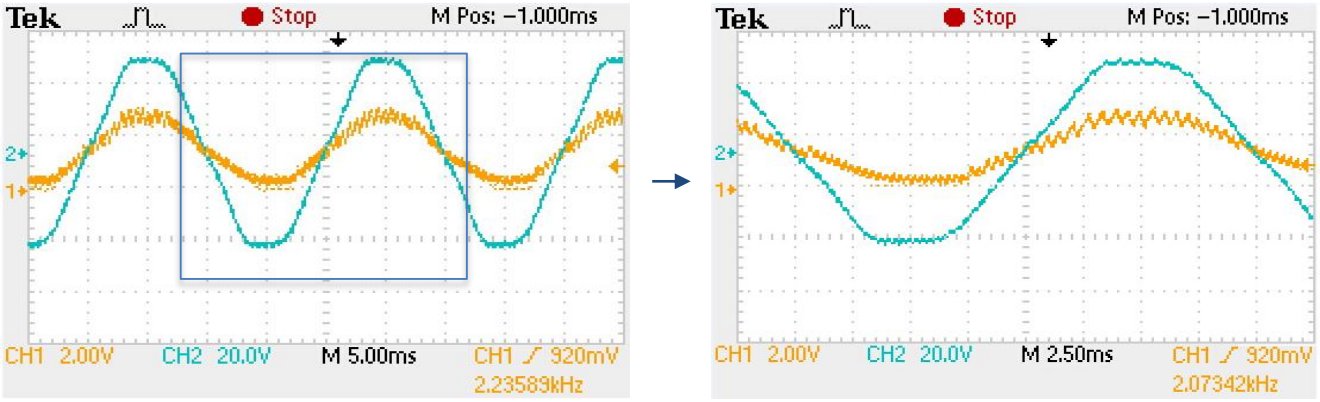


Figura 5.14 – Tensão do transformador (a azul) (vertical – 20 V/Div e horizontal 500 ms/Div e vertical – 20 V/Div e horizontal 2,5 ms/Div, respetivamente) e a tensão proporcional à corrente injetada na REE (a amarelo) em que 330 mV=1 A (vertical – 2 V/Div e horizontal 5 ms/Div e vertical – 2 V/Div e horizontal 2,5 s/Div, respetivamente).

Observa-se pela Figura 5.14 que a tensão encontra-se em fase com a corrente, tal como era pretendido. Obteve-se uma potência ativa de 74,9 W (ver anexo R), próxima da referência imposta de 72 W para o qual o sistema foi encontra projetado.

Registou-se os valores obtidos para os parâmetros da QEE, que se encontram na Tabela 5.3, para uma potência ativa de referência de 72 W.

Tabela 5.3 – Valores experimentais obtidos para os parâmetros da QEE estudados.

Parâmetros da QEE	Valores obtidos
THDi	6,0 %
THDv	3,4 %
FP	0,990

Pela Tabela 5.3 é possível verificar que o valor de 6,0% obtidos para o *THDi* encontram-se dentro da gama de valores exigidos pela norma EN 50160 (< 8%). Verifica-se que a tensão da REE apresenta um *THDv* de 3,4% e que o *FP* é de 0,990, sendo um valor próximo do valor unitário, ou seja, que o sistema produz, maioritariamente, energia ativa tal como era requisitado.

Testou-se o comportamento do sistema no caso de haver uma variação da potência imposta pela RIE. Tal variação reflete-se no aumento da corrente entregue à RIE, tal como é possível verificar pela Figura 5.15, onde se passou de 48 W para 72 W de potência requisitada pela RIE. Por cada ampere que percorre o sensor de corrente obtém-se aproximadamente 330 mV à sua saída.

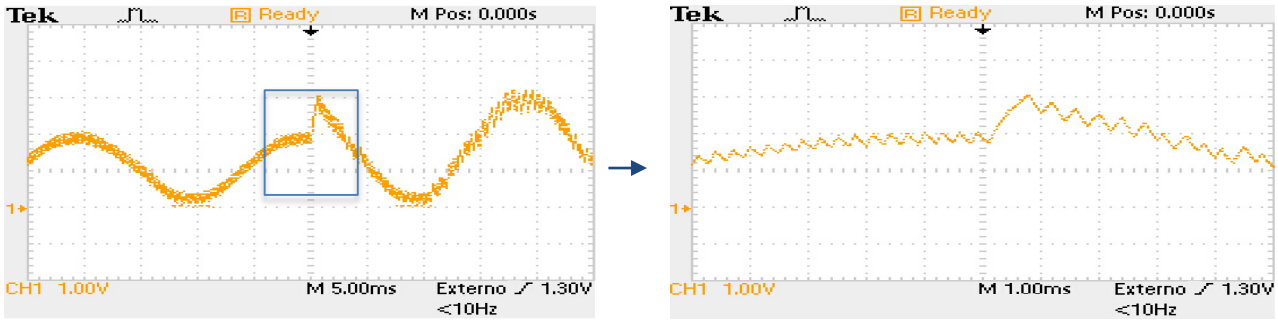


Figura 5.15 – Comportamento da tensão proporcional à corrente ao mudar a referência de potência da RIE em que 330 mV=1 A (vertical – 1 V/Div e horizontal 5 ms/Div e vertical – 1 V/Div e horizontal 1 ms/Div, respetivamente).

É possível verificar pela Figura 5.15 que o sistema demorou, aproximadamente, 600 µs até atingir a nova referência de potência imposta pela RIE, o que corresponde a cerca de 25 µs por cada Watt de potência.

5.4. Conclusão

Neste capítulo foi descrito o procedimento experimental e realizada a descrição dos componentes utilizados. Como forma de gerar os sinais dos semicondutores eletrónicos de potência de acordo com as grandezas do circuito, optou-se por um microcontrolador LM4F120H5QR, presente no *Stellaris Launchpad Evalution Kit* da *Texas Instruments*, que se mostrou capaz de realizar as tarefas para o qual estava programado. De forma a interliga-lo ao circuito, foi necessário projetar circuitos de isolamento de forma a isolar a massa sinal deste da massa do circuito de potência. Na leitura das grandezas do circuito foram utilizados sensores que forneciam sinais proporcionais aos valores dessas mesmas grandezas e apropriados aos ADC's do *Stellaris*.

Em termos de resultados, testou-se o comportamento do sistema com o MPPT de P&O implementado no protótipo experimental, verificando que a potência elétrica obtida ao longo do dia é superior com a utilização do mesmo. Em caso de uma variação brusca da radiação solar, verificou-se que o sistema é capaz de reagir a essa mesma variação, mantendo o seguimento da referência imposta pelo MPPT.

Relativamente aos conversores DC/DC redutor e elevador, verificou-se que o comportamento da corrente nas bobines e da tensão de entrada e/ou saída estavam de acordo com os obtidos em simulação. Com a utilização do filtro L acoplado ao inversor, verificou-se que a corrente produzida para a REE apresentava uma *THDi* de 6,0%, dentro da gama de valores exigidos pela norma EN 50160 (< 8%). Relativamente ao *FP*, o valor obtido foi de 0,990 e de 3,4% para a *THDv*.

Para testar o comportamento do sistema numa RIE, variou-se a referência da potência ativa imposta pela mesma, obtendo valores próximos aos requisitados. Verificou-se que, desde que exista energia suficientemente armazenada no banco de baterias, o sistema é capaz de satisfazer as necessidades energéticas impostas pela RIE. Variou-se a potência requisitada pela RIE, de 48 W para 72 W, verificando-se que o sistema demora cerca de 600 µs até atingir a nova referência, ou seja, cerca de 25 µs por Watt.

Durante uma variação brusca da radiação solar verificou-se que a potência produzida para a REE se mantinha constante devido à energia armazenada no banco de baterias, contribuindo para a manutenção da estabilidade da mesma e otimizando o seu funcionamento.

Capítulo 6

Conclusão e trabalhos futuros

Nesta dissertação desenvolveu-se um sistema de microprodução que permite a otimização de uma RIE. O sistema, com armazenamento intermédio, foi dimensionado para duas fontes de energia renovável (fotovoltaica e eólica). É composto por três conversores, um banco de baterias e um filtro como interligação à REE.

Na revisão da literatura estudou-se as energias renováveis, com principal foco a nível mundial e a nível nacional, de forma a realçar a importância atual das mesmas e o seu potencial para que, futuramente, a geração de energia seja menos dependente dos combustíveis fósseis. Foi realizada, igualmente, uma revisão dos principais sistemas, componentes e técnicas de controlo utilizadas em sistemas de conversão de energia proveniente de fontes renováveis em energia elétrica, com principal relevo para os sistemas com armazenamento intermédio, pois estes apresentam características vantajosas tanto para o consumidor, como para a própria REE. Verificou-se quais são as principais perturbações que podem ocorrer na REE e que influenciam a sua estabilidade. Por fim, foi feita uma pequena introdução às RIE, realçando a importância que os sistemas de microprodução têm na manutenção e melhoramento da estabilidade da mesma, refletindo-se na diminuição dos custos de produção de energia e, consequentemente, do consumo final da mesma.

Foi descrito o sistema de microprodução utilizado, com a escolha e modelização dos seus principais componentes e técnicas de controlo, e implementado em *MATLAB/SIMULINK* modelos capazes de simular o comportamento de painéis fotovoltaicos e de geradores eólicos. Verificou-se que é possível extrair a máxima potência de duas fontes de energia renováveis com a utilização do mesmo MPPT, mais concretamente, o de P&O. Deduziu-se os valores dos componentes dos conversores e as expressões que caracterizam a tensão e a corrente, fundamentais para o correto controlo dos conversores. Idealizou-se três modos distintos para o carregamento das baterias que diferenciam apenas no conversor que controla a corrente de carregamento. Como meio de interligação à REE foram utilizados filtros. Como tal, apresentou-se os principais filtros passivos utilizados neste tipo de sistemas que têm como função principal a redução dos harmónicos presentes nos sinais a injetar na REE.

Verificou-se a importância dos sistemas de microprodução que utilizam fontes de energia renovável em redes isoladas, como é o caso da ilha da Madeira, uma vez que permitem obter energia de uma forma mais barata relativamente à produzida com recurso aos combustíveis fósseis. Os sistemas de microprodução com armazenamento intermédio têm como vantagem o facto de poder manter a estabilidade da REE na eventualidade de uma variação brusca na fonte de energia renovável, já que permitem

fornecer energia rapidamente, evitando o aparecimento ou o agravamento das perturbações que possam surgir na REE.

Em simulação, comprovou-se que a utilização de um MPPT permite extrair uma maior potência da fonte de energia renovável.

Idealizou-se três modos distintos para o carregamento das baterias, que diferenciam apenas no conversor que controla a corrente de carregamento, sendo que o carregamento em tensão é sempre realizado pelo conversor DC/DC redutor. Observou-se, em simulação, que os três modos são válidos para o carregamento das baterias, pois apresentam um comportamento esperado com um carregamento em corrente até aproximadamente os 80%, sendo posteriormente carregadas com uma tensão constante até a tensão máxima, onde, de seguida, é aplicada uma tensão de flutuação de forma a evitar a auto-descarga das mesmas. Em termos de capacidade, verificou-se que esta é importante na definição do tempo em que as baterias permitem fornecer energia, mas que acarretam um maior custo inicial, custando em média, 2 euros por cada Ah para as baterias analisadas.

Para os conversores DC/DC redutor e elevador, observou-se que a corrente e a tensão seguiam as referências geradas pelos respetivos controladores implementados em *MATLAB/SIMULINK*. Verificou-se nas simulações que a maior redução dos harmónicos era obtida com a utilização do filtro LCL na interligação à REE, obtendo 0,25% para o *THDi*. Relativamente aos outros filtros estudados, obteve-se 1,93% para o filtro L e 1,57% para o filtro LC.

Simulou-se o sistema para o caso de existirem perturbações na REE, como cavas de tensão, sobretensões transitórias, interrupções na tensão e distorção harmónica da tensão. Verificou-se que, para todos os casos, o sistema era capaz de manter a sua estabilidade através do uso da energia armazenada nas baterias, mantendo a forma de onda da corrente produzida para a REE. Ao incluir uma carga linear e uma outra não linear no sistema, observou-se que este conseguia alimentá-las corretamente. De forma a testar a importância do sistema de armazenamento intermédio, variou-se, em simulação, as referências de potência impostas pela RIE, onde se verificou que um sistema sem armazenamento só era capaz de satisfazer tais necessidades caso a energia extraída da fonte renovável fosse superior ou igual à requisitada. Caso contrário, os requisitos da RIE não eram satisfeitos. Com a utilização de um sistema de armazenamento intermédio, a energia produzida para a RIE já não estava dependente das condições atmosféricas desde que existisse energia suficientemente armazenada. A utilização de baterias também permite que a energia produzida para a RIE seja constante, mesmo em caso de variação brusca da fonte de energia renovável, o que possibilita a manutenção da estabilidade e otimização da mesma, podendo evitar recorrer às centrais elétricas para suprimir este acontecimento.

Em termos laboratoriais, foi construído um sistema semelhante ao utilizado em simulação mas de menor potência, com um filtro L acoplado ao inversor. Utilizou-se o microcontrolador LM4F120H5QR, presente no *Stellaris Launchpad Evalution Kit* da *Texas Instruments*, que mostrou-se ser capaz de enviar os sinais apropriados de controlo dos semicondutores eletrónicos de potência.

