

PM

Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão

PROJETO DE MESTRADO

José Márcio da Silva Oliveira

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA - TELECOMUNICAÇÕES



UNIVERSIDADE da MADEIRA

A Nossa Universidade

www.uma.pt

fevereiro | 2026

Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão

PROJETO DE MESTRADO

José Márcio da Silva Oliveira

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA - TELECOMUNICAÇÕES

ORIENTAÇÃO

João Dionísio Simões Barros

RESUMO

Esta dissertação analisa de forma aprofundada o comportamento da rede de distribuição de baixa tensão perante a elevada penetração de geração distribuída, avaliando os impactos na estabilidade, na regulação e na qualidade da tensão. A crescente integração de sistemas fotovoltaicos e cargas eletrônicas aumenta significativamente a variabilidade operacional, introduzindo fenómenos que desafiam a resposta tradicional da infraestrutura elétrica e exigem novas abordagens de controlo e monitorização. O trabalho inicia-se com uma revisão dos principais conceitos associados às redes elétricas, aos efeitos da geração distribuída e às técnicas de controlo de tensão em redes de baixa tensão. Esta revisão estabelece o enquadramento teórico necessário para compreender os desafios que surgem com a modernização das redes elétricas.

No âmbito deste trabalho, foi concebido um compensador de tensão projetado para otimizar a integração da produção distribuída nas redes de baixa tensão. O objetivo fundamental consistiu em desenvolver um equipamento que não exigisse qualquer remodelação estrutural da rede, reduzindo custos e evitando interrupções significativas no sistema elétrico existente. O estudo contribui para uma compreensão das estratégias de controlo aplicáveis, reforçando a relevância de soluções tecnológicas avançadas, tais como monitorização inteligente e métodos modernos de compensação e regulação, e revela o impacto da produção distribuída, identificando as limitações, desafios e oportunidades de otimização.

Os resultados obtidos permitem identificar limitações técnicas da rede em cenários de elevada penetração de energia renovável e apresentam recomendações para a otimização dos mecanismos de regulação, o reforço da inteligência operacional e o aumento da resiliência da infraestrutura. Conclui-se que a utilização de um compensador de tensão consegue corrigir os problemas colocados pelo aumento da produção distribuída nas redes de baixa tensão e oferece um controlo avançado que constitui um pilar essencial para o desenvolvimento de redes elétricas modernas, eficientes e preparadas para os desafios da transição energética.

Palavras-chave:

Baixa Tensão; Regulação de Tensão; Geração Distribuída; Modelação de Redes; Compensação da Tensão; Estabilidade de Tensão.

ABSTRACT

This dissertation provides an in-depth analysis of the behaviour of low-voltage distribution networks under high penetration of distributed generation, assessing the impacts on stability, regulation, and voltage quality. The increasing integration of photovoltaic systems and electronic loads significantly amplifies operational variability, introducing phenomena that challenge the traditional response of electrical infrastructure and require new approaches to control and monitoring. The work begins with a review of the main concepts related to electrical networks, the effects of distributed generation, and voltage control techniques in low-voltage grids. This review establishes the theoretical framework necessary to understand the challenges arising from the modernisation of electrical networks.

Within the scope of this work, a voltage compensator was designed to optimise the integration of distributed generation in low-voltage networks. The main objective was to develop a device that would not require any structural modifications to the network, thereby reducing costs and avoiding significant interruptions to the existing electrical system. The study contributes to a deeper understanding of applicable control strategies, reinforcing the relevance of advanced technological solutions such as intelligent monitoring and modern methods of compensation and regulation. It also highlights the impact of distributed generation by identifying limitations, challenges, and optimisation opportunities.

The results obtained make it possible to identify technical limitations of the network in scenarios of high penetration of renewable energy and present recommendations for improving regulation mechanisms, enhancing operational intelligence, and increasing infrastructure resilience. It is concluded that the use of a voltage compensator can effectively correct the issues caused by the increased distributed generation in low-voltage networks, offering advanced control capabilities that become an essential pillar for the development of modern, efficient electrical grids prepared for the challenges of the energy transition.

Keywords:

Low Voltage; Voltage Regulation; Distributed Generation; Network Modelling; Voltage Compensation; Voltage Stability.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de expressar um agradecimento especial ao meu orientador, Professor João Dionísio Simões Barros, por toda a dedicação, disponibilidade e rigor demonstrados ao longo da orientação desta tese. Agradeço profundamente o caminho traçado, os valiosos conselhos e sugestões partilhados, a exigência académica imposta e todo o conhecimento transmitido, bem como a compreensão e apoio constantes perante as dificuldades que foram surgindo ao longo do trabalho. A sua orientação foi determinante para a concretização deste percurso, pelo que deixo aqui a minha mais sincera gratidão.

Aproveito igualmente para agradecer o privilégio de ter frequentado as suas unidades curriculares ao longo da minha formação académica, bem como as inúmeras horas dedicadas nos laboratórios e a permanente disponibilidade para o esclarecimento de dúvidas, contributos que foram fundamentais para o meu crescimento académico e para a concretização deste trabalho.

Aos meus pais e à restante família, deixo um profundo agradecimento pelo apoio incondicional, pela amizade, pelo incentivo e pela compressão demonstrada ao longo de todo o meu percurso académico. Espero que todos os momentos de ausência durante o meu percurso académico, se transformem, um dia, em motivo de orgulho.

À Ema, agradeço de forma muito especial por todos os bons momentos, pelas palavras amigas e carinhosas, pela paciência e compreensão demonstrada ao aceitar a minha indisponibilidade durante a realização deste trabalho. Agradeço ainda o incentivo constante ao longo deste percurso, iniciado mais tarde do que o habitual e que inevitavelmente condicionou alguns momentos das nossas vidas.

Agradeço a todos os docentes que contribuíram para a minha formação académica, bem como a toda a comunidade académica que, direta ou indiretamente, participou no meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos meus colegas André Brás, David Gonçalves, Emanuel Vieira, Francisco Sardinha, Miguel Ferreira, Rodrigo Jardim e Vítor Conceição, agradeço pelas horas partilhadas no laboratório, pelos fins de semana dedicados ao trabalho, pelo companheirismo e pela amizade que ficou.

Ao meu amigo Avelino Ferraz, agradeço pelo companheirismo ao longo dos anos e pelo apoio constante nos diversos projetos que tenho desenvolvido.

Agradeço ao Engenheiro Filipe, responsável pelos laboratórios da Universidade da Madeira pela disponibilidade sempre presente.

Por fim, agradeço ao meu chefe de serviço e aos meus colegas de trabalho pelo apoio demonstrado ao longo deste percurso e pela compreensão nos momentos em que a minha disponibilidade profissional esteve condicionada pela realização desta jornada académica.

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	- Corrente Alternada (<i>Alternated Current</i>)
ADMS	- <i>Advanced Distribution Management System</i>
AT	- Alta Tensão
AVR	- Regulador de Tensão Automático (<i>Automatic Voltage Regulator</i>)
BT	- Baixa Tensão (<i>Low Voltage</i>)
DC	- Corrente Contínua (<i>Direct Current</i>)
DER	- Produção de Energia Distribuída (<i>Distributed Energy Resources</i>)
DMS/ADMS	- (<i>Distributioun Advanced System/Advanced Distribution Management System</i>)
DRE	- Direção Regional de Energia
DREET	- Direção Regional de Economia e Transportes Terrestres
DSOs	- Operadores de Sistemas de Distribuição (<i>Distribution System Operators</i>)
EEM	- Empresa de Electricidade da Madeira
FACTS	- <i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FC	- Filtro de Harmónicas (<i>Harmonic Filter</i>)
GD	- Geração Distribuída /Produção Distribuída
GFL	- Grid-Following <i>Inverters</i>
GFM	- <i>Grid-Forming Inverters</i>
IGBT's	- <i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i>
IoT	- Internet das Coisas (<i>Internet of Things</i>)
LDC	- <i>Line Drop Compensation</i>
LPF	- Filtro Passa-Baixo (<i>Low Pass Filter</i>)
LVR	- Regulador de Tensão de Linha (<i>Line Voltage Regulator</i>)
MAT	- Muito Alta Tensão
MPPT	- <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	- Média Tensão
NLTC	- Regulador de Tomadas em Vazio (<i>No Load Tap Changer</i>)
OLTC	- Regulador de Tomadas em Carga (<i>On Load Tap Changer</i>)
PI	- Proporcional Integral
PID	- Controlador Proporcional Integral e Derivativo (<i>Proportional Integral and Derivative Control</i>)
PLC	- Controladores Lógicos Programáveis (<i>Programmable Logic Controller</i>)

PLL	- <i>Phase-Locked Loop</i>
PT	- Posto de Transformação (<i>Transformer Substation / Station</i>)
PV	- Fotovoltaico (<i>Photovoltaics</i>)
PWM	- Modulação por Largura de Impulsos (<i>Pulse Width Modulation</i>)
RAM	- Região Autónoma da Madeira
REN	- Rede Elétrica Nacional
RESP	- Rede Elétrica de Serviço Público
RMS	- Valor Quadrático Médio ou Valor Eficaz (<i>Root Mean Square</i>)
RTU	- Unidade Remota Terminal (<i>Remote Terminal Unit</i>)
SCADA	- Supervisão Controlo e Aquisição de Dados (<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>)
SSSC	- Compensador Estático Síncrono em Série (<i>Static Synchronous Series Compensator</i>)
STATCOM	- <i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	- <i>Static Var Compensators</i>
TCR	- <i>Thyristor Controlled Reactor</i>
THD	- Distorção Harmónica Total (<i>Total Harmonic Distortion</i>)
TSC	- <i>Thyristor Switched Capacitor</i>
UPAC	- Unidade de Produção para Autoconsumo
UPFC	- <i>Unified Power Flow Controller</i>
UPP	- Unidade Permanente de Produção
VCO	- Oscilador Controlado por Tensão (<i>Voltage-Controlled Oscillator</i>)
VE	- Veículo Elétrico (<i>Electric Vehicle</i>)
VSC	- <i>Voltage Source Convert</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{Δ}	Condensador de saída do conversor DC/AC
C_{IS}	Controlador de corrente do conversor AC/DC
C_{VDC}	Controlador de tensão do link DC
$C_{\Delta VHV}$	Controlador de tensão do conversor DC/AC
$C_{\Delta I}$	Controlador de corrente do conversor DC/AC
C_{DC}	Condensador do link DC
<i>Erro I_s</i>	Erro da corrente de entrada do conversor AC/DC
<i>Erro V_{DC}</i>	Erro da tensão do link DC
<i>Erro ΔV_{HV}</i>	Erro de tensão no transformador em série com a linha de baixa tensão
eV_2	Erro da tensão no fim do ramal em comparação com a tensão de referência
I_s	Corrente de entrada do conversor AC/DC
$I_{\Delta VHV}$	Corrente de compensação no transformador no lado do conversor
$I_{\Delta REF}$	Corrente de referência do conversor DC/AC
$I_{C\Delta}$	Corrente do condensador C_{Δ}
I_{Δ}	Corrente do conversor DC/AC
I_{sREF}	Corrente de referência de entrada do conversor AC/DC
K_{d2}	Componente derivativa do controlador com indutância na linha e na carga
K_{i1}	Componente integral do controlador com indutância na linha
K_{i2}	Componente integral do controlador com indutância na linha e na carga
K_{is}	Componente integral do controlador de corrente do conversor AC/DC
$K_{i\Delta}$	Componente integral do controlador de corrente do conversor DC/CC
K_{iDC}	Componente integral do controlador de tensão do link DC
K_{p1}	Componente proporcional do controlador com indutância na linha
K_{p2}	Componente proporcional do controlador com indutância na linha e na carga
K_{ps}	Componente proporcional do controlador de corrente do conversor AC/DC
$K_{p\Delta}$	Componente proporcional do controlador de corrente do conversor DC/AC
K_{pDC}	Componente proporcional do controlador de tensão do link DC
L_{Δ}	Bobine de saída do conversor DC/AC
L_C	Indutância da carga
L_L	Indutância da linha
L_s	Bobine de entrada do conversor AC/DC
R_{Δ}	Resistência de perdas do conversor DC/AC

R_C	Resistência da carga
R_L	Resistência da linha
R_S	Resistência de perdas do conversor AC/DC
V_1	Tensão no início do ramal
V_2	Tensão no fim do ramal
V_{2REF}	Tensão de referência de fim de ramal
V_{2Med}	Tensão média no fim do ramal para uma rede com múltiplos ramais
$V_{2Estimada}$	Tensão estimada no fim do ramal
V_{DC}	Tensão do link DC
V_{DCREF}	Tensão de referência do link DC
$V_{PWM\gamma_S}$	Tensão no ponto médio do conversor do lado AC/DC
$V_{PWM\gamma_\Delta}$	Tensão no ponto médio do conversor do lado DC/AC
V_S	Tensão do secundário do transformador 6,6 kV / 230 V
γ_Δ	Controlo dos interruptores do conversor DC/AC
γ_S	Controlo dos interruptores do conversor AC/DC
ω_{p1}	Frequência natural do sistema para um controlador com indutância na linha
ω_{nDC}	Frequência de resposta do controlador de tensão do link DC
ω_{ps}	Frequência de resposta do controlador de corrente do conversor AC/DC
$\omega_{p\Delta}$	Frequência de resposta do controlador de corrente do conversor DC/AC
ΔV_{REF}	Tensão de compensação de referência a aplicar na linha de baixa tensão
ΔV	Tensão de compensação a aplicar na linha de baixa tensão
ΔV_{HV}	Tensão compensação a aplicar no transformador no lado do conversor
ΔV_{HVMAX}	Queda de tensão máxima na bobine do conversor DC/AC
ΔV_{HVREF}	Tensão de referência a aplicar no transformador no lado do conversor
tr	Tempo de resposta do sistema para um controlador com indutância na linha
ξ_{DC}	Coefficiente de amortecimento do controlador de tensão do link DC
X_L	Parte indutiva da reactância da linha
I_{DCs}	Corrente do link DC no conversor AC/DC
$I_{DC\Delta}$	Corrente do link DC no conversor DC/AC
I_{CDC}	Corrente com condensador do link DC
$K_{p\Delta VH V}$	Componente proporcional do controlador da tensão de compensação
$K_{i\Delta VH V}$	Componente integral do controlador da tensão de compensação
$\omega_{n\Delta VH V}$	Frequência de resposta do controlador da tensão de compensação
$\xi_{\Delta VH V}$	Coefficiente de amortecimento do controlador da tensão de compensação