Obteve-se uma maior potência elétrica com a utilização do MPPT no protótipo experimental comparativamente à situação em que se não utilizou o mesmo, onde apenas se fixou a tensão do MPP, não permitindo o ajuste da mesma à medida que a radiação solar variava. Tais resultados foram de encontro aos obtidos em simulação. Na presença de uma variação brusca da energia extraída da fonte renovável verificou-se, tal como na simulação, que o sistema conseguia manter o seguimento da referência imposta pelo MPPT.

Relativamente aos conversores DC/DC redutor e elevador, verificou-se que o comportamento da corrente nas bobines e da tensão de entrada e/ou saída do protótipo experimental estavam de acordo com os obtidos em simulação. Verificou-se que a corrente produzida para a REE, com a utilização de um filtro L, apresentava uma *THDi* de 6,0%, dentro dos valores exigidos pela norma EN 50160 (< 8%). Relativamente ao *FP*, o valor obtido foi de 0,990 e de 3,4% para a *THDv*.

Ao variar a referência da potência ativa de forma a simular uma RIE, verificou-se que o sistema de microprodução era capaz de satisfazer essas mesmas referências. Variou-se a potência requisitada pela RIE de 48 W para 72 W e observou-se que o sistema demorava cerca de 600 µs a atingir a nova referência de potência, ou seja, cerca de cerca de 25 µs por Watt.

Ao variar a radiação solar, verificou-se que a energia produzida para a REE se mantinha constante até as baterias descarregarem, o que contribui para a manutenção da estabilidade da mesma e otimizar o seu funcionamento.

6.1. Trabalhos futuros

Em trabalhos futuros, um dos aspetos a estudar seria a inclusão do sistema numa RIE alargada, constituída por vários sistemas de microprodução com a utilização de um sistema de telecomunicações. O sistema de telecomunicações iria possibilitar à RIE comunicar as referências de potência pretendidas ao sistema de microprodução e também possibilitar que este enviasse informações importantes tais como a quantidade de energia armazenada, contribuindo para uma melhor gestão da energia elétrica.

Referências

[1] Mobile, Exxon., *2012 the Outlook for Energy: A View to 2040,* 2011.

[2] Grennpeace, *O protocolo de Kyoto,* 2000.

[3] Energias Renováveis, "Energias Renováveis," [Online]. Available: http://www.eccn.edu.pt/ap/energiaparavida/Energias_Renovaveis.htm. [Acedido em Agosto 2013].

[4] International Energy Agency (IEA), *Key World Energy Statistics - 2012,* Paris, France, 2012.

[5] F. Alves, *As Energias Renováveis em Portugal,* 2009.

[6] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2011,* 2011.

[7] E.D.P. distribuição, *Microprodução,* 2010.

[8] T. Soares, "Sistemas de produção e electrcidade descentralizada baseados em energia renovável," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008/2009.

[9] F. Katiraei, "Microgrids management," *Power and Energy Magazine,* pp. 54-65, IEEE 6.3 - (2008).

[10] G. Crabtree e N. Lewis, "Solar energy conversion," *Physics today 60.3,* pp. 37-42, 2007.

[11] E. Proença, "A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal," IST, Lisboa, 2007.

[12] IST, DGS e U. Europeia., *Energia Fotovoltaica manual sobre tecnologias, projecto e instalação.,* Janeiro de 2004.

[13] "Power Clouds," [Online]. Available: http://www.powerclouds.com/index.php/como-funciona-a-tecnologia-fotovoltaica/?lang=pt-br.

[14] "Florida Solar Energy Center," [Online]. Available: http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/cells_modules_arrays.htm.

[15] S. E. International, *Photovoltaics: Design and Installation Manual,* Society Publishers, 2004.

[16] M. G. Gazoli e J. R. G. Villalva, “Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays,” *Power Electronics Conference, 2009. COBEP'09. Brazilian. IEEE,* 2009.

[17] M. G. Villalva, J. R. Gazoli e E. R. Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays,” *Power Electronics, IEEE Transactions on 24.5 (2009),* pp. 1198-1208, 2009.

[18] S. B. Kjaer, J. Pedersen e F. Blaabjerg, “A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules,” *Industry Applications, IEEE Transactions on 41.5 (2005),* pp. 1292-1306, 2005.

[19] M. Serrão, “Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para uma casa de veraneio em Pouso da Cajaíba-Paraty,” Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Agosto de 2010.

[20] R. Castro, Uma introdução às energias renováveis: eólica, fotovoltaica e mini-hídrica, Lisboa: IST Press, 2011.

[21] J. T. Pinho, Sistemas Híbridos, Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

[22] A. Azevedo, *Captação de energia - Apontamentos da cadeira de Sistemas de Sensores e Captação de Energia,* 2012/2013.

[23] V. Aguiar e V. Azevedo, *Nó sensor para monitorização remota com captação de energia eólica (turbina de eixo vertical - Savonius),* 2012/2013.

[24] Z. Zhao, “Research on the improvement of the performance of savonius rotor based on numerical study,” *Sustainable Power Generation and Supply, 2009 SUPERGEN'09. International Conference on IEEE,* 2009.

[25] J.-L. Menet e N. Bourabaa, “Increase in the Savonius rotors efficiency via a parametric investigation.,” *European Wind Energy Conference - Londres,* 2004.

[26] C. Kingsley e S. Umans, Electric Machinery, McGraw-Hill Companies, 2003.

[27] M. Mora, “Sensorless vector control of PMSG for wind turbine applications,” Institute of Energy Technology, Dinamarca, 3 de Junho de 2009.

[28] “Máquina PMSG,” [Online]. Available: http://www.flickr.com/photos/weg_net/7159246934/in/set-72157629637745212.

[29] “Máquina PMSG,” [Online]. Available: http://link.springer.com/static-content/lookinside/691/art%253A10.1007%252FBF03242231/000.png.

[30] J. Silva, *Sistemas de Energia em Telecomunicações: Textos de Apoio.,* DEEC, Instituto Superior Técnico (2009), 2009.

[31] G. P. Sznicer, "Análise comparativa entre topologias de conversores CC-CC com alto ganho de tensão," Sicite 2012, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2012.

[32] A. Pinto, "Conversor DC-AC de um só andar para sistemas fotovoltaicos," IST, Lisboa, 2009.

[33] R. J. Nagarjuna e K. Jyothi, "Analysis and Modeling of Transformerless Photovoltaic Inverter Systems.".

[34] C. Francisco, "GreenEnergy - Produção de Energia Eletrica a partir de Fontes de Energia Renovável para Sistemas de Microprodução," Universidade da Madeira, Madeira, 2012.

[35] H. Larico, "Conversor boost controlado em corrente aplicado ao retificador monofásico," Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, 2012.

[36] X. Dai e Q. Chao, "The research of photovoltaic grid-connected inverter based on adaptive current hysteresis band control scheme," *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN'09. International Conference on. IEEE,* 2009.

[37] A. Batschauer, *Material de Apoio da disciplina de controlo de conversores estáticos,* 2012.

[38] D. Santos, "Inversor de Tensão Controlado por Corrente com Frequência de Comutação Fixa," Universidade do Minho, 2009.

[39] L. Cruz, "Inversor de tensão Monofásico em Ponte Completa a 50 Hz e 50 VA," Universidade do Minho, 2011.

[40] A. Vilela, "Projeto e construção de um conversor boost controlado em modo de tensão".

[41] "NovaEnergia - Solar & Wind Electric Power System," [Online]. Available: http://novaenergia.bligoo.com/media/users/10/549602/files/62282/Sistemas_hibridos-1.pdf.

[42] J. Aniceto, "Conversor DC-DC com busca de ponto de potência máxima (MPPT) para painéis solares," Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2010.

[43] T. Markvart e L. Castaner, Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications, Elsevier, 2003.

[44] A. Khaligh e O. C. Onar, Energy Harvesting – Solar, Wind, and Ocean Energy Conversion Systems, Taylor and Francis Group, 2010.

[45] N. Martins, "Sistema integrado de produção e armazenamento de energia a partir de fontes renováveis," IST, Lisboa , 2007.

[46] "A Guide to Understanding Battery Specifications," [Online]. Available: http://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf.

[47] J. Baptista, *Apontamentos da cadeira de Sistemas de Sensores e Captação de Energia,* 2012/2013.

[48] A. Bhattacharjee, "Design and Comparative Study of Three Photovoltaic Battery Charge Control Algorithms in MATLAB/SIMULINK Environment.," *International Journal 2 (2012).,* 2012.

[49] "Uma aula sobre baterias," [Online]. Available: http://portal.macamp.com.br/portal-conteudo.php?varId=79.

[50] S. N. Rao, D. A. Kumar e C. S. Babu, "New Multilevel Inverter Topology with reduced number of Switches using Advanced Modulation Strategies.".

[51] J. Lettl, J. Bauer e L. Linhart, "Comparison of Different Filter Types for Grid Connected Inverter.".

[52] J. P. S. Paiva, Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica, 2ª Edição, IST Press, 2007.

[53] Q.-C. Zhong e T. Hornik, Control of power inverters in renewable energy and smart grid integration, John Wiley & Sons, 2012.

[54] E. ISR, Manual da Qualidade da Energia Eléctrica, Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade de Coimbra, 2005.

[55] J. Momoh, Smart grid: fundamentals of design and analysis Vol. 63, John Wiley & Sons, 2012.

[56] C. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, *Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional,* 2012.

[57] F. A. Amoroso e G. Cappuccino, "IEEE SMART GRID," [Online]. Available: http://smartgrid.ieee.org/july-2012/619-storage-an-indispensable-ingredient-in-future-energy.

[58] "Datasheet dos painéis fotovoltaicos da PAIRAN EGM-185," [Online]. Available: http://www.pairan.com/uploads/media/Pairan_Datenblatt_Modul_EGM-185_EN.pdf.

[59] “Turbina Pramac 1kW,” [Online]. Available: http://www.navitron.org.uk/download_images/download_1299498248_178.pdf.

[60] “Datasheet das baterias Heycar,” [Online]. Available: http://www.jhroerden.com/solar/descargas/hc12-100.pdf .

[61] M. A. G. Brito, L. G. Junior, L. P. Sampaio, G. d. A. Melo e C. A. Canesin, “Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on 60.3 (2013),* pp. 1156-1167, 2013.

[62] J. S. Thongam e M. Ouhrouche, “MPPT control methods in wind energy conversion systems,” *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power (2011),* pp. 339-360, 2011.

[63] E. Montgomery, *Aula de Laboratório – Estudo de controladores eletrônicos básicos via amplificadores operacionais,* Universidade Federal do Vale do São Francisco, 2010.

[64] W. Qiao, G. K. Venayagamoorthy e R. G. Harley, “Design of optimal PI controllers for doubly fed induction generators driven by wind turbines using particle swarm optimization.,” *Neural Networks, 2006. IJCNN'06. International Joint Conference on. IEEE,* 2006.

[65] G. F. Franklin, J. D. Powell e A. Emami-Naeini, Feedback control of dynamics systems., Pretince Hall Inc, 1986.

[66] D. Barros, “Conversão Electrónica Multinível: Optimização para Aplicações em Qualidade de Energia Eléctrica,” IST, Lisboa, 2008.

[67] A. Azevedo, *Apontamentos da cadeira de Sinais e Sistemas,* 2010/2011.

[68] R. Teodorescu e M. Liserre, Grid converters for photovoltaic and wind power systems Vol. 29, John Wiley & Sons, 2011.

[69] F. Linard, “Sistema ininterrupto de energia de dupla conversão com integração do retificador e inversor,” Conferência internacional de aplicações industriais, Vol. 8, 2008.

[70] A. Manrique, “Estudio del filtro LCL aplicado a inversores fotovoltaicos,” 2011.

[71] W. Sun, Z. Chen e X. Wu, “Intelligent optimize design of LCL filter for three-phase voltage-source PWM rectifier.,” *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC'09. IEEE 6th International. IEEE,,* 2009.

[72] I. J. Gabe, “Contribuição ao controle de inversores pwm alimentados em tensão conectados à rede através de filtro-lcl,” Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Dissertação de Mestrado, 2008.

[73] K. J. Åström e T. Hägglund, “Revisiting the Ziegler–Nichols step response method for PID control,” *Journal of process control 14.6 (2004),* pp. 635-650., 2004.

[74] E. Morgado, *Aulas de Apoio – Controlo, Cap.8 – controlador PID,* IST, 2007/2008.

[75] J. B. Copetti e M. H. Macagnan, “Baterias em Sistemas Solares Fotovoltaicos.,” *I CBENS-I Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2007,* 2007.

[76] “Tabela de Preços - Energia Fotovoltaica,” [Online]. Available: http://www.japp.pt/doc.php?co=74.

[77] T. Instruments, *Stellaris LM3S9B95 Microcontroller.*

[78] W. A. A. Junior e R. R. W. Cruz, *INTRODUÇÃO À TRANSFORMADA Z,* Departamento de Engenharia Elétrica Universidade Federal do Paraná.

[79] “Datasheet do acoplador ótico 6N136,” [Online]. Available: http://www.fairchildsemi.com/ds/6N/6N136.pdf.

[80] “Datasheet do driver IR2110,” [Online]. Available: http://www.irf.com/product-info/datasheets/data/ir2110.pdf.

[81] “Datasheet do ampop LM358,” [Online]. Available: http://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm358.pdf.

[82] N. Mohan, T. M. Undeland e W. P. Robbins, Power Electronics: Converters, Applications, and Design 3 Edition, John Wiley & Sons, 2003.

[83] “Datasheet do IGBT 50MT060WHTAPbF,” [Online]. Available: http://www.vishay.com/docs/94468/50mt060w.pdf.

[84] “Datasheet do sensor de corrente HXS 20-NP/SP30,” [Online]. Available: http://www.farnell.com/datasheets/65365.pdf.

[85] J. Queirós, “Sistema de Sensorização e Telemetria de um VEC (Veículo Eléctrico de Competição),” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

[86] “Datasheet do ampop ISO124,” [Online]. Available: http://www.ti.com/lit/ds/symlink/iso124.pdf.

[87] “Datasheet do inversor monofásico SKS 30F B6U+B2CI 16 V12,” [Online]. Available: http://www.megachip.ru/pdf/SMK/1942.pdf.

[88] M. Ciobotaru, R. Teodorescu e F. Blaabjerg, “A new single-phase PLL structure based on second order generalized integrator,” *Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC'06. 37th IEEE. IEEE,* 2006.

[89] “Digi-Key Corporation,” [Online]. Available: http://www.digikey.com/us/en/techzone/energy-harvesting/resources/articles/designing-a-solar-power-battery-charger.html.

[90] C. Silva, “Conversor CC/CC para aplicação em instalação fotovoltaica,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Junho de 2012.

[91] “Grafico MPPT IC,” [Online]. Available: http://www.hindawi.com/journals/ijp/2013/549273/fig1/.

[92] “Datasheet do Traco Power 1215D de 2W,” [Online]. Available: http://www.farnell.com/datasheets/1648746.pdf.

[93] “Datasheet do regulador de tensão L7805CV,” [Online]. Available: http://www.farnell.com/datasheets/1696820.pdf.

[94] “Datasheet do ampop OP07,” [Online]. Available: http://www.analog.com/static/imported-files/data_sheets/OP07.pdf.

[95] “Datasheet do ampop do TL084IJ,” [Online]. Available: http://pdf.datasheetcatalog.net/datasheet/texasinstruments/tl084.pdf.

[96] “Datasheet do regulador de tensão LM317T,” [Online]. Available: http://www.ti.com/general/docs/lit/getliterature.tsp?genericPartNumber=lm117&fileType=pdf.

Anexos

Anexo A – Descrição dos principais MPPT's utilizados em sistemas fotovoltaicos e em sistemas eólicos

A.1 - MPPT's fotovoltaicos

Para se encontrar o MPP de um sistemas solar, a tensão e a corrente devem ser controladas [44]. Existem várias técnicas utilizadas pelos MPPT's para encontrar esse mesmo ponto. Em sistemas solares compostos por vários painéis fotovoltaicos, em que estes apresentam uma posição diferente relativamente ao sol, torna-se mais complicado extrair a máxima potência, aconselhando-se a utilização de um MPPT para cada painel. Existem vários tipos de MPPT's, salientando-se os seguintes [61].

- **Estáticos**

Controlo de tensão no ponto de máxima potência - Neste método supõe-se que a tensão do MPP, para um determinado painel fotovoltaico, é cerca de 70 a 80% da tensão em circuito-aberto do mesmo. Através da medição da tensão em circuito-aberto é possível definir a tensão de referência a ser aplicada ao painel. Uma das desvantagens é o facto de este método não considerar as variações da tensão em circuito-aberto em função da temperatura. É aconselhada a sua utilização em regiões onde a temperatura varie muito pouco.

Controlo da corrente no ponto de máxima potência – Este caso assemelha-se muito ao anterior, só que em vez de controlar a tensão para se obter o MPP, aplica-se uma corrente de referência cerca de 0,9 vezes inferior à corrente de curto-circuito. Com a medição da corrente de curto-circuito é possível obter a corrente de referência. Uma das desvantagens é o facto de este método não considerar as variações da corrente de curto-circuito em função da radiação.

- **Dinâmico**

Perturbação e observação (P&O) – O método P&O consiste em perturbar (incrementar ou decrementar) a tensão à saída do painel fotovoltaico e comparar com a potência obtida no ciclo atual com a potência anterior, definindo o sentido da próxima perturbação. Se ao incrementar a tensão e a potência aumentar, a próxima perturbação deverá ser feita no mesmo sentido até alcançar o MPP. Caso a potência diminua, a perturbação deverá ser realizada no sentido contrário. O comportamento da potência em função da tensão encontra-se evidenciado na Figura A.1.

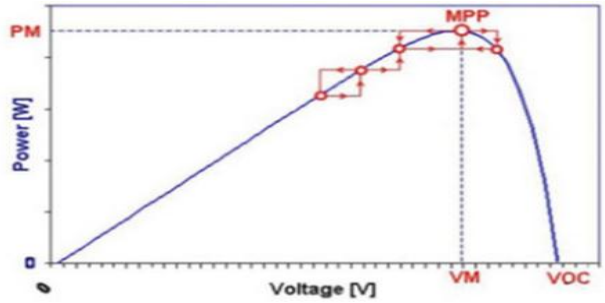


Figura A.1 – Comportamento do MPPT P&O [89].

A utilização deste MPPT implica a definição da amplitude da perturbação da tensão a introduzir no sistema e pela qual a tensão de referência é alterada, provocando uma oscilação em regime estacionário do ponto de funcionamento do sistema fotovoltaico em torno do MPP, originando uma pequena perda da potência disponível [61] [90]. De modo a reduzir estas oscilações, pode-se reduzir o tamanho da perturbação da tensão. Se a perturbação for muito grande, a tensão do MPP será encontrada de uma forma rápida, mas de uma forma instável [90]. Se a perturbação for muito pequena, as oscilações em torno de MPP serão pequenas mas o processo de procura do mesmo será mais lento [90]. O comportamento da tensão consoante o tamanho da perturbação encontra-se representado na Figura A.2.

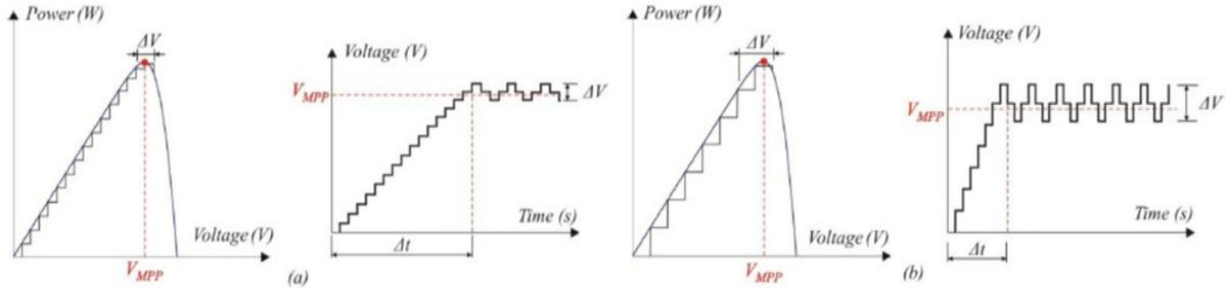


Figura A.2 – Método MPPT P&O com tamanho da perturbação a) pequeno e b) grande [90].

Umas das soluções possíveis para este problema é a utilização de uma perturbação variável que vai diminuindo à medida que se aproxima do MPP [61].

Condutância Incremental (IC) – Neste método, o declive da curva característica P-V é utilizado para definir a direção da perturbação [61]. O declive da potência em MPP é nulo (*dP/dV* = 0), positivo à esquerda e negativo à direita, tal como se encontra ilustrado na Figura A.3. De forma a alcançar o MPP, é feito o ajuste da tensão até se encontrar o ponto em que *dP/dV* é aproximadamente igual a zero [61], tal como se encontra representado na Figura A.3.

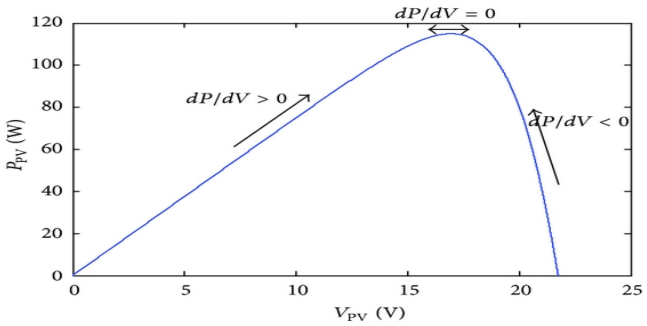


Figura A.3 – Variação de *dP/dV* na curva característica P-V de um painel fotovoltaico [91].

Tal como no método por P&O, a amplitude da perturbação da tensão deve ser cuidadosamente definida pois, uma grande perturbação permite atingir o ponto MPP de uma forma rápida mas com uma grande oscilação em torno do mesmo, e com uma perturbação pequena, apesar de se reduzir a oscilação, a velocidade de alcance do MPP diminui [61].

Na Tabela A.1 encontra-se algumas características dos MPPT's enunciados.

Tabela A.1 – Características de alguns MPPT's usados em sistemas fotovoltaicos [33].

Método	Dependência das características do painel	Implementação	Precisão	Sensores necessários
Controlo de tensão no MPP	Sim	Bastante simples	Baixa	-
Controlo de corrente no MPP	Sim	Bastante simples	Baixa	-
P&O	Não	Simples	Elevada	Tensão, Corrente
IC	Não	Simples	Elevada	Tensão, Corrente

A.2 – MPPT's eólicos

Para uma determinada velocidade de vento, a potência mecânica fornecida pela turbina eólica é proporcional à velocidade do rotor [62]. De forma a maximizar a captura de potência disponível no vento é necessário controlar a velocidade do veio, tal como é possível verificar na equação (2.11), com o objetivo de alcançar uma velocidade onde a potência extraída seja máxima [62]. Para tal, e à semelhança dos sistemas fotovoltaicos, são usados MPPT's, tais como [62]:

Perturbação e Observação (P&O) – Tal como nos sistemas fotovoltaicos, é dos MPPT's mais utilizados e mais simples de implementar. É introduzida uma pequena perturbação na velocidade do rotor em pequenos degraus e é verificada a potência produzida em função dessa mesma perturbação, ou seja, se esta aumenta ou diminui, de forma a atingir o MPP. Na Figura A.4 a) encontra-se o comportamento da potência em função da velocidade do rotor e na Figura A.4 b) o diagrama de blocos deste MPPT.

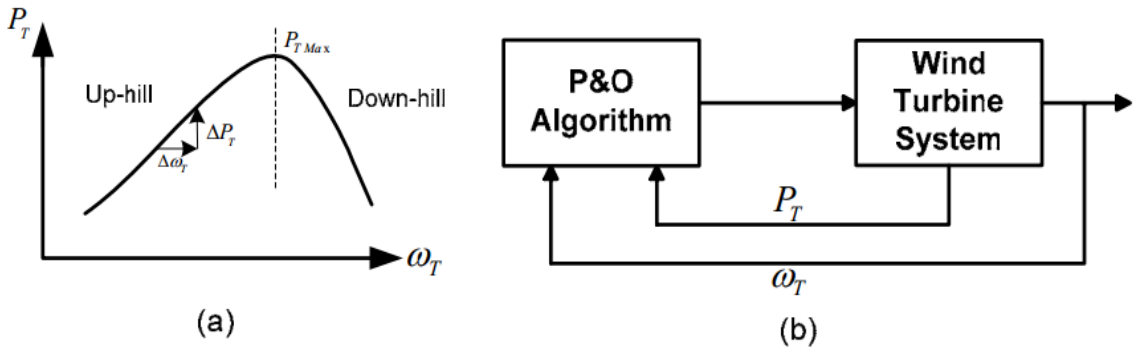


Figura A.4 – Método P&O: a) potência da turbina em função da velocidade do rotor e o princípio de funcionamento do método P&O e b) o diagrama de blocos com a variáveis a controlar [62].

No caso dos geradores PMSG, a corrente e a tensão de saída são proporcionais ao torque e à velocidade do rotor [62]. Assim, uma pequena variação na tensão de saída irá causar uma variação da velocidade do rotor, sendo possível determinar a tensão de referência que extraia a máxima potência do gerador [62]. A grande vantagem deste método é o facto de não necessitar de saber à priori o valor máximo da potência da turbina para diferentes velocidades do vento, nem os parâmetros elétricos do gerador [62]. Por outro lado, perde-se precisão na obtenção do MPP, uma vez que o aerogerador é controlado de forma indireta [62]. Na Figura A.5 é possível visualizar o diagrama de blocos deste MPPT aplicado a um sistema eólico.