ÍNDICE

1	Introdução	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Organização e Conteúdos	3
2	Revisão Bibliográfica.....	5
2.1	Rede Elétrica	5
2.2	Rede de Distribuição de Baixa Tensão	5
2.3	Variação da Tensão e Frequência de Alimentação	7
2.4	Qualidade da Tensão	7
2.5	Sistemas de Geração de Energia Renovável em Baixa Tensão	7
2.6	Efeitos da Geração em Redes de Baixa Tensão.....	9
2.6.1	Integração de Geração Distribuída.....	9
2.6.2	Ligação à Rede de Baixa Tensão	10
2.7	Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão.....	11
2.7.1	Transformadores com Regulação de Tensão	12
2.7.1.1	Regulação em Vazio NLTC	13
2.7.1.2	Regulação em carga.....	13
2.7.2	Algoritmos de Cálculo da Tensão de Referência.....	14
2.7.3	Regulador de Tensão de Linha para Baixa Tensão da Hitachi Energy.....	14
2.7.4	Controlo de Inversores Fotovoltaicos.....	15
2.7.4.1	Controlo de Potência Ativa em Sistemas Fotovoltaicos	16
2.7.4.2	Controlo de Potência Reativa em Sistemas Fotovoltaicos.....	17
2.7.5	Novos Paradigmas do Controlo de Tensão de Redes de Baixa Tensão	18
2.7.5.1	Controlo Centralizado	19
2.7.5.2	Controlo Autónomo Descentralizado	20
2.7.5.3	Controlo Autónomo Coordenado	20
2.7.5.4	Controlo de Inversores por <i>Droop-e</i>	21
2.7.5.5	Cooperação entre Inversores.....	21
2.7.5.6	Zonas Dinâmicas de Controlo	23
2.8	Conversores de Potência.....	24
2.8.1	Conversor AC-DC.....	25
2.8.2	Conversor DC-AC.....	27
2.8.3	Controlo de Conversores.....	28
2.8.3.1	Modulação por Largura de Impulsos (PWM).....	28

2.8.3.2	Controlo por Modo Deslizamento	29
2.9	Técnicas de Controlo	30
2.9.1	Controladores PID	30
2.9.1.1	Parâmetros da Resposta no Tempo.....	33
2.9.1.2	Parâmetros da Resposta em Frequência	33
2.9.1.3	Sistemas de Segunda Ordem	34
2.9.2	<i>Phase-Locked Loop</i>	34
3	Definição do Modelo da Rede de Baixa Tensão.....	37
3.1	Topologia da Rede.....	38
3.2	Linhas e Cabos de BT.....	39
3.3	Cargas.....	40
3.3.1	Caracterização das Cargas nas Redes de Baixa Tensão.....	40
3.3.1.1	Cargas Lineares	41
3.3.1.2	Cargas Não Lineares.....	41
3.3.1.3	Cargas Indutivas	41
3.3.1.4	Novas Cargas na Rede de Baixa Tensão	41
3.3.2	Evolução das Cargas.....	42
3.4	Geração Fotovoltaica.....	43
3.5	Transformador 6,6 kV / 400 V	45
3.6	Compensador	46
3.7	Modelo Utilizado na Simulação	50
3.8	Perfil de Carga e de Produção para Simulação	50
4	Projeto do Controlador de Tensão	53
4.1	Cálculo do Valor da Tensão de Referência.....	54
4.1.1	Tensão de Referência Considerando Apenas a Indutância da Linha	54
4.1.2	Tensão de Referência Considerando a Indutância da Linha e da Carga.....	57
4.2	Observador de V_2	59
4.2.1	Algoritmo para o Cálculo do Valor de Referência da Tensão.....	60
4.2.2	Estimação da Tensão na Linha com Base na Potência do Transformador.....	61
4.2.3	Tensão com Vários Ramais ou Rede Radial	62
5	Desenho do Compensador Série	63
5.1	Funcionamento	63
5.2	Representação do Sistema do Conversor	64
5.3	Modelo do Sistema de Conversão com Equações da Dinâmica.....	65
5.3.1	Conversor AC/DC.....	65
5.3.2	Conversor DC/AC	66

5.3.3	Resumo das Equações da Dinâmica do Sistema.....	67
5.4	Projeto dos Controladores de Corrente	67
5.5	Projeto do Controlador de Tensão DC.....	70
5.6	Projeto do Controlador de Tensão AC	72
5.7	Dimensionamento dos Componentes	73
6	Simulação da Rede de Baixa Tensão e Avaliação de Desempenho da Compensação de Tensão	75
6.1	Funcionamento do Compensador de Tensão	75
6.2	Modelo da Rede de Baixa Tensão Utilizado na Simulação	77
6.2.1	Transformador do Posto de Transformação e Linha da Rede de BT	77
6.2.2	Controlador PID Para a Tensão de Compensação	78
6.2.3	Compensador da Rede de Baixa Tensão.....	79
6.2.4	Modelação Carga na Rede de Baixa Tensão	80
6.2.5	Modelação da Injeção de Potência pelas Fontes de Energia Renovável.....	81
6.3	Simulação da Rede de Baixa Tensão sem Compensador de Tensão	82
6.4	Avaliação de Desempenho da Simulação da Rede de BT com o Compensador de Tensão	83
6.4.1	Controlo de Tensão no <i>Link</i> DC.....	85
6.4.2	Controlo de Corrente AC dos Conversores Comutados.....	85
6.5	Testes de Avaliação de Desempenho da Rede de BT em Diferentes Cenários de Operação	86
6.5.1	Tensão com Leitura no Fim do Ramal.....	87
6.5.2	Tensão Constante no Fim do Ramal	90
6.5.3	Tensão Estimada no Fim do Ramal	92
6.5.4	Rede Radial	94
6.5.5	Correção nos Ramais Problemáticos.....	96
7	Conclusões	97
7.1	Conclusões Gerais.....	97
7.2	Propostas de Trabalhos Futuros.....	99
	Referências.....	101
Apêndice A	Qualidade da Tensão	107
A.1	Variação da Tensão.....	108
A.2	Harmónicas	108
Apêndice B	Disponibilidade de Energia Solar em Portugal.....	110
Apêndice C	Sistemas Fotovoltaicos	111
C.1	Sistemas <i>On-grid</i>	111
C.2	Sistemas <i>Off-grid</i>	111
C.3	UPAC	111
C.4	UPP	112

Apêndice D	Métodos de Controlo de Tensão em Redes de Energia Elétrica.....	114
D.1	Transformadores com Regulador de Tensão	114
D.2	Compensação Capacitiva e Reativa	115
D.3	Sistemas Automáticos de Controlo de Tensão.....	116
D.4	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>	117
D.4.1	<i>Static Synchronous Compensator</i>	118
D.4.2	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>	118
D.4.3	<i>Static Var Compensators</i>	119
D.4.4	<i>Unified Power Flow Controller</i>	120
D.4.5	Sistemas de Supervisão Controlo e Aquisição de Dados	121
D.5	Comparação dos Métodos de regulação de Tensão	122
Apêndice E	Resumo dos Métodos de Controlo de Tensão.....	124
Apêndice F	Descrição dos Algoritmos e Tecnologias para Controlo de Tensão	125
F.1	Algoritmos para o Cálculo da Tensão de Referência.....	125
F.1.1	Tensão constante.....	125
F.1.2	Regulação com Banda Morta.....	125
F.1.3	Compensação da Queda de Tensão	126
F.1.4	Medida de Tensão nos Ramais de Distribuição	126
F.1.5	Previsão da Tensão.....	127
F.1.6	Algoritmo para Calculo da Tensão de Referência	127
F.2	Tecnologias Comerciais Instaladas para o Controlo de Tensão em Baixa Tensão.....	130
F.2.1	Regulação de Tomadas Schneider	130
F.2.1.1	<i>Standard Regulation</i>	132
F.2.1.2	<i>Regulation by Line Drop Compensation</i>	133
F.2.1.3	<i>Regulation by Line Drop Compensation with ABC Points</i>	135
F.2.1.4	<i>Remote AVR</i>	135
F.2.2	Armazenamento SIESTORAGE NEO Siemens	135
F.2.3	Monitorização da Rede	136
F.3	Alternativa aos Sistemas Convencionais de Controlo de Tensão	138
F.3.1	DVR em Série	139
F.3.2	DVR em Paralelo.....	140
F.3.3	Sistemas de Armazenamento de Baixa Potência.....	143
Apêndice G	Parâmetros do Sistema de Compensação da Tensão da Rede de Baixa Tensão	145
Apêndice H	Esquema da Rede com Múltiplos Ramais	146
Apêndice I	Parâmetros das Linhas de Baixa Tensão	147
Apêndice J	Tabelas com os Valores de Simulação.....	148

Apêndice K	Modelos de Simulação do Compensador de Tensão da Rede de Baixa Tensão.....	151
Apêndice L	Rede Radial.....	155
Apêndice M	Resultados do Compensador com Conversor Comutado e Modelo Linear	157
Apêndice N	Blocos de Código	160

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresenta-se a motivação para a realização do estudo relacionado com o controlo de tensão e a otimização da produção distribuída de energia em redes de baixa tensão (BT), garantindo o cumprimento dos limites legais e a operação segura dessas redes. Definem-se os objetivos a alcançar com o presente trabalho e descreve-se a organização da dissertação, incluindo um resumo do conteúdo de cada capítulo.

1.1 Motivação

Nos últimos anos, tem-se assistido a um aumento considerável da instalação de unidades de produção de energia em instalações de BT. Este crescimento, impulsionado por diversos fatores, como a crescente consciencialização ambiental, os incentivos governamentais e a redução dos custos associados à tecnologia fotovoltaica (PV), tem conduzido à proliferação de sistemas de produção de energia em redes de BT. Este fenómeno, conhecido como geração distribuída (GD), acarreta implicações significativas para a operação e gestão das redes elétricas, tornando necessárias adaptações técnicas e investimentos consideráveis em infraestruturas, de forma a garantir a sua estabilidade, segurança e eficiência.

Na sequência do Acordo de Paris sobre o Clima [1], [2], tem-se verificado um reforço da aposta em instalações de baixo carbono; consequentemente, a integração de sistemas PV nas redes de distribuição tem registado um crescimento significativo [3], [4]. No entanto, ao contrário dos sistemas de distribuição tradicionais, nos quais existem apenas cargas, a presença de sistemas PV pode causar aumento de tensão no final do ramal, comprometendo a qualidade da energia. Por este motivo, torna-se necessárias diversas alterações tecnológicas nos sistemas de distribuição. Entre essas alterações, são fundamentais esforços ativos por parte dos operadores de sistemas de distribuição (DSOs) e das entidades responsáveis pela instalação e produção de energia fotovoltaica, de modo a mitigar os problemas gerados pela nova forma de produzir e distribuir energia.

A crescente penetração da GD levanta também desafios técnicos significativos, particularmente no que diz respeito ao controlo de tensão nas redes de distribuição. Estas redes, originalmente concebidas para um fluxo unidirecional de energia, tipicamente dos centros de produção para os consumidores, passam a operar num contexto bidirecional, com impacto direto nos perfis de tensão e na coordenação dos equipamentos de proteção. Torna-se, por isso, fundamental desenvolver estratégias que permitam a integração eficiente destes recursos, assegurando simultaneamente o cumprimento dos limites regulamentares de operação.

Neste contexto, esta dissertação tem como objetivo principal o estudo e o desenvolvimento de métodos para o controlo de tensão e a otimização da GD em redes de BT. Adicionalmente, pretende-se analisar a arquitetura das atuais redes de distribuição, explorando a forma como estas foram originalmente concebidas, os seus pressupostos operacionais e de que modo essas características influenciam ou condicionam a integração de novas formas de geração de energia. A compreensão da estrutura e dos princípios subjacentes ao planeamento das redes existentes é essencial para identificar as limitações atuais e propor soluções adequadas e sustentáveis.

A evolução tecnológica tem igualmente permitido uma maior monitorização e controlo das redes de distribuição, através da implementação de sensores e dispositivos inteligentes capazes de recolher, em tempo real, grandezas elétricas como a tensão, a corrente e a potência. No passado, este tipo de instrumentação era raramente utilizado, devido aos elevados custos associados e às limitações dos sistemas de telecomunicações. Contudo, com o desenvolvimento das redes inteligentes (*smart grids*), de sistemas de comunicação mais acessíveis e da Internet das Coisas (*Internet of Things*, IoT), tornou-se técnica e economicamente viável a recolha de dados detalhados sobre o estado da rede, possibilitando uma gestão mais eficiente e adaptativa do sistema elétrico.

Importa ainda salientar que as soluções a desenvolver devem assentar em princípios de racionalidade económica e de eficiência técnica. Idealmente, pretende-se que estas soluções permitam maximizar a integração de produção distribuída, minimizando os custos associados, tanto para os operadores das redes como para os utilizadores finais. Neste sentido, é desejável que as propostas preservem, tanto quanto possível, a arquitetura e a estrutura existente das redes de distribuição, evitando intervenções de grande escala ou remodelações completas. A manutenção da operacionalidade, da fiabilidade e da robustez das redes atuais deve ser assegurada, recorrendo preferencialmente a estratégias de controlo e otimização que possam ser implementadas com modificações incrementais, aproveitando as infraestruturas já existentes.

1.2 Objetivos

Os principais objetivos desta dissertação centram-se em permitir uma maior penetração de fontes de energia renovável, em particular a energia solar PV, nas redes de BT, assegurando simultaneamente a estabilidade e a segurança da operação da rede elétrica. Para tal, pretende-se desenvolver e implementar um sistema de controlo de tensão totalmente automático, capaz de responder de forma eficaz e dinâmica a diferentes cenários operacionais, incluindo variações súbitas de carga, flutuações na produção de energia ou a conjugação de ambos.

Este sistema deverá ainda garantir o cumprimento dos limites regulamentares de operação, promovendo uma integração eficiente da GD sem comprometer a fiabilidade da rede, recorrendo preferencialmente a soluções técnicas que aproveitem as infraestruturas já existentes e que exijam apenas intervenções incrementais.

Desta forma, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

1. Revisão bibliográfica sobre a regulação de tensão em redes de BT, com foco nos seguintes aspetos:
 - a. Caracterização dos principais elementos constituintes das redes de BT;
 - b. Estudo das cargas típicas encontradas em redes de BT;
 - c. Análise da GD e dos diagramas de carga associados a este tipo de redes;
 - d. Levantamento e análise das soluções existentes para a regulação de tensão em redes de BT, incluindo técnicas convencionais e abordagens inovadoras baseadas em controlo automático.

 2. Definição dos modelos das redes de BT, com a caracterização dos seguintes componentes:
-

- a. Linhas elétricas, com base nos seus parâmetros físicos e elétricos;
 - b. Cargas, considerando perfis de consumo atuais;
 - c. Condições de funcionamento;
 - d. Atuadores série ou dispositivos auxiliares utilizados para o controlo de tensão.
3. Desenvolvimento de controladores para a regulação de tensão, com o objetivo de garantir que os níveis de tensão ao longo da rede se mantenham dentro dos limites regulamentares. Os controladores serão projetados para atuar com base em parâmetros operacionais relevantes, nomeadamente:
- a. Tensão de saída do posto de transformação (PT);
 - b. Tensão no fim de ramal, ou da rede de distribuição;
 - c. Tensão em diversos ramais da rede de distribuição;
 - d. Potência ativa no transformador do PT.
4. Projeto de um compensador série para regulação local de tensão no PT, com foco na correção dinâmica de desvios de tensão em tempo real.
5. Avaliação do desempenho do sistema proposto, através da realização de testes e simulações em diferentes cenários de operação da rede, incluindo variações de carga, flutuações na GD e situações combinadas. A análise de desempenho incluirá critérios como estabilidade da tensão, tempo de resposta, eficiência do controlo e impacto na qualidade de energia.

1.3 Organização e Conteúdos

Este relatório está organizado em sete capítulos principais designados de Introdução, Revisão Bibliográfica, Definição do Modelo de Baixa Tensão, Projeto do Controlador de Baixa Tensão, Desenho do Compensador Série, Testes de Desempenho e Avaliação, Conclusão, além das Referências e Apêndices.

No Capítulo 1, Introdução, apresenta-se a motivação para o desenvolvimento deste trabalho, bem como os principais objetivos e o enquadramento geral do tema no contexto atual da transição energética e da crescente integração da GD nas redes de BT.

No Capítulo 2, Revisão Bibliográfica, são abordados os principais conceitos teóricos e técnicos considerados fundamentais para o desenvolvimento do estudo. Dá-se especial ênfase aos sistemas e métodos existentes para a regulação de tensão em redes de BT, incluindo tanto abordagens convencionais como soluções mais recentes baseadas em controlo automático e tecnologias inteligentes.

No Capítulo 3, Definição do Modelo da Rede de Baixa Tensão, apresentam-se os modelos mais utilizados para a simulação e análise de redes de BT, com base em ferramentas computacionais. São descritos os elementos típicos dessas redes, tais como linhas, transformadores, cargas e dispositivos de controlo, bem como os pressupostos adotados para a modelação das condições de operação.

No capítulo 4, Projeto do Controlador de Baixa Tensão, apresentam-se os controladores concebidos para efetuar o controlo da tensão em redes de BT. Os controladores foram desenvolvidos de forma a serem o menos intrusivos possível, ou seja, são integrados nas redes de BT existentes sem necessidade de alterações na topologia atual da rede.

No capítulo 5, Desenho do Compensador Série, são apresentados os desenvolvimentos e a implementação dos modelos de gestão e controladores de BT. Optou-se, maioritariamente, pela utilização de controladores de tipo Proporcional, Integral e Derivativo (PID), dada a sua simplicidade, estabilidade, eficácia comprovada e ampla aplicação em sistemas de controlo de redes elétricas de BT. Foram definidos e calculados os parâmetros de controlo de modo a garantir a operação estável do sistema e uma resposta adequada a diferentes condições operacionais dentro dos limites das redes de BT. Neste contexto, foram ainda estabelecidos os limites de segurança para a atuação dos controladores, de forma a assegurar a regulação de tensão dentro dos parâmetros regulamentares, preservando a fiabilidade e a segurança da rede de BT.

No capítulo 6, Testes de Desempenho e Avaliação, realizou-se os testes de desempenho do sistema. Foram realizados testes individuais aos diversos componentes e, posteriormente, em modo de funcionamento completo. Foram também criados cenários que caracterizam e simulam a utilização de uma rede de BT em condições normais de operação diária, contemplando variações de carga, flutuações na produção e situações combinadas. Através destes cenários, tornou-se possível avaliar a robustez, a estabilidade e a eficácia dos controladores desenhados.

No capítulo 7, Conclusão, apresentam-se as principais conclusões decorrentes dos resultados obtidos. É realizada uma avaliação aos resultados obtidos, destacando-se os contributos alcançados, as limitações identificadas e o grau de cumprimento dos objetivos definidos. São também apresentadas algumas considerações e sugestões para trabalhos futuros, explorando a implementação de soluções alternativas.

O relatório inclui ainda as Referências Bibliográficas utilizadas ao longo do trabalho, bem como os Apêndices, onde se apresenta informação complementar relevante.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo pretende-se apresentar a revisão bibliográfica das redes de BT, dando especial ênfase às redes de baixa tensão com sistemas PV, à introdução de energias renováveis e os métodos de controlo da tensão em redes de BT.

2.1 Rede Elétrica

Uma rede elétrica tem como principal objetivo assegurar o transporte da energia desde as instalações de produção até aos consumidores finais. É composta por diversos elementos como linhas, cabos, transformadores e geradores, que trabalham em conjunto para assegurar que a energia chega às nossas casas de forma segura, fiável e contínua. Uma rede elétrica pode ser classificada segundo três grandes aspetos [5]:

1. Tensão nominal
 - a. Baixa Tensão (BT), para tensões abaixo de 1 kV;
 - b. Média Tensão (MT), para tensões entre 1 kV e 45 kV;
 - c. Alta Tensão (AT), para tensões entre os 45 kV e os 110 kV;
 - d. Muito Alta Tensão (MAT), para tensões acima de 110 kV.
2. Função
 - a. Redes de Distribuição;
 - b. Redes de Transporte;
 - c. Redes de Interligação.
3. Estrutura Topológica
 - a. Rede Radial;
 - b. Rede Malhada;
 - c. Rede Malhada (anel) com exploração radial.

Neste trabalho considerou-se apenas as redes de distribuição de BT que são exploradas frequentemente de forma radial.

2.2 Rede de Distribuição de Baixa Tensão

As redes de distribuição de BT foram concebidas e implementadas numa época em que a produção de energia estava concentrada nos grandes centros produtores, como centrais térmicas, hidroelétricas, geotérmicas, nucleares e, mais recentemente, em parques eólicos ou solares de grande escala.

A energia gerada nestes grandes centros produtores é transportada por longas distâncias através de redes de alta tensão, cujo objetivo é reduzir as perdas durante o seu transporte até as subestações. Nestas, o nível de tensão é diminuído, através de transformadores, para valores adequados e seguros à distribuição local. A partir deste ponto, a energia é distribuída aos consumidores finais através da rede de BT, que opera com tensões de 230/400 V. Uma representação esquemática de uma rede de energia convencional é apresentada na Figura 2.1.

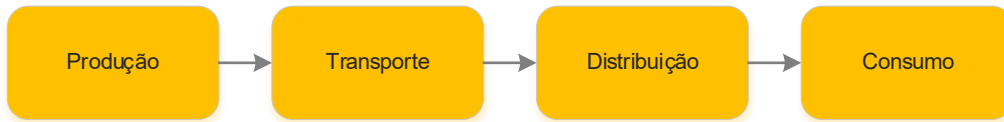


Figura 2.1 Esquema típico de uma rede convencional de distribuição.

Com o avanço tecnológico dos últimos anos, a crescente preocupação ambiental resultante das alterações climáticas e a redução dos custos dos sistemas de produção de energia de pequena escala, o paradigma da distribuição de energia começou a sofrer alterações, sobretudo com a introdução de GD nas redes de BT. A GD ocorre principalmente através da instalação de sistemas PV em edifícios residenciais ou em pequenas unidades industriais.

Estes novos modos de geração de energia fizeram com que as redes, inicialmente concebidas para um fluxo de energia de sentido único, dos centros produtores para os consumidores finais, passassem a operar em condições em que o fluxo de potência pode variar ao longo do dia ou em função das condições meteorológicas, nomeadamente da presença ou da ausência de radiação solar. Nestes casos, existem períodos em que existe a injeção de energia diretamente na rede de distribuição, conforme ilustrado na Figura 2.2, onde, por vezes, esse excedente é transferido para a rede de transporte [5].

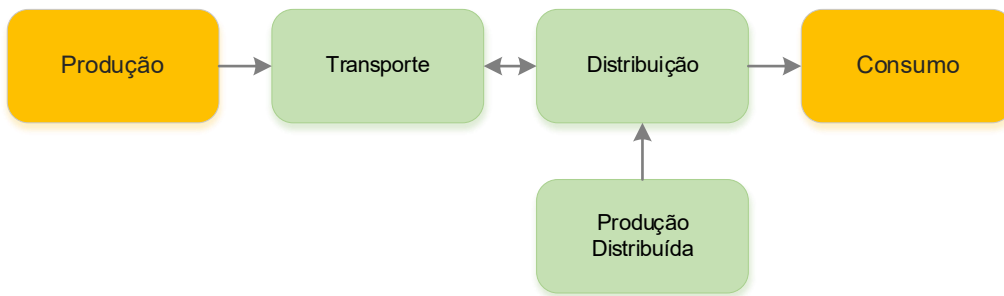


Figura 2.2 Esquema de uma rede atual de distribuição.

Esta nova realidade acaba por trazer vantagens, como a redução das perdas nas redes elétricas, o aumento da penetração de energias renováveis e ainda a descentralização da produção, permitindo aproveitar os recursos, sobretudo solares, numa área geográfica mais ampla. Porém, apesar das vantagens comprovadas, surgem novos desafios técnicos complexos, inexistentes nos sistemas tradicionais. O controlo de tensão, os sistemas de proteção, a bidirecionalidade do fluxo de potência e a qualidade da energia surgem como os principais desafios desta nova realidade [6].

A injeção de energia na rede de BT acaba por elevar a tensão no ponto de interligação com o consumidor final e, por consequência, na rede de distribuição. Num cenário de grande penetração de GD, a elevação da tensão pode ultrapassar os limites legais e, em alguns casos, pode ser necessário desligar a própria fonte de energia, comprometendo o investimento realizado. Perante estas situações, torna-se essencial implementar sistemas que permitam a integração de maior produção de origem renovável, assegurando, simultaneamente, os padrões de segurança e qualidade exigidos à rede de distribuição de energia [6].

Uma rede de distribuição bem concebida deve ser capaz de satisfazer alguns requisitos, como a manutenção da frequência constante, tensões dentro dos valores estipulados, forma de onda sinusoidal adequada e elevada fiabilidade [7].

2.3 Variação da Tensão e Frequência de Alimentação

Em Portugal, os valores de tensão e frequência são definidos pela norma Portuguesa NP EN 50160, que resulta da transposição da norma europeia EN 50160 [8], [9]. Para redes de distribuição de BT, o valor nominal da tensão é $v_n=230$ V e o da frequência é de 50 Hz. Na análise dos parâmetros da qualidade de tensão, considera-se o Valor Quadrático Médio ou Valor Eficaz (RMS) da tensão e da corrente. A norma permite que existam as seguintes flutuações na tensão durante um período semanal [10]:

1. 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos devem estar dentro da gama $v_n \pm 10\%$;
2. 100% dos valores eficazes médios de 10 minutos devem estar entre $v_n -15\% /+10\%$.

No caso da frequência, em condições normais de exploração, o valor médio da frequência amostrada a cada 10 segundos, para sistemas com ligação síncrona a um sistema interligado, deve compreender os seguintes valores [10]:

1. 50 Hz \pm 1% (49,5 Hz a 50,5 Hz) durante 99,5% de um ano;
2. 50 Hz -6% /+ 4% (47,0 Hz a 52,0 Hz) durante 100% do tempo.