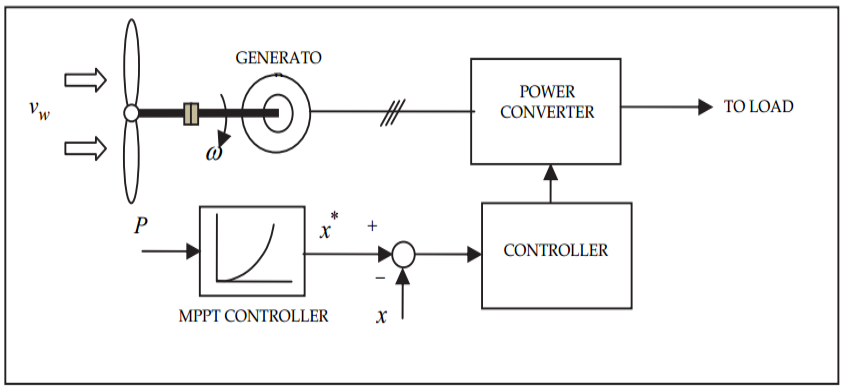


Figura A.5 – Diagrama de blocos de um sistema eólico com um MPPT P&O [62].

TSR ótimo – Neste MPPT existe uma regulação da velocidade de rotação do gerador de forma a manter o *TSR* adequado para a máxima extração de potência do vento com a medição/estimação dos valores da velocidade do vento e de rotação da turbina. As principais desvantagens deste método centram-se na obtenção do valor preciso da velocidade do vento, o que provoca um aumento do valor final do sistema [62]. Como tal, o controlador precisa de ser ajustado em função do sistema onde vai ser implementado. Na Figura A.6 encontra-se representada a aplicação deste método a um sistema eólico.

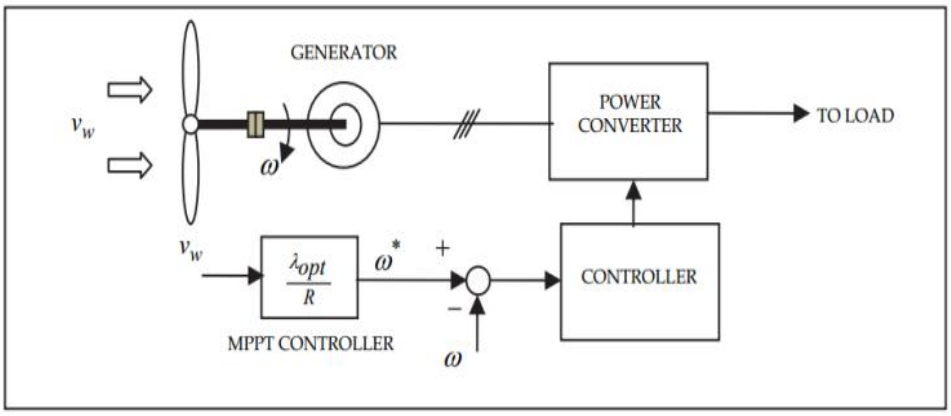


Figura A.6 – Diagrama de blocos de um sistema eólico com um MPPT *TSR* ótimo [62].

Controlo do sinal de potência de realimentação (PSF – *Power signal feedback*) – Neste método é necessário conhecer a curva da máxima potência da turbina em função da velocidade do vento, tal como se encontra demostrado na Figura A.7. Posteriormente, esses dados são utilizados como referência em função da velocidade do vento de forma a extrair a máxima potência do mesmo.

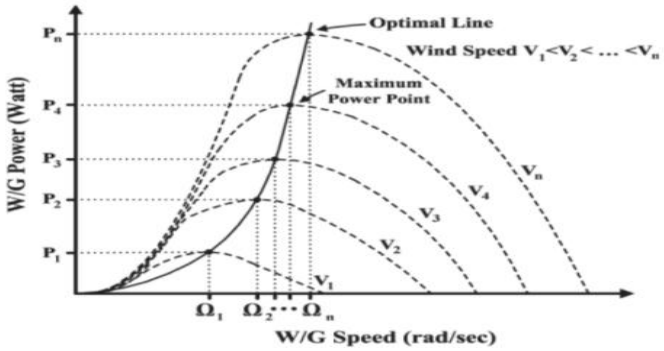


Figura A.7 – Curva de potência ótima da turbina em função da velocidade angular da mesma [62].

Na Figura A.8 encontra-se representada a aplicação deste método a um sistema eólico.

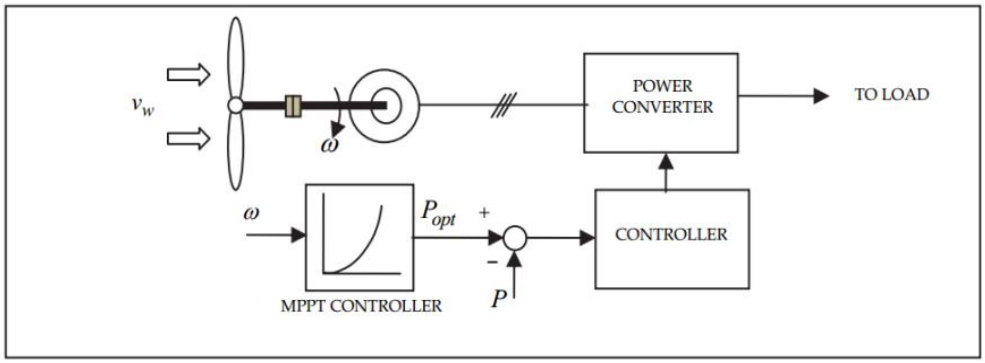


Figura A.8 – Diagrama de blocos de um sistema eólico com um MPPT PSF [62].

Na Tabela A.2 encontram-se as principais características dos MPPT's enunciados para sistemas eólicos.

Tabela A.2 – Características de alguns MPPT's usados em sistemas eólicos [37] [38].

Método	Dependência das características da turbina	Implementação	Precisão	Sensores necessários
P&O	Não	Simples	Bom	V,I
TSR Ótimo	Sim	Complexa	Excelente	$\omega_{Vento}, \omega_{Rotação}$
PSF	Sim	Complexa	Excelente	$\omega_{Vento}, \omega_{Rotação}$

Anexo B – Algoritmo do modelo do painel fotovoltaico implementado em *MATLAB/SIMULINK*

```
function Ipv=PV(Vpv,S,T)

% Valores das resistências em série e em paralelo
Rs=0.007;         % Valor da resistência em série
Rp=1000;          % Valor da resistência em paralelo

% Dados do painel fotovoltaico
Ns=444;          % Número de células em série
Np=5.3;          % Número de células em paralelo
Voc=0.6;         % Tensão em circuito - aberto  de uma célula
Isc=3;           % Corrente de curto-circuito de uma célula
KI=1.18e-3;      % Coeficiente de temperatura de curto-circuito (A/°C)

% Constantes
n=1.2;       % Fator de idealidade do cristal monocristalino
k=1.38e-23; % Constante de Boltzman
q=1.6e-19;  % Carga do electrão
alfa=0.473; % Coeficiente alfa da energia de banda proibida do silício
beta=636;   % Coeficiente beta da energia de banda proibida do silício
EG=1.166-((alfa*T^2)/(T+beta)); % Energia de banda proibida do silício
Tref=273.15+25;          % Temperatura de referência (25°C = 298.15°K)

% Cálculos
T=273.15+T;
Vt=n*k*T/q;
V=Vpv/Ns;
Iph=(Isc+KI*(T-Tref))*S;
Irs=(Isc-Voc/Rp)/(exp(q*Voc/n/k/Tref)-1);
Io=Irs*(T/Tref)^3*exp(q*EG/n/k*(1/Tref-1/T));

I=0;
for j=1:5;
    I=I-(Iph-I-Io*(exp((V+I*Rs)/Vt)-1)-(V+I*Rs)/Rp)/(-1-
Io*exp((V+I*Rs)/Vt)*Rs/Vt-Rs/Rp);
end

Ipv=I*Np;          % Corrente total produzida pelo conjunto dos painéis
                   % fotovoltaicos
```

Anexo C – Algoritmo do modelo do aerogerador implementado em *MATLAB/SIMULINK*

```
%Turbina (dados)
D = 1.45;                    % Diâmetro da turbina eólica
R= D/2;                      % Raio da turbina eólica
Dens_ar = 1.225;             % Densidade do ar
Area = 2.1;                  % Área da turbina

%Limpeza das variáveis e gráficos
clear Cp
clear TSR
clear TSRi
clf(figure(1));
clf(figure(2));

v_rpm_max = 3000;              % velocidade máxima de rotação do rotor
v_rpm = (1:1:v_rpm_max);       % intervalo de rotação do rotor e o
                               % passo entre cada valor

%ciclo de cálculo das variaveis TSR, TSRi, CP, P_p para cada valor de
vento e velocidade de rotação do rotor

for v_vento = 4:2:14                % intervalo de variação do vento,
                                    % de [4 a 14 m/s], de 2 em 2 m/s

for i = 1:v_rpm_max           % intervalo de variação da velocidade de
                              % rotação do rotor [1 a v_rpm_max]

% fórmulas descritas no estado de arte para a energia eólica
TSR(i) = (((i*2*pi)/60)*R)/v_vento; % a dividir por 60, para passar de
                                    % rad/s pra minutos, uma vez que
                                    % se está a trabalhar com rpm
TSRi(i) = 1/(1/TSR(i)-0.035);
Cp(i) = 0.22*((116/TSRi(i)-5)*exp(-12.5/TSRi(i)));
P_p(i) = 0.5*Dens_ar*Area*Cp(i)*v_vento^3;
end

%definição das cores de cada curva em função da velocidade do vento
if v_vento == 4
cor='c';
end
if v_vento == 6
cor='g';
end
if v_vento == 8
cor='y';
end
if v_vento == 10
cor='b';
end
if v_vento == 12
cor='r';
end
if v_vento == 14
cor='k';
end
```

```
%Gráficos
%variáveis auxiliares para colocar legenda no ponto maximo do CP em
função do TSR
%localização (loc) do ponto (CP_max,TSR)
[ymx,loc] = max(Cp);
xmx = TSR(loc);


% Relação entre CP e TSR
figure(1)
plot(TSR,Cp,cor,xmx,ymx,'r+')   % identificação das variáveis (x,y), a
cor do gráfico o ponto(CP_max,TSR)com um '+' a vermelho (r)
axis([0,14,0,0.5])              % valores iniciais e finais dos eixos
(x,y)
title('Relação entre CP e TSR') % título do gráfico
xlabel('TSR')                   % título do eixo das abscissas
ylabel('CP')                    % título do eixo das ordenadas
hold on                         % mantem os parâmetros da janela e o
                                % gráfico enquanto realiza os
                                % restantes

%variáveis auxiliares para colocar legenda no ponto máximo de potência
produzida (P_P) em função da velocidade de rotação v_rpm
%localização (loc) do ponto (Pp_max,v_rpm)
[ymx1,loc] = max(P_p);
xmx1 = v_rpm(loc);

%Relação entre a potência produzida (W) e a velocidade de rotação do
rotor(rpm)
figure(2)
plot(v_rpm,P_p,cor,xmx1,ymx1,'r+') % identificação das variáveis
                                   % (x,y), a cor do gráfico
axis([0,2500,0,1700])              % valores iniciais e finais dos
                                   % eixos (x,y)
title('Relação entre a potência produzida (W) e a velocidade de
rotação do rotor (rpm)')           % titulo do gráfico
xlabel('Velocidade de rotação (rpm)') % título do eixo das abscissas
ylabel('Potência produzida (W)')      % título do eixo das ordenadas
hold on      % mantem os parâmetros da janela e o gráfico enquanto
             % realiza os restantes
end
```

Anexo D – Fluxograma com os modos de carregamento das baterias em corrente constante, tensão constante e com uma tensão de flutuação

Na Figura D.1 encontra-se o fluxograma do modo de carregamento das baterias, conforme a explicação da secção 2.9.

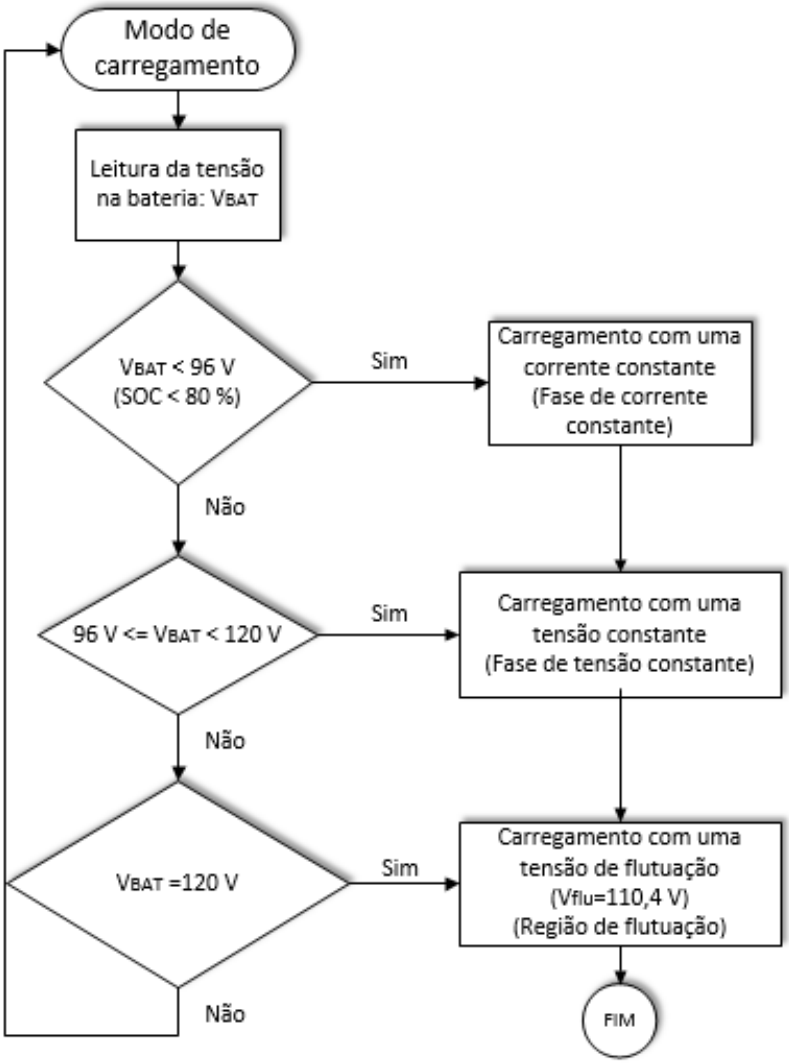


Figura D.1 – Fluxograma do modo de carregamento das baterias em corrente, tensão e flutuação.