2.4 Qualidade da Tensão

A qualidade da tensão engloba diversos parâmetros que permitem quantificar grandezas associadas à qualidade da onda de tensão. A interrupção do fornecimento é, incontestavelmente, o mais grave, uma vez que afeta todos os equipamentos ligados à rede elétrica. Porém, existem outros distúrbios que, por vezes, passam despercebidos aos consumidores, mas que comprometem o normal funcionamento dos equipamentos. Entre os mais relevantes destacam-se as variações de tensão ou de frequência e a Distorção Harmónica Total (THD). No Apêndice A encontra-se descrito a caracterização destas grandezas de forma detalhada.

2.5 Sistemas de Geração de Energia Renovável em Baixa Tensão

Os sistemas de geração de energia em rede BT têm vindo a assumir uma importância crescente no contexto energético atual, sendo muitas vezes impulsionados por objetivos de descarbonização, pelas alterações climáticas, ou por incentivos governamentais [11]. Portugal Continental e a Ilha da Madeira apresentam condições particularmente favoráveis à utilização dos sistemas fotovoltaicos, devido sobretudo ao elevado número de horas de sol por ano, frequentemente superior à média europeia. No Apêndice B encontra-se descrito o potencial de Portugal no aproveitamento desta fonte de energia renovável, com algumas regiões do país a atingir valores superiores a 2100 kWh/m² de irradiação global anual [12].

Os sistemas fotovoltaicos residenciais podem ser divididos, maioritariamente, em dois tipos: sistemas *on-grid* e sistemas *off-grid*. Os sistemas *on-grid* estão permanentemente ligados à rede elétrica, permitindo que tanto a energia gerada pelo sistema fotovoltaico como a fornecida pelo operador de rede estejam disponíveis na instalação do consumidor. Por outro lado, nos sistemas *off-grid*, ou

sistemas isolados, existe a necessidade de recorrer a um armazenamento de energia, dado que não existe uma ligação contínua à rede elétrica. O armazenamento é normalmente realizado por sistemas de baterias [13]. As instalações são também categorizadas de acordo com a capacidade de produção da instalação, conforme descrito no Apêndice C.

Um sistema PV é composto por módulos solares, controladores de carga, *maximum power point tracker* (MPPT), baterias (opcional) e inversores. Um sistema PV gera corrente contínua, que é convertida em corrente alternada pelo inversor. Como a energia solar é intermitente, a bateria armazena a energia produzida durante o dia para alimentar as cargas durante a noite ou em períodos nublados. Cada célula PV é formada por uma junção P-N de material semiconductor, geralmente silício. Ao absorver a luz solar, o semiconductor liberta eletrões, produzindo corrente elétrica que é recolhida através dos elétrodos metálicos do módulo [14].

A eficiência de um sistema PV depende diretamente da radiação solar disponível. Os sistemas solares podem atingir eficiências até cerca de 20%. A Figura 2.3 apresenta o diagrama de blocos de um sistema PV. Como os geradores PV não possuem partes mecânicas rotativas, a dinâmica do sistema é dominada pelos controladores eletrónicos do inversor e do conversor [14].

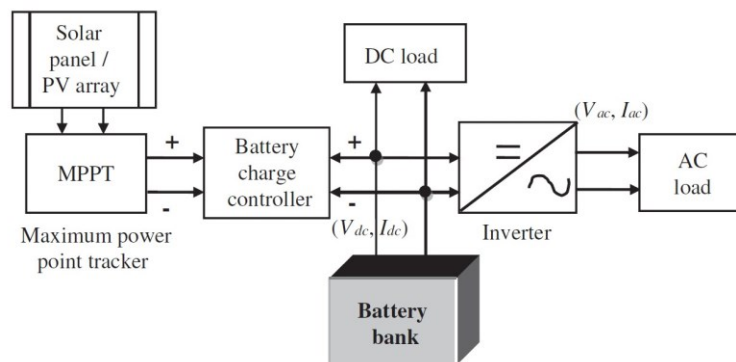


Figura 2.3 Diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico [14].

A estratégia de controlo de corrente do conversor permite desacoplar dinamicamente o sistema PV da rede de distribuição e das cargas, garantindo um comportamento estável do ponto de vista dinâmico. Os sistemas PV apresentam várias vantagens, nomeadamente elevada fiabilidade, baixa necessidade de manutenção, custos reduzidos de operação, ausência de resíduos ou subprodutos e facilidade de expansão através da adição de painéis ou baterias. Entre as desvantagens, destacavam-se no passado o elevado investimento inicial, sobretudo nos módulos PV e nos sistemas de armazenamento. Atualmente, apenas a dependência da radiação solar pode ser considerada a principal limitação deste tipo de sistema [14].

A tecnologia dos sistemas eólicos não é amplamente utilizada no contexto da GD devido à sua complexidade operacional, bem como às restrições associadas à escolha e disponibilidade de locais adequados para instalação, sobretudo quando comparada à energia fotovoltaica [15].

2.6 Efeitos da Geração em Redes de Baixa Tensão

A caracterização das cargas e da produção exerce um impacto significativo na configuração e no comportamento das redes de distribuição de BT. Quando existe geração de energia em qualquer ponto da rede, o sentido do fluxo de potência pode inverter, em função do balanço entre a potência produzida e a potência consumida.

As redes de distribuição de BT apresentam características distintas das redes de transporte. Em primeiro lugar, operam geralmente com uma topologia radial, o que as torna mais vulneráveis a variações locais de carga e de geração. Além disso, estas redes podem apresentar níveis significativos de desequilíbrio devido à predominância de cargas monofásicas distribuídas de forma assimétrica entre fases. Por fim, o rácio entre a parte resistiva e a parte reativa (R/X) das redes de distribuição é substancialmente mais elevado do que o das redes de transmissão, o que influencia, de forma marcante, o comportamento da tensão e a eficácia dos métodos de controlo baseados em potência ativa e reativa [6].

2.6.1 Integração de Geração Distribuída

A integração de GD em redes concebidas originalmente para fluxos unidireccionais introduz alterações profundas no seu funcionamento e nos respetivos esquemas de proteção. Entre os principais efeitos identificados destacam-se: as modificações no fluxo de potência, a alteração da topologia efetiva da rede e diversos problemas de qualidade de energia, incluindo fenómenos de elevação de tensão. Quando a produção local excede o consumo, pode ocorrer uma subida de tensão nos pontos de ligação, ultrapassando os limites regulamentares, conforme ilustrado na Figura 2.4.

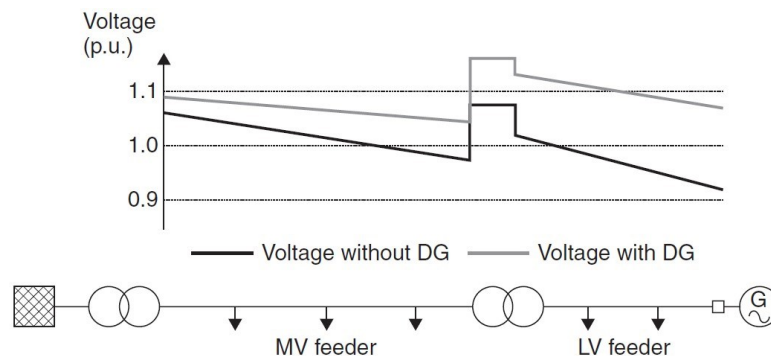


Figura 2.4 Efeitos da GD no nível de tensão numa rede de distribuição de energia [16].

O aumento de tensão torna-se problemático apenas quando a rede é relativamente fraca face à potência do gerador. Assim, existe sempre um limite máximo para a dimensão do gerador que pode ser instalado, limite esse que depende das características intrínsecas da própria rede. Contudo, os problemas de tensão podem ser atenuados se o gerador participar ativamente no controlo de tensão da rede.

Naturalmente, a tecnologia de geração utilizada deve ser capaz e estar devidamente equipada para participar no controlo de tensão, sendo igualmente necessário que o enquadramento regulatório e de mercado permita este tipo de atuação. Dependendo do tipo de gerador, podem ocorrer grandes variações incontroláveis na potência produzida, resultantes das flutuações naturais dos recursos

renováveis. As alterações na potência produzida originam variações correspondentes na tensão da rede. Numa rede fraca, estas variações de tensão são mais pronunciadas do que numa rede forte, caracterizadas por um elevado nível de curto-circuito. Além disso, os ciclos de arranque e paragem das unidades de produção também podem provocar variações de tensão.

2.6.2 Ligação à Rede de Baixa Tensão

O controlo do nível de tensão é, normalmente, exigido nas redes de transporte, onde os geradores devem responder às variações de tensão ajustando a sua produção de potência reativa. Nas redes de distribuição, o controlo de tensão tem sido tradicionalmente simples: a tensão é regulada pelo transformador da subestação, enquanto a queda de tensão ao longo das linhas é dimensionada para garantir níveis adequados de tensão no ponto de consumo. A integração de GD, contudo, aumenta a variabilidade da tensão caso não sejam adotadas medidas adicionais de controlo [16].

Para gerir adequadamente os níveis de tensão na rede de distribuição, torna-se necessário implementar um sistema ativo de controlo de tensão, no qual o DSO utiliza também as capacidades das unidades de GD para esse fim. Isto implica a monitorização contínua do estado da rede, bem como a transmissão de sinais de controlo e a medição em diversos pontos do sistema [16].

Um sistema avançado deste tipo, conforme ilustrado na Figura 2.5, inclui um regulador central que ajusta o valor de referência da tensão do transformador e fornece referências do fator de potência ($\cos \phi$) às unidades de geração distribuída, com base na tensão média medida na rede. A prestação deste tipo de serviços auxiliares exige, contudo, a existência de enquadramentos regulatórios e comerciais adequados [16].

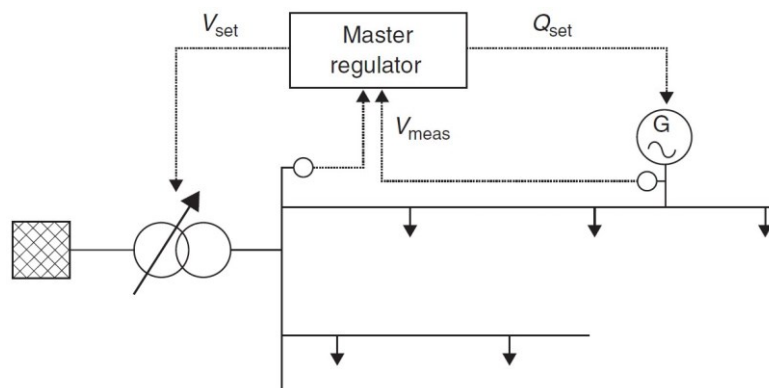


Figura 2.5 Sistema coordenado de tensão para redes de distribuição com GD [16].

Particularmente no caso de unidades GD de maior dimensão, a empresa distribuidora pode exigir capacidade de comunicação entre a unidade de geração e o centro de controlo da empresa. Para além das medições de energia para faturação, recolhidas através de contadores remotos, podem ser necessárias diversas informações de estado e medições em tempo real da tensão, corrente e potência para funções de controlo e gestão da rede. Pode ainda ser exigida a possibilidade de ligar e desligar remotamente a unidade de GD. Para garantir a interoperabilidade e facilitar a integração entre o sistema de Supervisão Controlo e Aquisição de Dados (SCADA) da empresa distribuidora e o sistema de

controlo da unidade de GD, foram desenvolvidas normas específicas de telecomunicações como a norma IEC 61850-7-420 [16].

2.7 Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão

Atualmente, o controlo de tensão nas redes de distribuição de BT assume uma relevância crescente, uma vez que qualquer desvio, perturbação ou anomalia nesta secção da rede se reflete diretamente na qualidade de energia fornecida aos consumidores.

Estas redes, que tipicamente se estendem por algumas centenas de metros, apresentam uma estrutura significativamente mais complexa do que as redes de transporte, uma vez que possuem múltiplos nós, diversas ramificações e um conjunto heterogéneo de cargas distribuídas ao longo do seu percurso, cada uma com requisitos de potência distintos. Esta configuração intrinsecamente variável torna o controlo e a manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites regulamentares, um desafio operacional de elevada importância, justificando o desenvolvimento e a aplicação de métodos específicos de regulação adaptados às particularidades das redes de BT.

Perante este contexto, tornou-se necessário desenvolver métodos que permitissem regular de forma eficaz a tensão nas redes de BT. A solução mais amplamente adotada consistiu na regulação da tensão no início da rede, isto é, ao nível do transformador do PT. Dada a natureza relativamente estática das redes de BT, esta abordagem revelou-se prática e eficiente, uma vez que, para cada PT, era possível identificar um ponto de operação capaz de assegurar o cumprimento dos limites regulamentares, tanto nos períodos de maior consumo como nos períodos de vazio. Contudo, com a crescente penetração de GD, sobretudo de origem PV, este equilíbrio tornou-se progressivamente mais difícil de alcançar, devido à elevada volatilidade e intermitência associadas à produção solar, que introduzem variações bruscas e imprevisíveis no perfil de tensão ao longo da rede.

O método mais comum aplicado à regulação de tensão nas redes de média tensão recorre a um *On-Load Tap Changer* (OLTC). Na prática, estes sistemas compensam as quedas de tensão ao longo dos elementos da rede, razão pela qual o método é designado por Compensação da Queda de Tensão na Linha (*Line Drop Compensation*, LDC). Este é, na prática, o método utilizado à saída das subestações para a regulação da tensão na rede que transporta a energia desde a subestação até ao PT [17].

Uma ilustração simplificada do método LDC, apresentada na Figura 2.6, considera uma rede simples sem integração de GD. Na ausência de controlo LDC, a tensão na carga $L2$ diminui para valores abaixo do limite mínimo, devido ao aumento das quedas de tensão ao longo da rede de BT, Figura 2.6 (a). Com a aplicação do controlo LDC, a tensão no barramento da subestação é aumentada, compensando a queda de tensão na rede e restabelecendo a tensão na carga $L2$ dentro dos limites aceitáveis, conforme apresentado na Figura 2.6 (b). Neste caso, o dispositivo de controlo de tensão utiliza diretamente a corrente medida no transformador para efetuar a compensação [17].

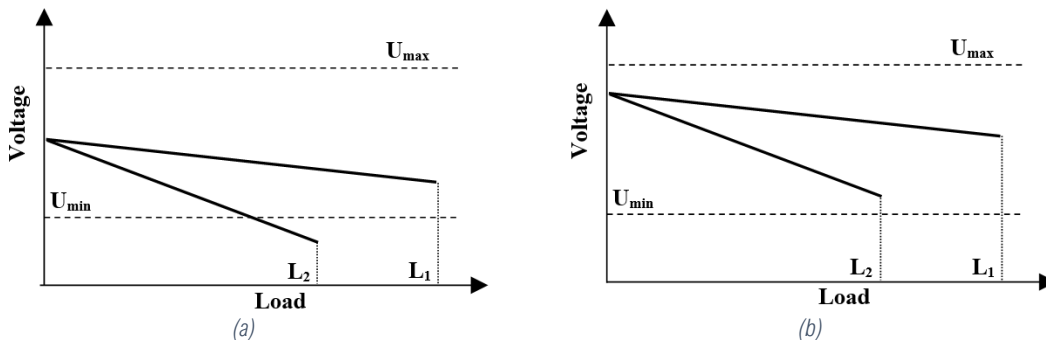


Figura 2.6 Perfil de tensão sem penetração de geração distribuída: (a) Sem LDC; (b) Com LDC [17].

Para compreender o efeito da GD no perfil de tensão, considere-se que uma unidade de GD é instalada algures na fase 1. Nesta situação, a corrente medida no transformador deixa de representar a corrente total consumida na rede, passando a assumir um valor inferior. Como consequência, a eficácia da compensação da queda de tensão diminui e o perfil de tensão na carga L_2 deixa de poder ser restaurado dentro dos limites aceitáveis, conforme ilustrado na Figura 2.7 (a). À medida que a potência fornecida pela unidade de GD aumenta, a queda de tensão até ao ponto de ligação reduz-se, anula-se e pode tornar-se negativa, levando o gerador a alimentar a carga L_1 e a injetar o excedente na rede. Este fenómeno provoca uma elevação de tensão no ponto de ligação da unidade de GD.

Para restabelecer a tensão na carga L_2 dentro dos limites permitidos, o dispositivo regulador de tensão necessita de receber um sinal adicional proporcional à corrente total da carga. Para tal, é necessária uma medição adicional de corrente, por exemplo, da corrente na fase onde estão ligadas as unidades de GD. Com esta nova medição e através da aplicação de um algoritmo adequado, torna-se possível realizar uma compensação da queda de tensão ao longo da rede, incluindo a atenuação da elevação de tensão associada à presença de unidades de GD [17].

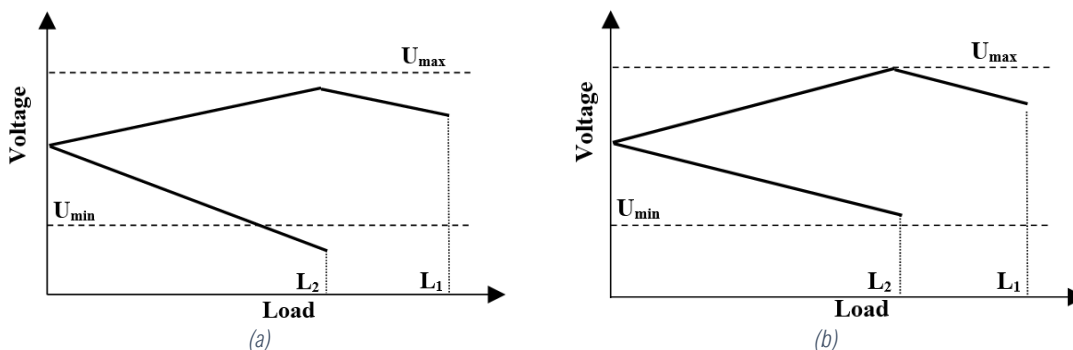


Figura 2.7 Perfil de tensão com penetração de geração distribuída: (a) Sem LDC; (b) Com LDC [17].

Contudo este exemplo refere-se a uma rede de distribuição de média tensão onde por norma existem transformadores com regulação. Neste caso a tensão é regulada para toda a rede de distribuição. Para uma regulação mais eficaz e granular é necessário descer mais um patamar e fazer a regulação da tensão dentro do PT nos 230/400 V.

2.7.1 Transformadores com Regulação de Tensão

A regulação de tensão pode ser eficientemente assegurada através de transformadores equipados com reguladores; contudo, devido a limitações económicas, à complexidade superior destes sistemas

e à ausência de um controlo centralizado nas redes de BT, privilegia-se a utilização de transformadores com Reguladores de Tomadas em Vazio (*No-Load Tap Changer*, NLTC). Os OLTC, apesar da sua maior capacidade de ajuste, são geralmente reservados para situações específicas [18], [19].

2.7.1.1 Regulação em Vazio NLTC

Atualmente, estes equipamentos continuam a desempenhar um papel fundamental nas redes de BT. A prática habitual consiste em ajustar a tensão à saída do PT para um valor superior ao nominal, garantindo que mesmo o consumidor mais afastado receba, no ponto de consumo, uma tensão que permaneça dentro dos limites regulamentares.

Apesar das oscilações de potência ao longo do dia e das conseqüentes variações de tensão, este método demonstrou ser eficaz na manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites legais no consumidor mais distante do PT. Esta abordagem revelava-se adequada num contexto em que a rede de BT permanecia praticamente inalterada durante longos períodos, assentando na premissa de que o fluxo de potência ocorria sempre do transformador para os consumidores.

Os reguladores NLTC foram amplamente utilizados devido à sua simplicidade operacional e à ausência de necessidades de manutenção. No entanto, qualquer ajustamento da tensão à saída do PT exigia a interrupção do serviço. Era necessário desligar o transformador, reconfigurar manualmente a tomada pretendida e voltar a alimentar o equipamento. Esta intervenção implicava, inevitavelmente, o corte de energia aos consumidores abastecidos por esse PT, ou, quando possível, a reconfiguração da rede de baixa tensão de forma a minimizar o número de consumidores afetados durante o procedimento.

Com a integração crescente de GD nas redes de BT, os perfis de carga, anteriormente estáveis e previsíveis, passaram a depender de forma significativa da quantidade de geração local. Esta variabilidade faz com que alguns consumidores, em função da sua localização e da potência instalada nas proximidades, possam ser alimentados com níveis de tensão que excedem os limites regulamentares. A natureza estática dos reguladores NLTC impossibilita qualquer ajustamento dinâmico, uma vez que uma alteração do rácio de tomadas pode ser adequada num cenário de elevada GD, mas revelar-se totalmente desajustada em períodos em que essa produção é praticamente inexistente.

2.7.1.2 Regulação em carga

Os transformadores OLTC surgiram como uma solução para mitigar as limitações impostas pelos reguladores NLTC, sobretudo em redes de BT onde o fluxo de potência à saída do transformador varia significativamente em função da produção distribuída. Apesar de permitirem ajustar dinamicamente o rácio de tomadas e, conseqüentemente, o valor da tensão entregue à rede, estes transformadores introduzem maior complexidade ao sistema. No Apêndice F apresenta-se um exemplo de aplicação industrial deste método de regulação de tensão em BT, desenvolvido pela empresa Schneider Electric. O processo de comutação, sendo de natureza mecânica, exige manutenção periódica e pode gerar perturbações transitórias que afetam a qualidade da onda de tensão. Para reduzir o número de comutações e minimizar esses efeitos, os fabricantes desenvolveram estratégias de controlo que

restringem a atuação do OLTC sem comprometer o cumprimento dos limites regulamentares de tensão [20].

2.7.2 Algoritmos de Cálculo da Tensão de Referência

As flutuações de tensão são fenómenos comuns e ocorrem constantemente, podendo, em alguns casos, dificultar a operação de um regulador de tensão. O OLTC ajusta automaticamente as tomadas do transformador de acordo com um algoritmo, assegurando que a tensão permaneça dentro dos limites adequados. De modo geral, os métodos principais de controlo da tensão são designados por:

1. Tensão Constante;
2. Regulação com Banda Morta;
3. Compensação da Queda de Tensão;
4. Medida de Tensão nos Ramais de Distribuição;
5. Previsão da Tensão;
6. Algoritmos adaptados às características de uma rede de BT.

O Apêndice E disponibiliza uma descrição de cada um destes métodos.

2.7.3 Regulador de Tensão de Linha para Baixa Tensão da Hitachi Energy

As abordagens convencionais para a mitigação de problemas de tensão em redes de BT geralmente exigem reforços ou atualizações estruturais que acarretam custos elevados. Como alternativa a estas intervenções dispendiosas, a Hitachi Energy desenvolveu o regulador de tensão de linha, designado *Line Voltage Regulator* (LVR), uma solução eficiente concebida para corrigir problemas de tensão de forma rápida e economicamente viável [21].

Este equipamento ajusta automaticamente a tensão dentro de uma faixa predefinida, permitindo evitar investimentos significativos em expansão da rede e mostrando-se particularmente adequado para pontos críticos das redes de BT [21].

Os LVR da Hitachi Energy utilizam a tecnologia *booster/feeder* descrita na Figura 2.8 (a) em combinação com contactores, garantindo perdas de energia mínimas. Estes dispositivos podem ser instalados de forma simples e rápida, uma vez que todo o sistema é montado num armário padrão de distribuição. O LVR opera com 11 passos de regulação, conforme mostrado na Figura 2.8 (b), permitindo um intervalo total de regulação de tensão de $\pm 6\%$, com uma variação de $1,2\%$ por passo ($\pm 5 \times 1,2\%$). Além disso, suporta mais de 1.000.000 de operações de comutação mecânica [22].

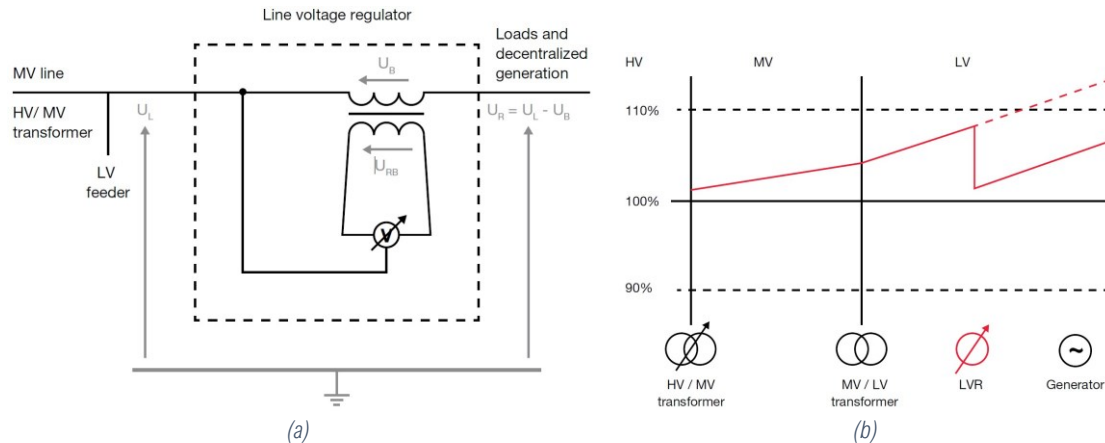


Figura 2.8 LVR da Hitachi Energy: (a) Esquema geral de funcionamento [22]; (b) Escalões de regulação [22].

Esta solução apresenta a vantagem de ser compacta e de poder ser instalada diretamente em pontos críticos da rede de BT, sem necessidade de colocação no PT. Além de operar nos níveis de 400/230 V, para potências de 63, 125 ou 250 kVA, distingue-se ainda por oferecer um conjunto adicional de benefícios [22]:

1. A carga ligada para produtores e consumidores pode ser aumentada de forma significativa;
2. Solução económica em comparação com a expansão convencional da rede;
3. Tecnologia pronta a utilizar;
4. O sistema de controlo inteligente reage de forma autónoma às alterações no fluxo de carga;
5. Monitorização e controlo através de ligação à tecnologia de controlo;
6. Tecnologia fiável e segura;
7. Eficiente em termos energéticos e amigo do ambiente.

2.7.4 Controlo de Inversores Fotovoltaicos

Os inversores utilizados para o controlo de tensão podem desempenhar um papel fundamental na gestão e estabilização da tensão em sistemas elétricos, especialmente em redes de BT com elevada penetração de fontes de energia renovável, como os sistemas PV. Atualmente, existem diversos desenvolvimentos nesta área, com o objetivo de melhorar a integração destes inversores nas redes de BT existentes [23].

Em 2021, a energia solar representou a maior fatia entre as fontes renováveis instaladas a nível mundial. No entanto, a integração de sistemas fotovoltaicos coloca vários desafios à operação das redes elétricas. Surge, assim, a necessidade de desenvolver inversores inteligentes fotovoltaicos capazes de mitigar o problema das sobretensões, em vez de depender de dispositivos tradicionais como reguladores de tensão. Estas sobretensões ocorrem quando a geração fotovoltaica excede a procura local, podendo ultrapassar os limites operacionais superiores de tensão e provocar fluxo de potência inverso, isto é, a potência flui dos pontos de carga para a subestação [24].