Anexo E – Esquema conjunto dos conversores DC/DC redutor e elevador para o modo 2 de carregamento das baterias

Na Figura E.1 encontra-se o esquema conjunto dos conversores DC/DC redutor e elevador para o modo 2 de carregamento das baterias.

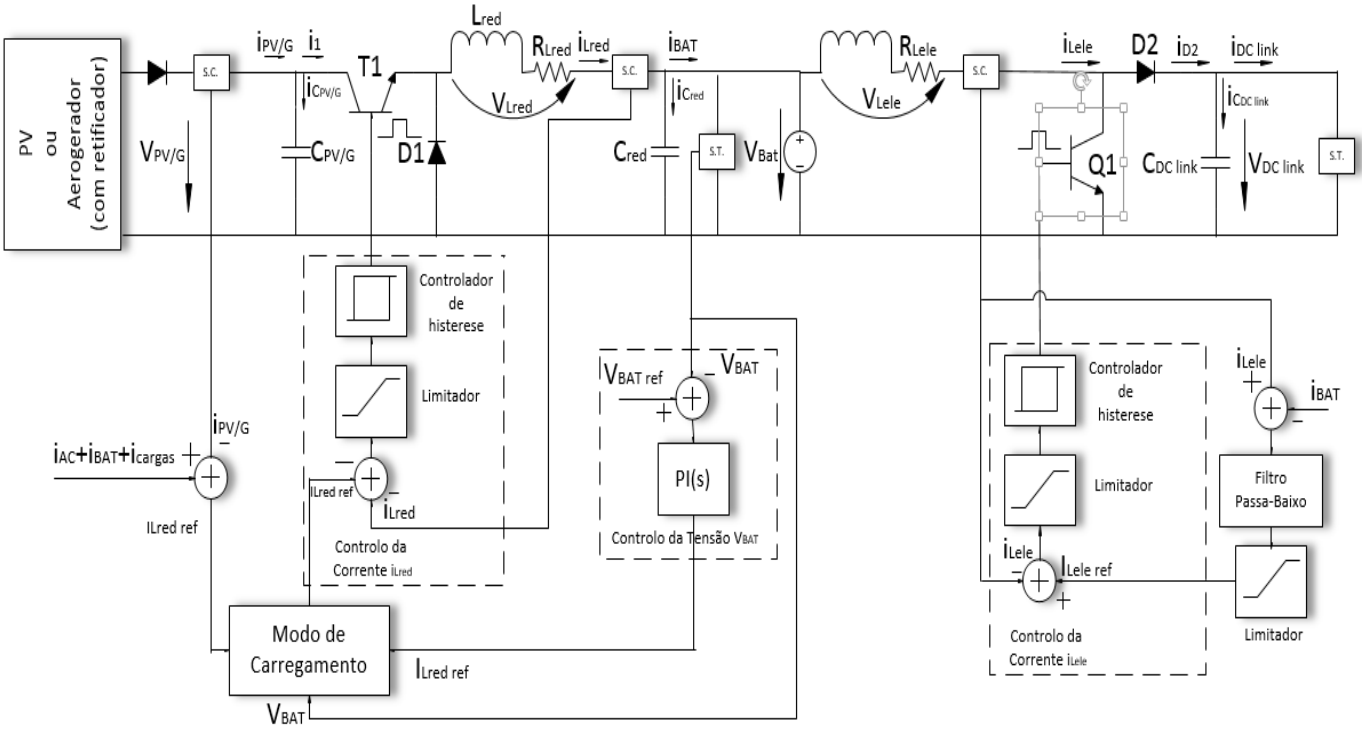


Figura E.1 – Conversores DC/DC redutor e elevador para o modo 2 de carregamento das baterias.

Anexo F – Esquema do inversor para os modos 2 e 3 de carregamento das baterias

Na Figura F.2 e na Figura F.1 encontra-se o esquema para os modos 2 e 3 de carregamento das baterias, respetivamente.

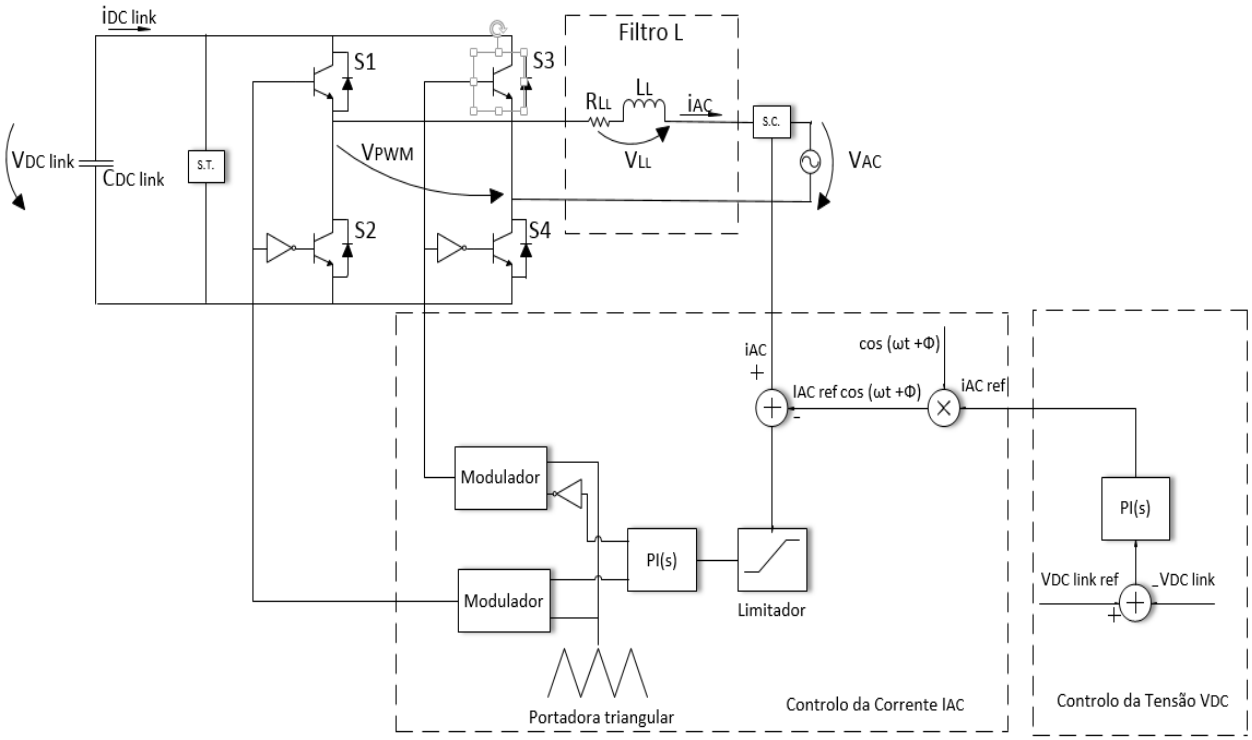


Figura F.2 – Inversor com o controlo de corrente e tensão para modo 2 de carregamento das baterias.

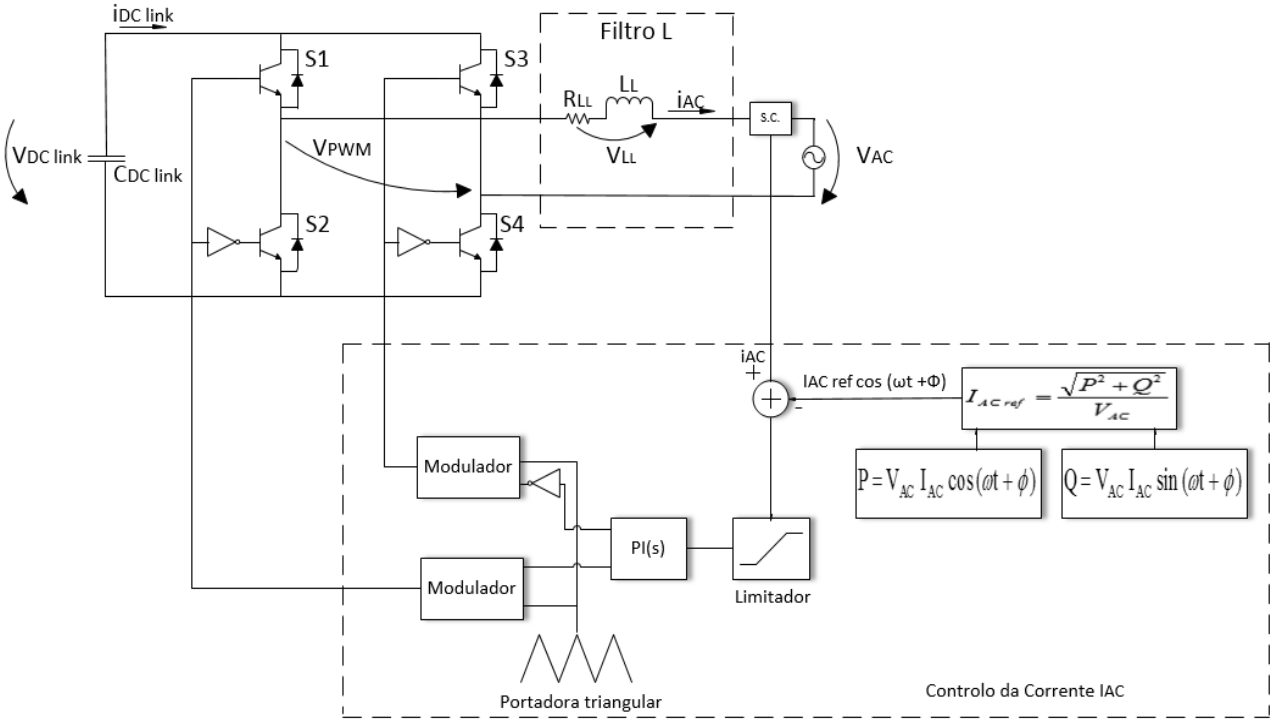


Figura F.1 – Inversor com o controlo de corrente e tensão para modo 3 de carregamento das baterias.

Anexo G – Esquemas completos do sistema de microprodução

Na Figura G.1 encontra-se o esquema completo do sistema de microprodução para o modo 1 de carregamento das baterias.

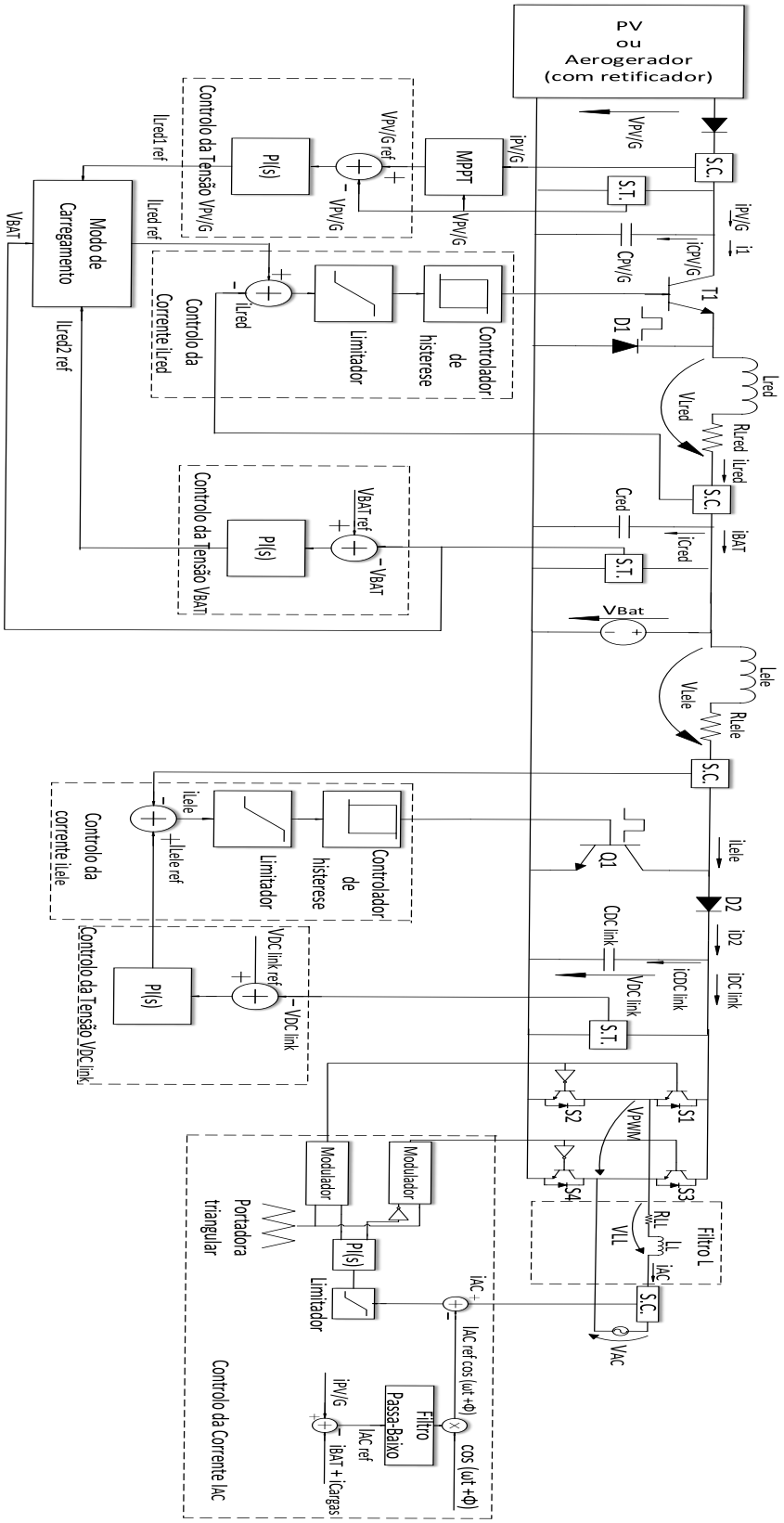


Figura G.1 – Esquema completo do sistema de microprodução para o modo 1 de carregamento das baterias.

Na Figura G.2 encontra-se o esquema completo do sistema de microprodução para o modo 2 de carregamento das baterias.

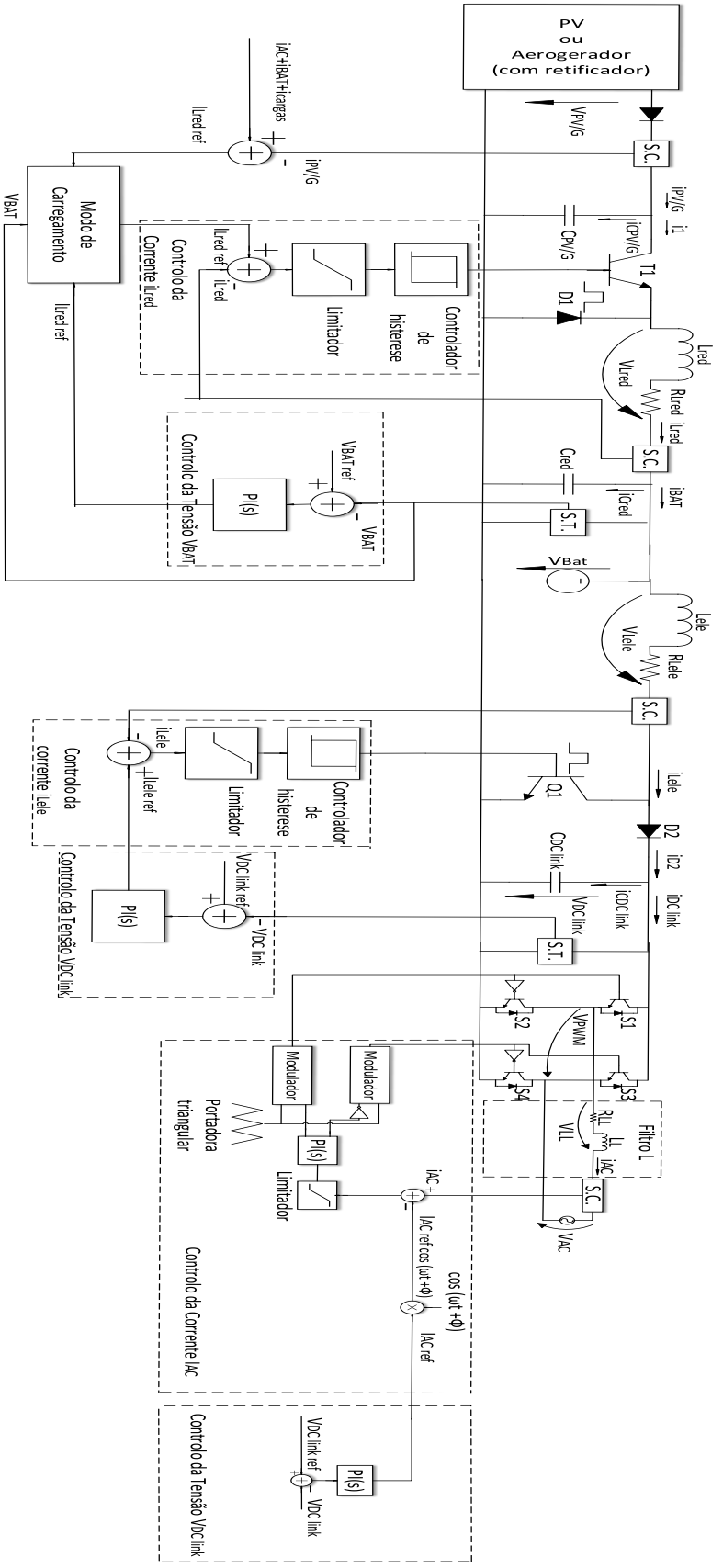


Figura G.2 – Esquema completo do sistema de microprodução para o modo 2 de carregamento das baterias.

Na Figura G.3 encontra-se o esquema completo do sistema de microprodução para o modo 3 de carregamento das baterias.

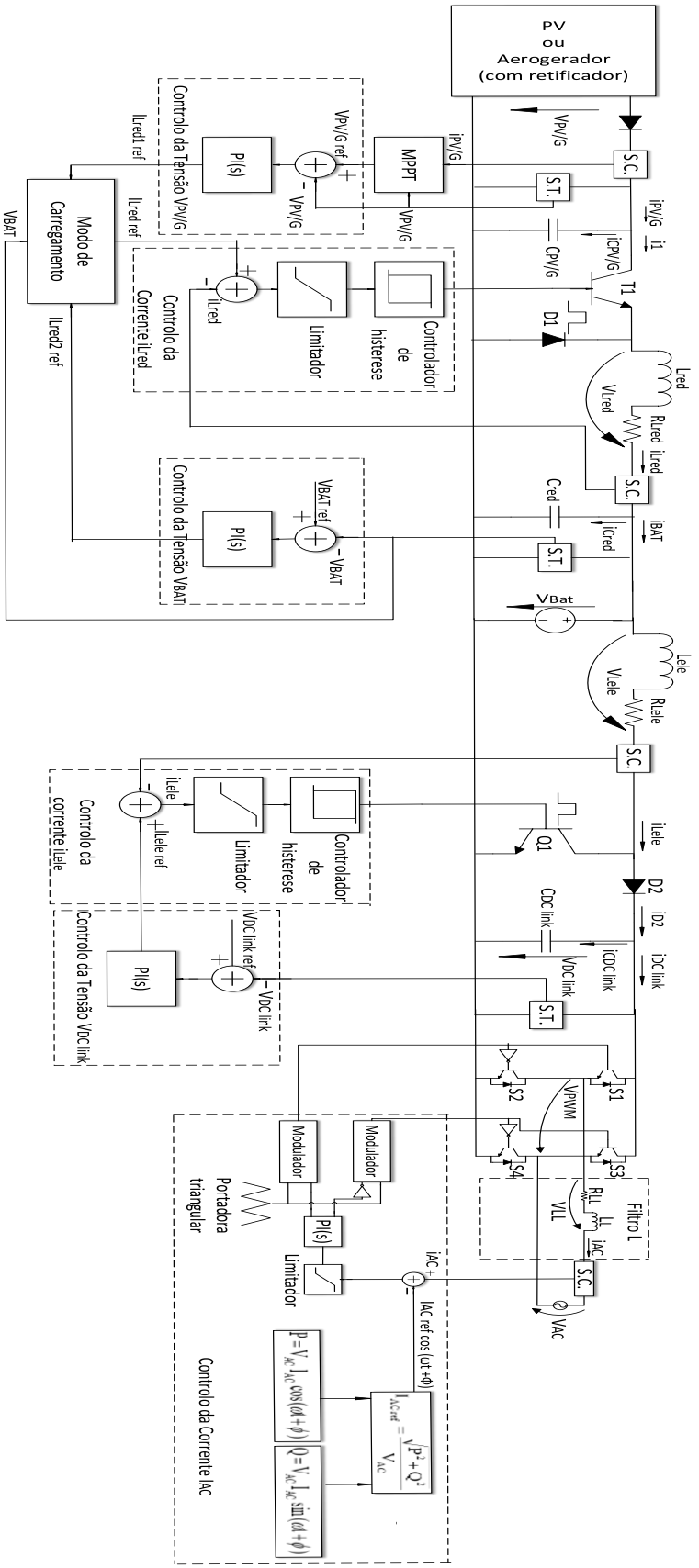


Figura G.3 – Esquema completo do sistema de microprodução para o modo 3 de carregamento das baterias.

Anexo H – Modelo completo em *MATLAB/SIMULINK* do sistema de microprodução com o aerogerador para o modo 1 de carregamento das baterias

Na Figura H.1 encontra-se o Modelo completo em *MATLAB/SIMULINK* do sistema de microprodução com o aerogerador para o modo 1 de carregamento das baterias.

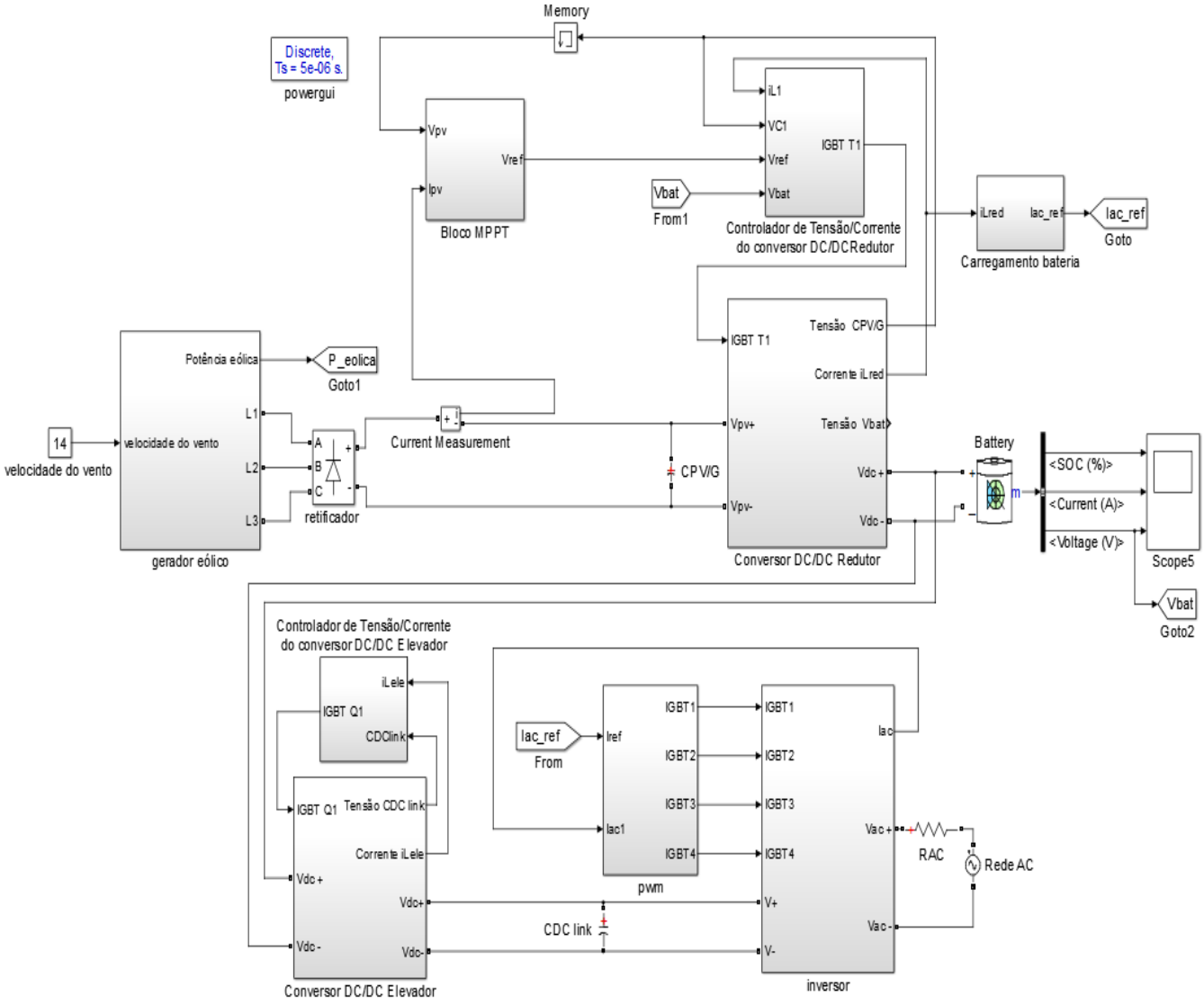


Figura H.1 – Modelo completo em MATLAB/SIMULINK do sistema de microprodução com o aerogerador para o modo 1 de carregamento das baterias.