2.7.4.1 Controlo de Potência Ativa em Sistemas Fotovoltaicos

O corte de potência ativa consiste em reduzir temporariamente a produção dos sistemas PV quando a tensão ultrapassa os limites permitidos. Esta estratégia é simples, eficaz e de implementação imediata, sendo particularmente útil em redes de baixa tensão com elevada relação R/X , nas quais a tensão é altamente sensível à injeção de potência ativa. Na Figura 2.9 está ilustrado uma possível forma de controlo: quando a tensão atinge um valor limite elevado, designado de U_{OV} , a potência ativa produzida é reduzida em P_{cut} . Caso a tensão continue a aumentar, a potência ativa pode ser progressivamente reduzida até zero.

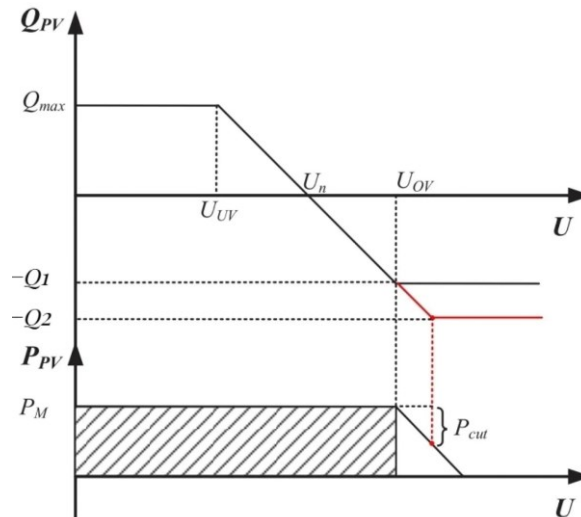


Figura 2.9 Curvas de potência ativa e reativa de um sistema fotovoltaico com controlo local [11].

No entanto, esta abordagem implica desperdício de energia renovável, reduzindo o aproveitamento da produção solar e afetando sobretudo a rentabilidade dos produtores. Por isso, apesar de ser uma solução tecnicamente eficiente para mitigar sobretensões, é geralmente considerada pouco desejável do ponto de vista económico e ambiental [11].

A redução da potência ativa dos sistemas fotovoltaicos constitui uma estratégia eficaz para mitigar sobretensões; contudo, quando aplicada isoladamente, não contribui significativamente para aumentar a capacidade de integração de energia fotovoltaica na rede. Por este motivo, os métodos mais recentes combinam o corte de potência ativa com a regulação de potência reativa, permitindo um controlo de tensão mais eficiente e flexível. Abordagens centralizadas, como sistemas de gestão coordenada de potência ativa e reativa, exploram a capacidade reativa dos inversores e recorrem ao *curtailment* apenas quando necessário, podendo ainda operar como compensadores síncronos em situações de défice reativo. Estratégias adaptativas locais, combinadas com técnicas de previsão, permitem reduzir a probabilidade de ocorrências de tensão fora dos limites regulamentares. Por sua vez, soluções híbridas com sistemas de armazenamento evitam sobretensões ao absorver o excesso de energia. Esta abordagem apresenta vantagens claras, como uma regulação eficaz em redes com elevada razão R/X e a redução de perdas e desequilíbrios de tensão, sem os efeitos adversos associados ao controlo exclusivamente reativo. No entanto, uma parametrização inadequada pode levar a cortes excessivos de potência ativa, reduzindo a eficiência energética e a rentabilidade dos sistemas fotovoltaicos [11].

2.7.4.2 Controlo de Potência Reativa em Sistemas Fotovoltaicos

Nos últimos anos, a crescente ligação de sistemas fotovoltaicos residenciais à rede tem sido acompanhada pela utilização de inversores capazes de ajustar a potência reativa. Esta evolução tornou possível explorar a relação entre a capacidade de regulação de potência reativa e a potência nominal do inversor, permitindo que estes equipamentos contribuam de forma ativa para a estabilidade da tensão na rede. A potência reativa num inversor fotovoltaico é descrita por [11]:

$$Q_{PV}^{max} = \pm \sqrt{S_{IN}^2 - P_{PV}^2} \tag{2.1}$$

onde Q_{PV}^{max} é a potência reativa máxima de saída do inversor, P_{PV} a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e S_{IN} a potência aparente do inversor, relação que se torna mais perceptível na análise da Figura 2.10 [11].

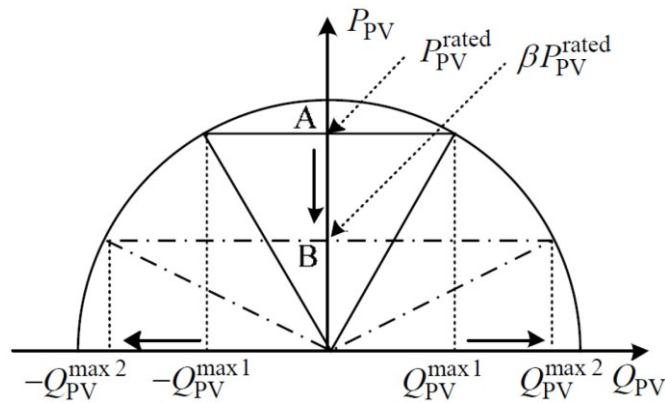


Figura 2.10 Curva característica da capacidade P/Q de um inversor [11].

Quando o sistema fotovoltaico opera no seu ponto nominal de potência ativa (ponto A), a capacidade máxima de fornecimento ou absorção de potência reativa pelo inversor é limitada a $\pm Q_{PV}^{max1}$. Para que o inversor disponha de uma capacidade adequada de regulação de potência reativa, é necessário que a sua potência nominal seja corretamente dimensionada. Além disso, a capacidade reativa disponível varia dinamicamente com a potência ativa injetada na rede. Quando a potência ativa injetada diminui para uma fração β do valor nominal, o ponto de operação desloca-se de A para B, aumentando a capacidade máxima de potência reativa para $\pm Q_{PV}^{max2}$ [11].

Nas redes de baixa tensão, o controlo de potência reativa é geralmente realizado de forma local, recorrendo a estratégias simples implementadas diretamente nos inversores fotovoltaicos. As abordagens mais utilizadas dividem-se essencialmente em duas categorias [11]:

1. Controlo $Q(U)$: regula a potência reativa em função da tensão medida no ponto de ligação, conforme ilustrado na Figura 2.11 (a);
2. Controlo $\cos\phi(P)$: a potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico é utilizada como variável de entrada para ajustar a potência reativa e, assim, impor um determinado fator de potência, conforme ilustrado na Figura 2.11 (b).

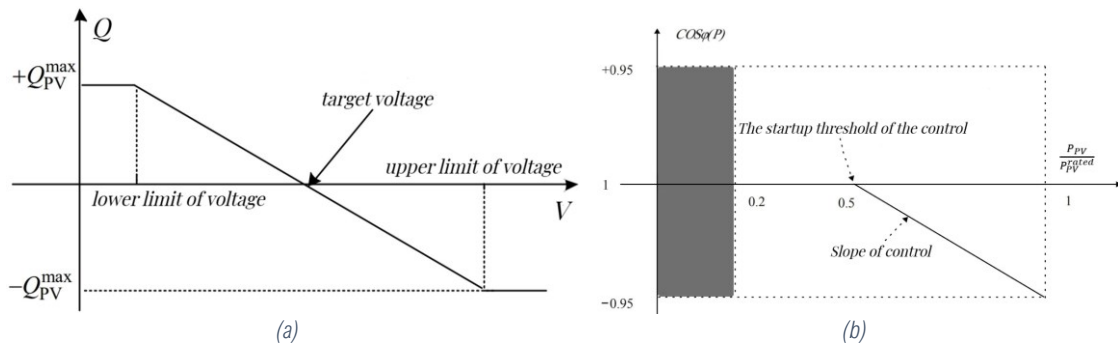


Figura 2.11 Controlo de potência reativa: (a) Controlo $Q(U)$; (b) Controlo $\cos \varphi(P)$ [11].

Em ambos os casos, o princípio de funcionamento é o mesmo: quando o fluxo de potência inverso provocado pela produção fotovoltaica leva a sobretensões, o inversor ajusta autonomamente a sua potência reativa, contribuindo para manter a tensão do nó dentro dos limites operacionais legais [11].

O método $Q(U)$ regula a potência reativa em função da tensão medida no ponto de ligação. Quando a tensão ultrapassa o valor de referência, o inversor absorve potência reativa para contrariar a sobretensão; quando a tensão desce, injeta potência reativa para estabilizar o perfil de tensão. Este método é totalmente autónomo, contínuo e eficaz na mitigação de variações rápidas de tensão. Por sua vez, no método $\cos \varphi(P)$, o inversor ajusta a potência reativa em função da potência ativa injetada na rede. Quando a produção fotovoltaica ultrapassa cerca de 50% da potência nominal, o inversor inicia a absorção de potência reativa, mantendo o fator de potência dentro de limites regulamentares, normalmente $\pm 0,95$. Embora simples e amplamente adotado, este método limita a capacidade de regulação reativa do inversor, sobretudo em redes com elevada penetração de sistemas fotovoltaicos residenciais, nas quais uma maior flexibilidade reativa seria particularmente vantajosa [11].

Os métodos modernos de controlo de tensão em redes de distribuição com elevada penetração de PV focam-se, sobretudo, na mitigação de sobretensões e subtensões, bem como na otimização simultânea das perdas e do fator de potência. Para esse efeito, diversas estratégias ajustam, em tempo real, a potência reativa dos inversores PV, podendo ainda ser combinadas com sistemas de armazenamento de energia, de forma a ultrapassar as limitações de controlo isolado. Abordagens centralizadas e distribuídas exploram a capacidade reativa dos inversores para reduzir perdas, minimizar o corte de potência ativa e estabilizar os níveis de tensão, enquanto métodos mais avançados recorrem a técnicas de otimização estocástica e de aprendizagem por reforço, com o objetivo de melhorar a eficiência e a fiabilidade do controlo [11].

De um modo geral, estas estratégias tiram partido da capacidade dos inversores PV para fornecer ou absorver potência reativa, permitindo respostas rápidas e localizadas. Contudo, o aumento do fluxo de potência reativa pode conduzir a um acréscimo das perdas na rede e à degradação do fator de potência do alimentador, afetando negativamente a qualidade de energia fornecida [11].

2.7.5 Novos Paradigmas do Controlo de Tensão de Redes de Baixa Tensão

Atualmente, encontram-se em estudo novas abordagens para o controlo de tensão em redes de BT. Estes métodos procuram responder a desafios que, até há pouco tempo, não eram considerados relevantes. O principal objetivo consiste na implementação de estratégias de controlo local da tensão

e da potência, evitando a propagação do problema ao longo da rede de BT, o que poderia desencadear efeitos em cadeia e limitar a integração de outras unidades de produção distribuída na área circundante.

Os desafios associados ao aumento da penetração da GD nas redes de distribuição de BT podem ser agrupados em três grandes categorias [6]:

1. Desafios técnicos: relacionados com a operação segura e estável da rede, incluindo questões de qualidade de energia, esquemas de proteção das redes de distribuição de BT com elevada penetração de fontes renováveis, bem como a regulação da tensão;
2. Desafios comerciais: associados a aspetos de tarifação, repartição de custos e benefícios e ao desenvolvimento de modelos de negócio que permitam a integração equitativa dos produtores distribuídos;
3. Desafios regulatórios: decorrentes da necessidade de criação de políticas regulatórias adequadas que assegurem uma operação contínua e fiável da rede, garantindo que os fluxos bidirecionais de potência e o aumento da complexidade operacional não comprometam o funcionamento do sistema. Importa salientar que as redes de BT foram originalmente concebidas para operar de forma unidirecional e essencialmente passiva, deixando de o ser à medida que passam a integrar, de forma significativa, GD renovável.

Diversas estratégias têm sido propostas para a regulação da tensão em redes de distribuição com elevada penetração de GD. Entre elas, destaca-se o corte de geração em períodos de baixa procura, o qual limita a injeção de potência ativa, embora implique desperdício de energia solar, algo geralmente indesejado do ponto de vista dos produtores. Outra abordagem consiste no controlo de potência reativa através de compensadores capazes de absorver ou injetar potência reativa no ponto de ligação, contribuindo para estabilizar a tensão. A coordenação do OLTC da subestação é também utilizada, permitindo o ajuste contínuo das tomadas de modo a manter a tensão dentro dos limites regulamentares. Adicionalmente, os inversores das unidades de GD, como PV e eólica, podem igualmente ser explorados para regular a tensão através do controlo da potência reativa [6].

Estratégias baseadas no deslocamento ou na redução do consumo constituem outra alternativa para mitigar problemas de sobretensão. Por fim, os sistemas de armazenamento de energia permitem atenuar as flutuações de tensão, através do controlo dos ciclos de carga e descarga ao longo da rede [6].

Na literatura, estas soluções são frequentemente enquadradas em três estruturas de controlo: controlo centralizado, controlo descentralizado autónomo e controlo descentralizado coordenado [6].

2.7.5.1 Controlo Centralizado

Nesta abordagem, todas as decisões de controlo são tomadas por uma entidade central responsável pela coordenação e funcionamento da rede. A informação relativa ao estado dos diversos componentes é enviada a este coordenador através de canais de comunicação, permitindo ao sistema de gestão da rede analisar os dados em tempo real. Com base nessa análise, o coordenador determina as ações de controlo necessárias e envia os respetivos sinais de comando para os equipamentos distribuídos, assegurando uma operação integrada e coerente de todo o sistema [6].

Para que um controlador centralizado consiga regular a tensão ao longo de um ramal e mantê-la dentro dos limites permitidos, é essencial dispor de informação precisa sobre a tensão em vários pontos da rede. No entanto, as redes de distribuição raramente possuem sistemas SCADA completos, sendo comum existirem medições em tempo real apenas na subestação. Assim, a disponibilidade de dados ao longo do ramal é limitada, obrigando à utilização de valores estimados para colmatar a falta de medições. Embora os algoritmos de estimação de estado sejam amplamente utilizados em redes de transporte, onde existe uma grande densidade de medições, estes não podem ser aplicados diretamente às redes de distribuição devido à escassez de dados e às características específicas destas redes [6].

Para que a estimação de estado seja possível, o estimador necessita de um conjunto mínimo de informações sobre a rede. Entre os elementos essenciais incluem-se a topologia da rede de distribuição, os dados de impedância das linhas e transformadores, a caracterização das cargas dos consumidores e um conjunto reduzido de medições em tempo real [6].

Um sistema de gestão ativa da rede baseado em operação centralizada permite avaliar as diferentes estratégias destinadas a mitigar problemas de sobretensão em redes de distribuição com GD. Entre as alternativas consideradas destacam-se o corte temporário de geração em períodos de baixa procura, o controlo de potência reativa através de compensadores dedicados e a coordenação do OLTC da subestação, que ajusta continuamente a tensão da rede ao longo da área de influência. Estas abordagens visam assegurar que a tensão se mantém dentro dos limites regulamentares, mesmo face à variabilidade inerente à produção de energia renovável [6].

2.7.5.2 Controlo Autónomo Descentralizado

Na metodologia de controlo descentralizado autónomo, os dispositivos de regulação de tensão atuam de forma independente, reagindo exclusivamente às condições locais da rede. Cada controlador recolhe e processa informações provenientes dos sensores instalados na sua vizinhança imediata e aplica, de forma autónoma, as ações de controlo necessárias no seu próprio ponto de intervenção, sem recorrer a qualquer coordenação centralizada. Este tipo de abordagem possibilita uma resposta rápida e adaptada às variações locais de tensão ao longo do ramal [6].

2.7.5.3 Controlo Autónomo Coordenado

Nesta abordagem de controlo, as unidades de GD comunicam entre si, possibilitando uma perceção conjunta do estado da rede. Cada unidade partilha informações relativas ao seu estado, ações de controlo, planos e necessidades, permitindo uma coordenação mútua orientada para mitigar, de forma eficiente, problemas de sobretensão. A eficácia da regulação de tensão depende desta coordenação entre os dispositivos, uma vez que a atuação isolada pode revelar-se insuficiente ou mesmo contraproducente. Esta necessidade de cooperação tem motivado o desenvolvimento de metodologias de controlo coordenado baseadas em comunicação direta entre agentes, frequentemente designadas por abordagens *peer-to-peer*. Neste contexto, os sistemas multiagente emergem como uma tecnologia promissora para aplicações de regulação de tensão, oferecendo uma estrutura distribuída capaz de responder de forma adaptativa e colaborativa às condições variáveis da rede [6].

2.7.5.4 Controlo de Inversores por *Droop-e*

Os inversores instalados em sistemas fotovoltaicos com sistemas de acumulação de energia são, por norma, do tipo *Grid-Following Inverters* (GFL), ou seja, necessitam de uma referência externa, neste caso, a rede elétrica, para poderem produzir energia. Esta característica limita a sua capacidade de regulação da tensão de forma autónoma.

Com o objetivo de contornar estas limitações, investigadores da Universidade do Colorado em Boulder desenvolveram uma nova abordagem de controlo para inversores *Grid-Forming Inverters* (GFM), denominada *Droop-e*, ilustrada na Figura 2.12.

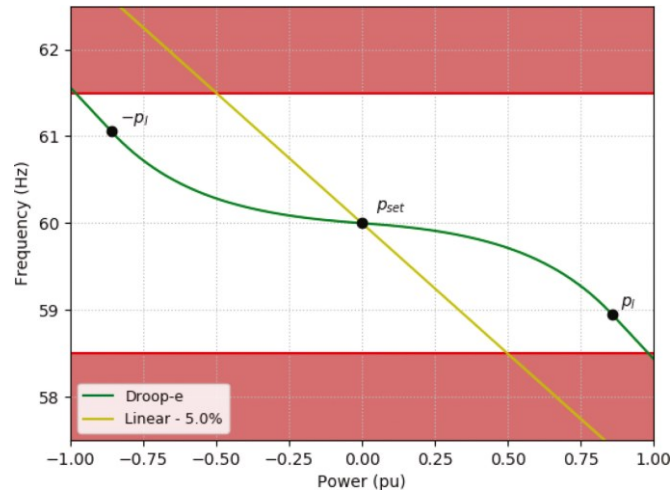


Figura 2.12 Comparação entre a função *Droop-e* e um controlo de droop linear [23].

Estes inversores possuem a capacidade de replicar o comportamento dos geradores síncronos convencionais, atuando na regulação da tensão e frequência. O *Droop-e* substitui a tradicional relação linear potência/frequência por uma função exponencial, permitindo um ajuste mais flexível e eficiente. Desta forma, os inversores GFM melhoraram a resiliência e o desempenho dinâmico das redes com elevada penetração de fontes renováveis, sendo compatíveis com controladores de tensão convencionais e adaptáveis a redes de diferentes dimensões. Além disso, esta abordagem constitui uma alternativa moderna aos métodos de controlo lineares, aproximando o comportamento dos inversores ao dos geradores síncronos clássicos [23].

2.7.5.5 Cooperação entre Inversores

As normas internacionais, nomeadamente a IEEE 1547, reconhecem atualmente a importância da participação dos inversores inteligentes no controlo da tensão em redes de distribuição. Este controlo pode ser realizado através do controlo da potência reativa (volt/var) e/ou do controlo da potência ativa (volt/watt). Devido ao elevado rácio R/X das redes de distribuição, a tensão apresenta maior sensibilidade a variações na potência ativa do que à potência reativa. Contudo, o controlo volt/watt implica a limitação da potência ativa gerada, reduzindo, por conseguinte, o retorno financeiro dos sistemas fotovoltaicos. Por este motivo, o método volt/var é o mais utilizado, permitindo ao inversor ajustar dinamicamente a potência reativa em função do valor eficaz da tensão. Em situações de

subtensão, o inversor injeta potência reativa para aumentar o nível de tensão, enquanto em casos de sobretensão absorve potência reativa, conforme ilustrado na Figura 2.13 [24].

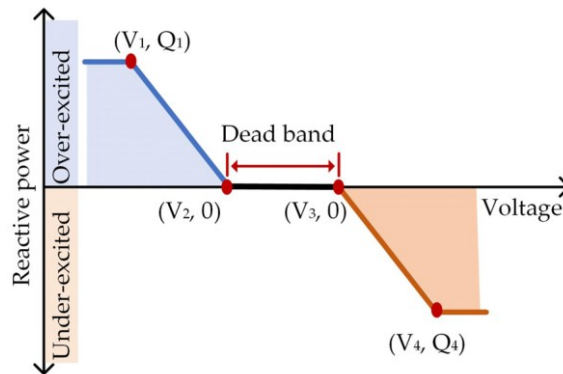


Figura 2.13 Controle de droop para potência reativa [24].

As definições do controlo volt/var, conforme estabelecido na norma IEEE 1547, já foram testadas em vários cenários operacionais, demonstrando eficácia na regulação da tensão. No entanto, uma das limitações deste controlo tipo *droop* volt/var é o sobreaquecimento térmico em cabos e transformadores, provocado pelo incremento dos fluxos de potência reativa. Normalmente, o sistema padrão de controlo do tipo *droop* volt/var aplica as mesmas configurações a todos os inversores, independentemente da sua localização ou capacidade [24].

Uma abordagem mais eficiente consiste em atribuir definições de *droop* individualmente otimizadas a cada inversor PV. A coordenação entre os inversores é alcançada através da resolução de um problema de otimização, formulado num ponto crítico de operação, no qual os parâmetros de *droop* funcionam como variáveis de controlo. Abordagens recentes propõem ajustes otimizados individualmente, bem como métodos híbridos de controlo de tensão e do fator de potência, com coordenação entre inversores via comunicação. Estas estratégias permitem melhorar a partilha de potência reativa e reduzir as perdas sob diferentes condições operacionais [24].

Dois métodos principais foram estudados: o primeiro método utiliza a informação sobre a potência reativa de todos os inversores para definir o valor do controlador, com o objetivo de igualar a partilha de potência reativa entre os inversores; o segundo método baseia-se na potência ativa medida de todos os inversores para resolver um problema de otimização, determinando o valor de *droop* que regula a tensão e minimiza as perdas de potência. Apesar do desempenho superior deste segundo método, a sua implementação é mais complexa e dispendiosa [24].

A metodologia utilizada emprega um controlador ao nível do ramal, que coordena sequencialmente os inversores instalados nesse ramal. Cada ramal possui um controlador *master*, normalmente o inversor mais a jusante, conforme ilustrado na Figura 2.14, que monitoriza a tensão local. Quando é detetada uma sobretensão, o controlador *master* ajusta o *setpoint* de potência reativa dos inversores no ramal para reduzir a tensão. Caso o ramal, isoladamente, não consiga eliminar a sobretensão, é ativado um modo cooperativo entre vários ramos, no qual os controladores *master* intervêm segundo uma ordem definida com base na sensibilidade da tensão de cada ramal [24].

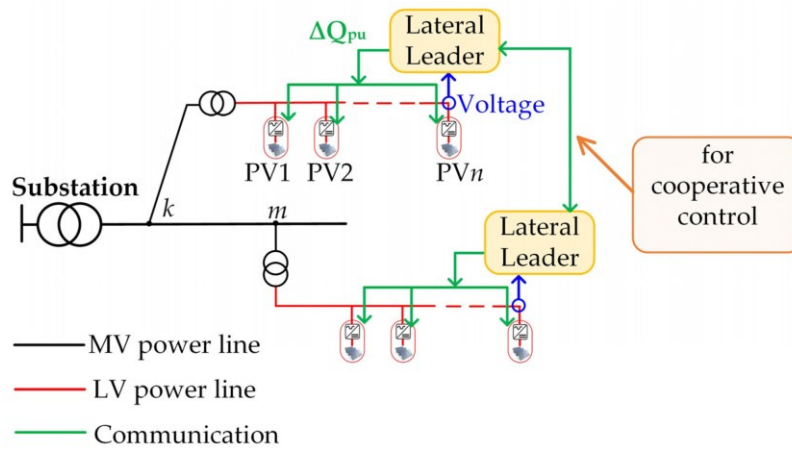


Figura 2.14 Sistema de controlo proposto [24].

O método evita a necessidade de aplicar definições de *droop* predefinidas, como nos controlos tradicionais “*droop volt/var*”, exigindo apenas uma comunicação de baixa largura de banda entre inversores, o que simplifica a implementação e aumenta a flexibilidade do controlo de tensão [24].

2.7.5.6 Zonas Dinâmicas de Controlo

No método de controlo dinâmico de zonas, ao contrário dos esquemas tradicionais em que cada unidade regula apenas a tensão no seu terminal, define-se zonas dinâmicas de controlo, atribuídas individualmente a cada elemento de geração distribuída, conforme mostra a Figura 2.15 [25].

Estas zonas são recalculadas em tempo real com base em dois fatores principais:

1. a capacidade atual da unidade para injetar ou absorver potência reativa;
2. a influência que essa unidade exerce sobre as tensões dos barramentos vizinhos, medida através de coeficientes de sensibilidade.

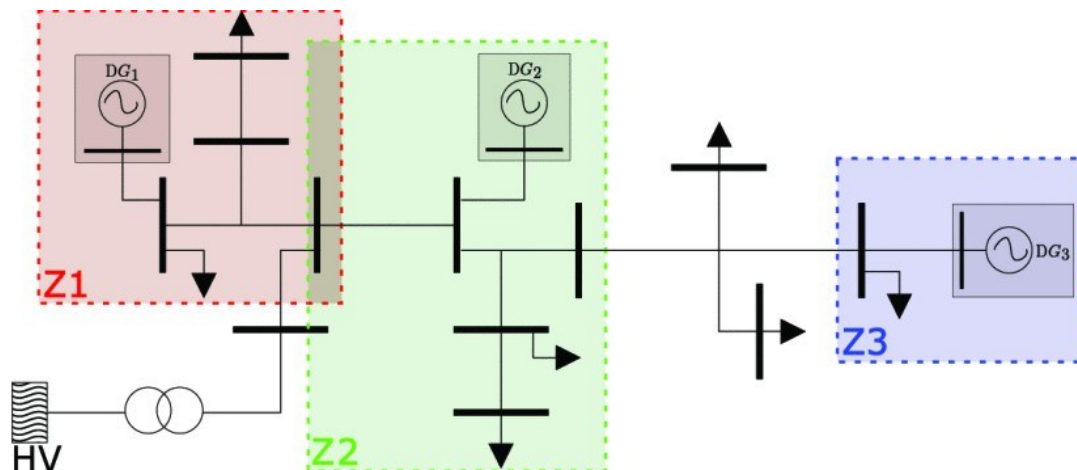


Figura 2.15 Zonas de controlo da cada unidade de produção distribuída [25].

Após a definição da zona de controlo para cada unidade de GD, torna-se necessário selecionar um barramento piloto. Neste método, o barramento piloto corresponde ao nó que exerce maior influência sobre os restantes barramentos da mesma zona. A identificação desse barramento é feita com base

nos coeficientes de sensibilidade associados a cada unidade de geração, que quantificam o impacto das variações de potência reativa nas tensões dos diferentes nós. Estes coeficientes são calculados previamente e apenas atualizados ocasionalmente, uma vez que tendem a manter-se relativamente estáveis ao longo do tempo [25].