Anexo I – Cargas linear e não linear

Na Figura I.1 e na Figura I.2 encontram-se os esquemas das cargas linear e não linear utilizados na simulação com o *MATLAB/SIMULINK*, respetivamente.

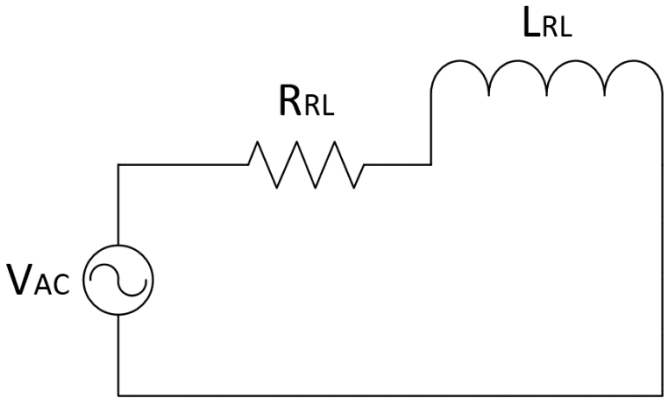


Figura I.1 – Esquema da carga linear RL.

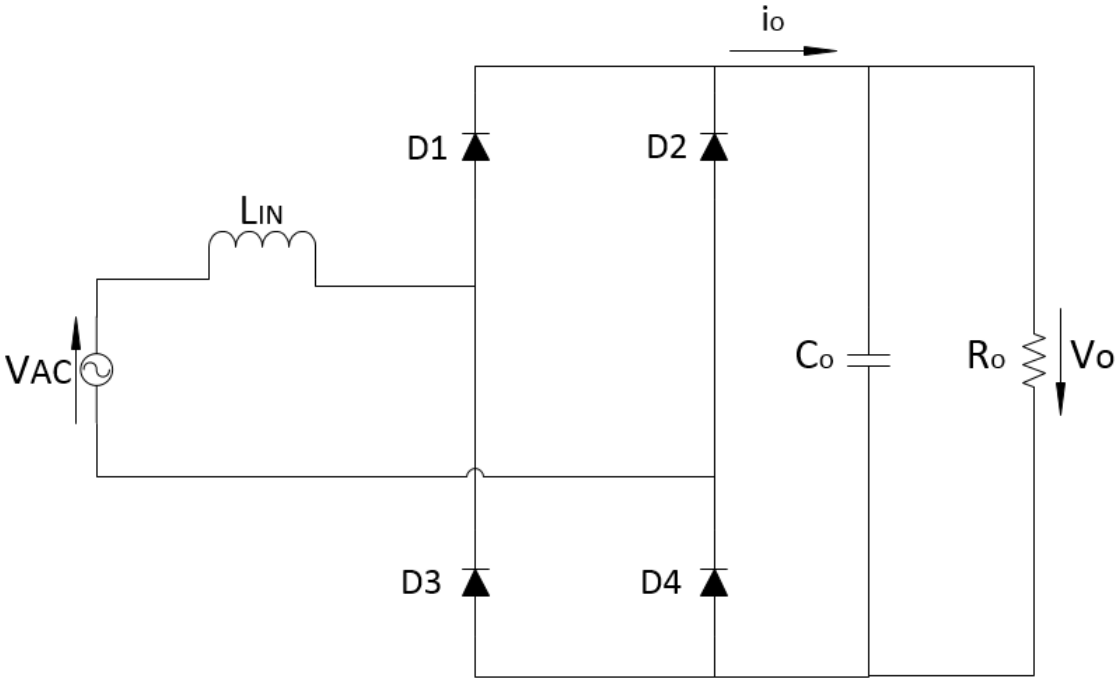


Figura I.2 – Esquema da carga não linear.

Anexo J – Principais características do *Stellaris*

As características principais do *Stellaris* são [77]:

- Microcontrolador de 32 bits e frequência de funcionamento de 80MHz com vírgula flutuante, baseado na arquitetura Cortex-M4 da ARM;
- 256 kB de memória *flash*;
- 32 kB de memória SRAM;
- 2 kB de memória EEROM;
- Interfaces de comunicação: UART,SSI,I2C,I2S,CAN, Ethernet MAC e PHY, USB;
- 65 pinos programáveis como entradas ou saídas;
- 2 módulos ADC de 12*bits*, cada um com 16 canais de entrada;
- 12 *timers*: 6 *timers* de 64*bits* e 6 timers de 32*bits*;
- 8 canais PWM.

Na Tabela J.1 encontra-se um quadro resumo das principais características do microcontrolador LM4F120E5QR.

Tabela J.1 – Principais características do microcontrolador LM4F120E5QR.

Feature	Description
Core	ARM Cortex-M4F processor core
Performance	80-MHz operation; 100 DMIPS performance
Flash	128 KB single-cycle Flash memory
System SRAM	32 KB single-cycle SRAM
EEPROM	2KB of EEPROM
Internal ROM	Internal ROM loaded with StellarisWare® software
Communication Interfaces	
Universal Asynchronous Receivers/Transmitter (UART)	Eight UARTs
Synchronous Serial Interface (SSI)	Four SSI modules
Inter-Integrated Circuit (I^2C)	Four I^2C modules with four transmission speeds including high-speed mode
Controller Area Network (CAN)	CAN 2.0 A/B controllers
Universal Serial Bus (USB)	USB 2.0 Device
System Integration	
Micro Direct Memory Access (µDMA)	ARM® PrimeCell® 32-channel configurable µDMA controller
General-Purpose Timer (GPTM)	Six 16/32-bit GPTM blocks and six 32/64-bit Wide GPTM blocks
Watchdog Timer (WDT)	Two watchdog timers
Hibernation Module (HIB)	Low-power battery-backed Hibernation module
General-Purpose Input/Output (GPIO)	Six physical GPIO blocks
Analog Support	
Analog-to-Digital Converter (ADC)	Two 12-bit ADC modules with a maximum sample rate of one million samples/second
Analog Comparator Controller	Two independent integrated analog comparators
Digital Comparator	16 digital comparators
JTAG and Serial Wire Debug (SWD)	One JTAG module with integrated ARM SWD
Package	64-pin LQFP
Operating Range	Industrial (-40°C to 85°C) temperature range

Anexo K – Algoritmos dos conversores DC/DC implementados no *Stellaris*

Na Figura K.1 e na Figura K.2 encontram-se os fluxogramas dos algoritmos de controlo do conversor DC/DC redutor e elevador, respetivamente

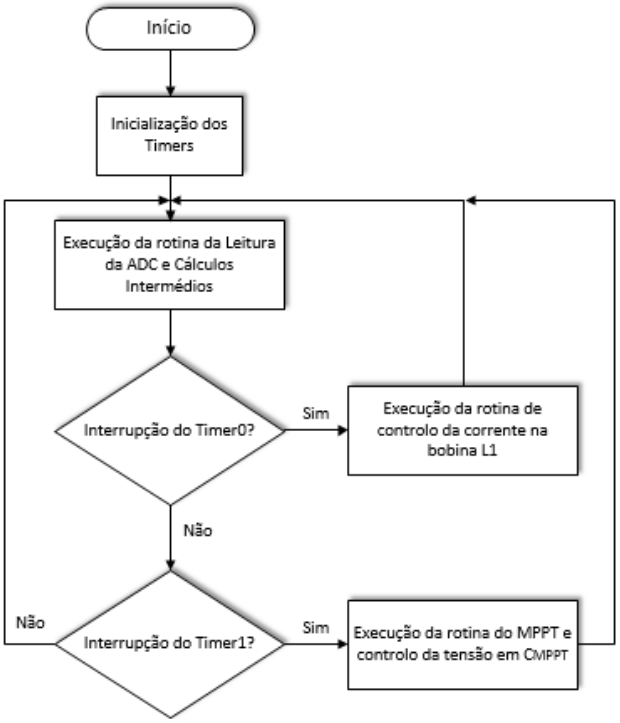


Figura K.1 – Fluxograma do algoritmo implementado no *Stellaris* para o conversor DC/DC redutor.

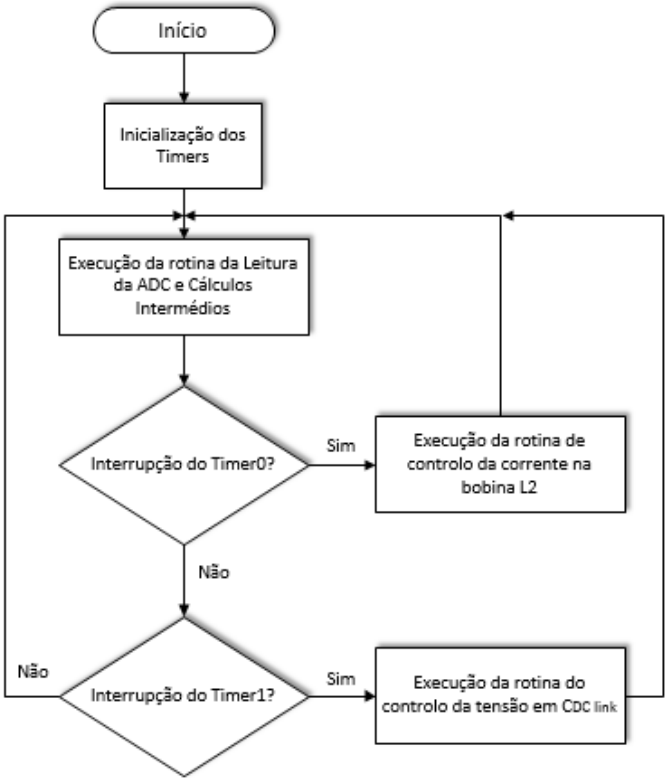


Figura K.2 – Fluxograma do algoritmo implementado no *Stellaris* para o conversor DC/DC elevador.

Anexo L – Código de controlo dos conversores DC/DC redutor, elevador e do inversor

L.1 - Algoritmo de controlo do conversor DC/DC redutor

```
//redutor

//bibliotecas
#include "inc/hw_gpio.h"
#include "inc/hw_ints.h"
#include "inc/hw_memmap.h"
#include "inc/hw_types.h"
#include "driverlib/debug.h"
#include "driverlib/fpu.h"
#include "driverlib/gpio.h"
#include "driverlib/interrupt.h"
#include "driverlib/pin_map.h"
#include "driverlib/rom.h"
#include "driverlib/sysctl.h"
#include "driverlib/systick.h"
#include "utils/uartstdio.h"
#include "drivers/buttons.h"
#include "driverlib/adc.h"
#include "driverlib/timer.h"
#include "math.h"

#ifdef DEBUG
void
__error__(char *pcFilename, unsigned long ulLine)
{
}
#endif


//****Definição das variaveis globais****

//**Variáveis para a leitura do ADC**
// variável com o valor da tensão no condensador CPV/G depois de convertido
pelo ADC
unsigned long sensor_VMPPT=0;
// variável com o valor da tensão anterior no condensador CPV/G depois de
convertido pelo ADC
unsigned long sensor_VMPPT_ant=0;
// variável com a calibração do valor lido pelo sensor de tensão do MPPT para
1 painel
unsigned long sensor_VMPPT_real=0
// variável com o valor da tensão na bateria depois de convertido pelo ADC
unsigned long sensor_Vbat=0;
// variável com o valor da tensão depois de convertido pelo ADC proporcional à
corrente do painel
unsigned long sensor_Ipv=0;
// variável com o valor da tensão depois de convertido pelo ADC proporcional à
corrente à saída da bobina L1
unsigned long sensor_iL1=0;
// variável com o valor da tensão anterior depois de convertido pelo ADC
proporcional à corrente à saída da bobina L1
unsigned long sensor_iL1_ant=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 0)
```

```
unsigned long canal_0_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 1)
unsigned long canal_1_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 2)
unsigned long canal_2_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 8)
unsigned long canal_8_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 9)
unsigned long canal_9_adc0=0;
// variável usada para guardar as amostras do ADC
unsigned long ulADC0Value[5];

//**Controlo Corrente**
// variável com o valor do erro da corrente obtido através do sensor de
corrente e o valor de referência dado pelo compensador PI
signed long eIL=0;
// valor de da tensão proporcional à corrente lida pelo sensor de corrente
signed long iL1=0;
// variável epsilon (desvio máximo para a corrente relativamente à referência
- 10mA)
#define eps 10

//**MPPT**
// corrente produzida pelo painel
unsigned long Ipv=0;
// potência produzida pelo painel
unsigned long Ppv=0;
// variável com o valor anterior da potência produzida pelo painel
unsigned long Ppv_ant=0;
// tensão nas baterias
unsigned long Vbat=0;
// variação da potência do PV, dada pela potência atual e a anterior
signed long deltaP=0;
// variação da tensão do PV, dada pela tensão atual e a anterior
signed long deltaV=0;
// passo do incremento/decremento da tensão (100mV=0.1V)
unsigned long incr_V=100;
// variável com o valor real da tensão no  CPV/G, depois de convertido
unsigned long sensor_VMPPT_real_ant=0;

//**Controlo de tensão**
// tensão de referência
unsigned long Vref=0;
// corrente de referencia obtida pelo compensador PI
signed long iref=0;
// valor anterior da corrente de referência obtida pelo compensador PI
signed long iref_ant=0;
// valor Kp do compensador PI
signed long kp=-0.0293*50;
// valor Ki do compensador PI
signed long ki=-0.0733*50;

// erro da tensão entre o valor lido e o valor de referência
signed long erroV=0;
// erro anterior da tensão
signed long erroV_ant=0;
// período de amostragem
unsigned long Ts=(1/10000);
```

```
//Rotina de leitura dos valores pela ADC
void Leitura_ADC(void){

// o controlo do processo de amostragem e da captura de dados é realizado pelos
sample sequencers, que diferem no numero de amostras que podem ser capturadas
e guardadas (neste caso pode guardar ate 8 amostras) amostra pode ser guardada
na FIFO)

// antes das configurações da ADC Sequencer, é necessário desativar o sequencer
que se irá usar, neste caso, sequencer 0
ROM_ADCSequenceDisable(ADC0_BASE, 0);

// configuração da ADC0 e sequencer 0, sendo o processador o responsável pelo
trigger da captura e com prioridade máxima (ADC_TRIGGER_PROCESSOR, 0)
ROM_ADCSequenceConfigure(ADC0_BASE, 0, ADC_TRIGGER_PROCESSOR, 0);

//Configuração dos canais de entrada de dados da ADC0. Usar as portas PE como
entradas da ADC
ROM_ADCSequenceStepConfigure(ADC0_BASE, 0, 0, ADC_CTL_CH0); // PE3 - canal 0

ROM_ADCSequenceStepConfigure(ADC0_BASE, 0, 1, ADC_CTL_CH1); // PE2 - canal 1

ROM_ADCSequenceStepConfigure(ADC0_BASE, 0, 2, ADC_CTL_CH2); // PE1 - canal 2

ROM_ADCSequenceStepConfigure(ADC0_BASE, 0, 3, ADC_CTL_CH8); // PE5 - canal 8

ROM_ADCSequenceStepConfigure(ADC0_BASE, 0, 4, ADC_CTL_CH9 | ADC_CTL_IE |
ADC_CTL_END);                                                    // PE4 - canal 9

ROM_ADCSequenceEnable(ADC0_BASE, 0);              // activação do sequencer 0

// limpar a flag que indica que a conversão está concluída
ROM_ADCIntClear(ADC0_BASE, 0);

// ativação da conversão do ADC, tendo como Trigger o processador
ROM_ADCProcessorTrigger(ADC0_BASE, 0);

// espera para que a conversão seja concluída
while(!ROM_ADCIntStatus(ADC0_BASE, 0, false))

      {
      }

// alocação do espaço necessário para as amostras em buffer
ROM_ADCSequenceDataGet(ADC0_BASE, 0, ulADC0Value);
canal_0_adc0 = (ulADC0Value[0]); // amostras recolhidas pela ADC
canal_1_adc0 = (ulADC0Value[1]); // amostras recolhidas pela ADC
canal_2_adc0 = (ulADC0Value[2]); // amostras recolhidas pela ADC
canal_8_adc0 = (ulADC0Value[3]); // amostras recolhidas pela ADC
canal_9_adc0 = (ulADC0Value[4]); // amostras recolhidas pela ADC
}
//Rotina do controlo da corrente na bobina L1
void ControloCorrenteiL1(void){

// devido à configuração do acoplador ótico, como este nega a entrada, é
necessário trocar os sinais de controlo em função do erro da corrente
```

```
// desativar a saída PB1, caso o erro é maior que a variável epsilon
if (eIL >= eps){

      GPIOPinWrite(GPIO_PORTB_BASE, GPIO_PIN_1, 0);

      }

// ativar a saída PB1, caso o erro é menor que a variável epsilon
if (eIL <= -eps){

      GPIOPinWrite(GPIO_PORTB_BASE, GPIO_PIN_1, 2);

      }

}

//Rotina do controlo da tensão em CPV/G
void ControloTensaoCPV/G (void) {

//calculo do erro de tensão no condensador CPV/G
erroV=Vref-sensor_VMPPT_real;

//calculo do iref através de um compensador PI (kp+ki/s)
iref=(iref_ant+((kp+((ki/2)*Ts))*erroV)+(((ki/2)*Ts)*erroV_ant));

//limitador de corrente na bobina (máximo que o sensor de corrente suporta)
      if(iref>10000)
                  {

                        iref=10000;
                  }

//memorização dos valores anteriores
iref_ant=iref;
sensor_VMPPT_ant=sensor_VMPPT_real;
erroV_ant=erroV;

}

//Rotina do MPPT
void MPPT (void) {

//Algoritmo  MPPT

deltaP=Ppv-Ppv_ant;                                    //erro da potência
deltaV=sensor_VMPPT_real-sensor_VMPPT_real_ant;     //erro da tensão

//código obtido a partir do fluxograma do MPPT P&O
      if (deltaP>0){
            if(deltaV>=0){
                  Vref=Vref+incr_V;
            }
            else {
                  Vref=Vref-incr_V;
            }
      }

      if (deltaP<0){
            if(deltaV>=0){
```

```
                        Vref=Vref-incr_V;
                }
                else {
                        Vref=Vref+incr_V;
                }
        }

        if(deltaP==0){
                Vref=sensor_VMPPT_real;
        }

        //memorização dos valores anteriores
        Ppv_ant=Ppv;
        sensor_VMPPT_real_ant=sensor_VMPPT_real;

}

// rotina responsável pelos cálculos intermédios
void Calculos (void){

// conversão dos valores lidos pelos canais da ADC0

// Tensão proporcional à tensão em CPV/G
sensor_VMPPT=(canal_1_adc0*3300)/4096;
// calibração do valor lido pela ADC para o valor real do painel
sensor_VMPPT_real = ((14.815*sensor_VMPPT) - 0.5691);
// tensão proporcional à corrente iL1
sensor_iL1=(canal_9_adc0*3300)/4096;
// calibração do valor de corrente consoante o valor de tensão vindo do
sensor de corrente
iL1 = (((0.0032*sensor_iL1) - 5.1)*1000);
// tensão proporcional à corrente Ipv
sensor_Ipv=(canal_8_adc0*3300)/4096;
// calibração do valor de corrente consoante o valor de tensão vindo do
sensor de corrente
Ipv = ((5.8759*sensor_Ipv) - 9777.6)+200;
// calculo do erro através do valor de referência dado pelo compensador e o
valor dado pelo sensor de corrente
eIL = iref - iL1;
// tensão proporcional à tensão na bateria
sensor_Vbat=(canal_2_adc0*3000)/4096;
// calibração do valor da tensão vindo do sensor de tensão
Vbat= ((8.254*sensor_Vbat) - 1.23);
// potência produzida pelo painel
Ppv=Ipv*sensor_VMPPT_real;

}


// rotina principal do programa
int main(void) {

        //Configuração do clock a 80MHZ
ROM_SysCtlClockSet(SYSCTL_SYSDIV_2_5|SYSCTL_USE_PLL|SYSCTL_XTAL_16MHZ|SYSCTL_
OSC_MAIN);   // clock a 80MHz
unsigned long ulPeriod0;  // período do timer 1 (controlo de corrente)
```

```
unsigned long ulPeriod1;  // período do timer 2 (controlo de tensão)

//Activação do uso de vírgula flutuante
ROM_FPULazyStackingEnable();
ROM_FPUEnable();

//Activação os periféricos
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_GPIOA);
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_GPIOB);
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_GPIOC);
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_GPIOD);
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_GPIOE);
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_GPIOF);

//Configuração do LED RGB
GPIOPinTypeGPIOOutput(GPIO_PORTF_BASE, GPIO_PIN_1|GPIO_PIN_2|GPIO_PIN_3);

// activação das portas PD como sendo  portas de saída
GPIOPinTypeGPIOOutput(GPIO_PORTB_BASE, GPIO_PIN_1|GPIO_PIN_2|GPIO_PIN_3);

// o led azul é ligado, indicado que o programa está a correr
GPIOPinWrite(GPIO_PORTF_BASE, GPIO_PIN_2, 4);

// Inicialização da UART.
ROM_GPIOPinConfigure(GPIO_PA0_U0RX);
ROM_GPIOPinConfigure(GPIO_PA1_U0TX);
GPIOPinTypeUART(GPIO_PORTA_BASE, GPIO_PIN_0 | GPIO_PIN_1);
UARTStdioInit(0);


//****Configuração da ADC

//Será utilizada a ADC0 para a realização das medições

ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_ADC0); // ativa a ADC0

// impõe um amostragem de 1Mega-amostras por segundo
ROM_SysCtlADCSpeedSet(SYSCTL_ADCSPEED_1MSPS);
// significa que cada valor obtido será o resultado da média de 64 amostras
recolhidas pelo ADC
ROM_ADCHardwareOversampleConfigure(ADC0_BASE, 64);

//****CONFIGURAÇÃO TIMER0****
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_TIMER0);   // ativação do timer0
// configuração do timer 0 como sendo um timer de 32-bits e em modo periódico
ROM_TimerConfigure(TIMER0_BASE, TIMER_CFG_32_BIT_PER);
// configuração do tempo do timer.
ulPeriod0 = (ROM_SysCtlClockGet()/100000) ;


// depois de calculado o período, é necessário carrega-lo no registo do
respetivo timer 0. Subtrai- se 1, uma vez que a interrupção começa no valor 0
da contagem.
ROM_TimerLoadSet(TIMER0_BASE, TIMER_A, ulPeriod0 -1);
```

```
// ativação da interrupção provocada pelo timer0
IntEnable(INT_TIMER0A);
ROM_TimerIntEnable(TIMER0_BASE, TIMER_TIMA_TIMEOUT);
IntMasterEnable();
ROM_TimerEnable(TIMER0_BASE, TIMER_A);

//****CONFIGURAÇÃO TIMER1****
ROM_SysCtlPeripheralEnable(SYSCTL_PERIPH_TIMER1);   // activação do timer 1
// configuração do timer 1 como sendo um timer de 32-bits e em modo periódico
ROM_TimerConfigure(TIMER1_BASE, TIMER_CFG_32_BIT_PER);
// configuração do tempo do timer.
ulPeriod1 = (ROM_SysCtlClockGet()/10000) ;
// depois de calculado o período, é necessário carrega-lo no registo do
respetivo timer 1. Subtrai-se 1, uma vez que a interrupção começa no valor 0
da contagem.
ROM_TimerLoadSet(TIMER1_BASE, TIMER_A, ulPeriod1 -1);

// ativação da interrupção provocada pelo timer1
IntEnable(INT_TIMER1A);
ROM_TimerIntEnable(TIMER1_BASE, TIMER_TIMA_TIMEOUT);
IntMasterEnable();
ROM_TimerEnable(TIMER1_BASE, TIMER_A);


//ciclo principal (é executado ate à interrupção provocada pelo timer)
while(1)
      {
            Leitura_ADC();
            Calculos();
      }

}

// interrupção do timer 0
void Timer0IntHandler(void)
{

      // chama a rotina do controlo da corrente
      ControloCorrenteiL1 ();
      // limpa o timer
      TimerIntClear(TIMER0_BASE, TIMER_TIMA_TIMEOUT);


}

// interrupção do timer 0
void Timer1IntHandler(void)
{

      // chama a rotina do MPPT (obter o Vref)
      MPPT();
      // chama a rotina do controlo da tensão no CPV/G
      ControloTensaoCPV/G ();

      // limpa o timer
      TimerIntClear(TIMER1_BASE, TIMER_TIMA_TIMEOUT);

}
```

L.2 - Código de controlo do conversor DC/DC elevador

```
//Elevador

//bibliotecas
#include "inc/hw_gpio.h"
#include "inc/hw_ints.h"
#include "inc/hw_memmap.h"
#include "inc/hw_types.h"
#include "driverlib/debug.h"
#include "driverlib/fpu.h"
#include "driverlib/gpio.h"
#include "driverlib/interrupt.h"
#include "driverlib/pin_map.h"
#include "driverlib/rom.h"
#include "driverlib/sysctl.h"
#include "driverlib/systick.h"
#include "utils/uartstdio.h"
#include "drivers/buttons.h"
#include "driverlib/adc.h"
#include "driverlib/timer.h"
#include "math.h"

#ifdef DEBUG
void
__error__(char *pcFilename, unsigned long ulLine)
{
}
#endif


//****Definição das variaveis globais****

//**Leitura ADC**
// variável com o valor da tensão no condensador CDClink depois de convertido
pelo ADC
unsigned long sensor_VDClink=0;
// variável com o valor da tensão anterior no condensador CDClink depois de
convertido pelo ADC
unsigned long sensor_VDClink_ant=0;
// variável com a calibração do valor lido pelo sensor de tensão do linkDC
unsigned long sensor_VDClink_real=0;
// variável com o valor da tensão depois de convertido pelo ADC
proporcional à corrente à saída da bobina L2
unsigned long sensor_iL2=0;
// variável com o valor da tensão anterior depois de convertido pelo ADC
proporcional à corrente à saída da bobina L2
unsigned long sensor_iL2_ant=0;


// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 0)
unsigned long canal_0_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 1)
unsigned long canal_1_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 2)
unsigned long canal_2_adc0=0;
// variável com o valor lido pelo ADC (ADC 0 - canal 8)
unsigned long canal_8_adc0=0;
```