Cada unidade de GD atua como um controlador descentralizado, mas recebe medições de tensão de múltiplos barramentos monitorizados. Desta forma, mesmo na ausência de comunicação entre unidades ou de um controlador central, as unidades de GD conseguem cooperar indiretamente, garantindo que as tensões se mantenham dentro dos limites regulamentares. O controlador local utiliza um regulador PI, ajustando a potência reativa conforme necessário e respeitando a curva de capacidade do gerador [25].

O método foi testado num modelo real de grande escala de uma rede de 34,5 kV da Costa Rica, com cinco unidades de GD. Os resultados mostram que o esquema proposto mantém as tensões dentro da banda desejada durante mais de 99% do tempo, superando claramente o controlo tradicional. Além disso, promove uma partilha mais equilibrada do esforço de controlo entre as unidades, evitando que uma única unidade opere frequentemente nos seus limites de potência reativa. As zonas de controlo são dinâmicas, variando ao longo do dia para se adaptarem às condições de carga, geração e tensão [25].

Embora este método tenha sido aplicado a uma rede de média tensão, onde a potência reativa tem um impacto significativo no controlo de tensão, o conceito de zonas dinâmicas de controlo pode servir como ponto de partida para a adaptação de esquemas de controlo a redes de BT.

Os sistemas de controlo de tensão são já amplamente utilizados nas redes de transporte de energia, no entanto, nas redes de BT não tem sido comum aplicar tecnologias tão avançadas. No Apêndice D apresenta-se uma revisão dos principais métodos de controlo em redes de transporte de energia. No Apêndice E apresenta-se um quadro-resumo com as vantagens e desvantagens de cada método, bem como uma breve descrição da aplicação típica.

No Apêndice F encontra-se outras alternativas aos sistemas convencionais, as quais poderão desempenhar um papel importante em futuros sistemas de regulação de tensão.

2.8 Conversores de Potência

Um conversor tem como função fundamental estabelecer a interface entre duas fontes de energia, ou entre uma fonte e uma carga, assegurando a compatibilidade elétrica entre ambas. Para esse efeito, realiza a conversão de uma forma de energia elétrica noutra, quer através da adaptação do nível de tensão, quer da transformação do tipo de corrente, de alternada (AC) para contínua (DC), ou vice-versa. Este processo assume um papel central nos sistemas de eletrónica de potência, permitindo a integração eficiente de diferentes tecnologias de geração e armazenamento, a adequação da energia fornecida às necessidades específicas da carga e a melhoria global da eficiência e estabilidade do sistema elétrico [26].

A conversão eletrônica de energia elétrica assume, atualmente, um papel primordial nas atividades relacionadas com a eletricidade, sobretudo no que respeita à sua utilização. Esta tecnologia permite controlar o fornecimento de energia de acordo com as condições exigidas pelas mais diversas cargas, garantindo elevados níveis de eficiência e estabilidade no sistema. Paralelamente, os conversores eletrônicos de potência modernos possibilitam que a maioria das cargas apresente um comportamento praticamente resistivo do ponto de vista da rede elétrica. Este facto contribui para [27]:

1. A redução de distorções harmónicas e melhoria da qualidade da energia;
2. A simplificação da análise e modelação das cargas;
3. O aumento da compatibilidade e integração de diferentes dispositivos e sistemas elétricos.

2.8.1 Conversor AC-DC

O conversor AC-DC, também designado por retificador, tem como função realizar a conversão de uma tensão AC para uma tensão DC, conforme ilustrado na Figura 2.16.

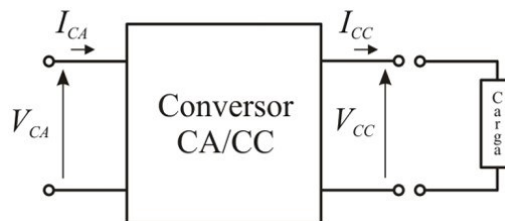


Figura 2.16 Conversor AC-DC genérico [28].

Este processo é fundamental em inúmeros sistemas elétricos e eletrónicos, uma vez que grande parte dos dispositivos e cargas modernas operam em corrente contínua. Existem diferentes topologias de retificadores, entre as quais se destacam:

1. Retificador de meia onda: utiliza apenas um meio ciclo da tensão alternada, resultando numa saída pulsante com elevado *ripple*;
2. Retificador de onda completa: aproveita ambos os ciclos da tensão alternada, reduzindo o *ripple* e aumentando a eficiência;
3. Retificador controlado através de semicondutores: permite ajustar o instante de condução e, conseqüentemente, controlar o valor médio da tensão de saída.

Após o processo de retificação, é comum recorrer à utilização de filtros, condensadores, bobines ou ambos, para suavizar a forma de onda e obter uma tensão contínua mais estável. No âmbito deste trabalho serão abordados exclusivamente retificadores controlados ativamente. Na Figura 2.17 está ilustrado um conversor básico AC/DC, controlado por *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT).

Neste tipo de conversores, o objetivo principal consiste em manter a tensão U_{dc} praticamente constante, garantindo a estabilidade da tensão fornecida à carga. Para tal, recorre-se ao controlo dinâmico da abertura e do fecho dos interruptores semicondutores T_1, T_2, T_3, T_4 , cuja atuação coordenada assegura o fluxo de corrente necessário para sustentar o valor de U_{dc} .

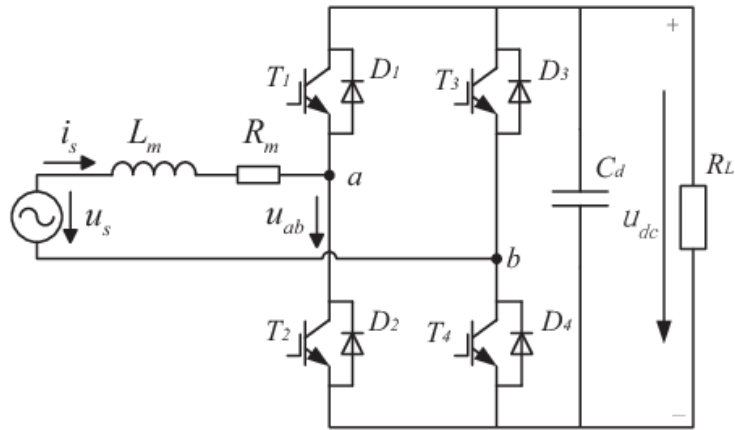


Figura 2.17 Conversor AC/DC [29].

Quando os interruptores T_1 e T_4 se encontram fechados, Figura 2.18 (a), o condensador é carregado, contribuindo para a manutenção da tensão U_{dc} . O processo é posteriormente invertido através da atuação do outro conjunto de interruptores, como ilustrado na Figura 2.18 (b). O intervalo de tempo durante o qual cada interruptor permanece aberto ou fechado determina o valor final da tensão U_{dc} . Na Figura 2.18 (c) apresenta-se o circuito simplificado, representado por dois interruptores que operam sempre em estados opostos durante o funcionamento do conversor. Desta forma, é garantida a alternância entre os modos de operação, ilustrados na Figura 2.18 (a) e na Figura 2.18 (b), assegurando o correto funcionamento do conversor.

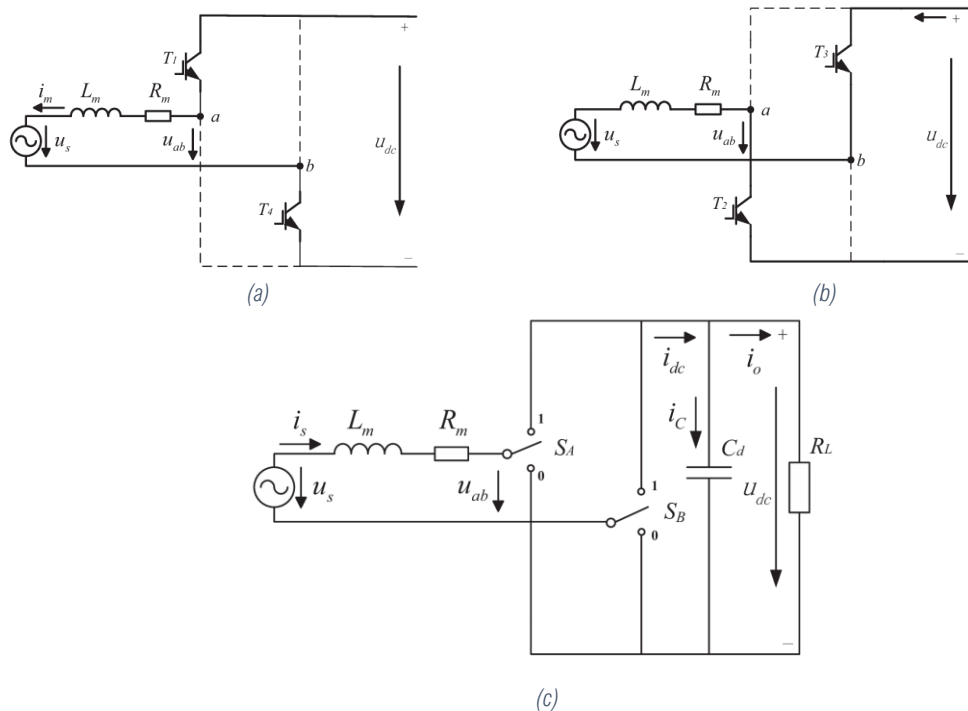


Figura 2.18 Conversor AC/DC com IGBT [29]: (a) Carregamento do condensador no ciclo positivo da tensão AC; (b) Carregamento do condensador no ciclo negativo da tensão AC; (c) Circuito simplificado.

A viabilidade deste processo depende da existência de um sistema de controlo adicional, responsável por monitorizar continuamente as variáveis elétricas relevantes e por ajustar, em tempo real, o funcionamento dos interruptores. A descrição detalhada deste sistema é apresentada na secção 2.8.3, onde são abordados os algoritmos e as estratégias de regulação.

2.8.2 Conversor DC-AC

O conversor DC-AC, representado na Figura 2.19, produz naturalmente o efeito inverso ao do conversor AC/DC, ou seja, converte uma tensão DC numa tensão AC.

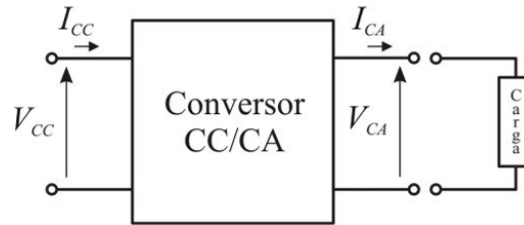


Figura 2.19 Conversor DC-AC [28].

Os conversores que permitem a conversão de corrente contínua em corrente alternada são também designados por inversores. Estes podem ser classificados em três categorias principais [26]:

1. Inversores de fonte de tensão;
2. Inversores de fonte de corrente;
3. Inversores de fonte de impedância.

Atualmente, estes dispositivos são amplamente utilizados em sistemas de produção de energia proveniente de fontes renováveis de baixa potência, como a energia solar PV ou a energia eólica de pequena escala, desempenhando um papel crucial na integração destas tecnologias na rede elétrica. No caso do conversor ilustrado na Figura 2.20, o objetivo principal consiste em manter a tensão de saída u_o dentro do valor definido, garantindo que a energia fornecida à carga ou injetada na rede cumpre os requisitos de qualidade e estabilidade.

De forma análoga aos conversores anteriormente descritos, o controlo da tensão de saída u_o é realizado através da gestão dinâmica da abertura e fecho dos interruptores semicondutores (Q'_1, Q''_1, Q'_2 e Q''_2). A atuação destes dispositivos é coordenada de forma precisa, assegurando o fluxo de corrente necessário para manter a tensão u_o dentro dos limites especificados. O valor da tensão de saída é monitorizado continuamente e enviado ao controlador, que ajusta os tempos de fecho e abertura dos interruptores, garantindo, assim, uma regulação adequada da tensão. O sistema de controlo adotado é idêntico ao definido para o conversor AC/DC.

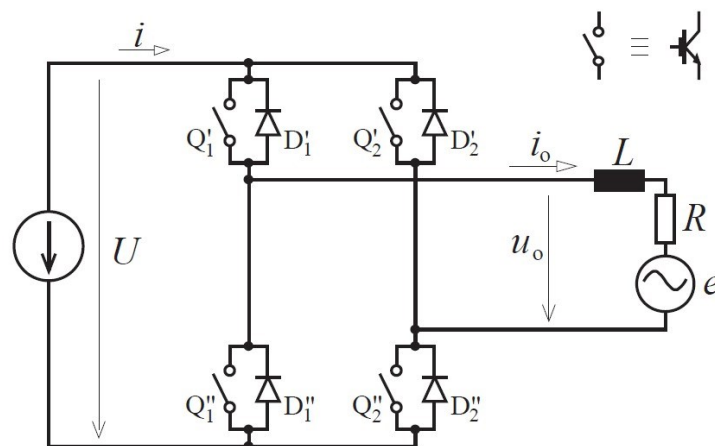


Figura 2.20 Conversor controlado DC/AC [30].

2.8.3 Controlo de Conversores

Os conversores, AC/DC (retificadores) ou DC/AC (inversores), necessitam de um sistema de controlo que regule a atuação dos interruptores semicondutores. Este sistema é responsável por coordenar, de forma precisa, a abertura e o fecho dos dispositivos, garantindo que a tensão e a corrente de saída se mantêm dentro dos valores exigidos e que o funcionamento global do conversor é estável, eficiente e fiável. Neste contexto, serão abordadas duas estratégias de controlo dos interruptores:

1. Modulação por Largura de Impulsos (PWM);
2. Modo de deslizamento (*Sliding Mode Control*).

2.8.3.1 Modulação por Largura de Impulsos (PWM)

A modulação por largura de impulsos (PWM) é uma das técnicas mais conhecidas e amplamente utilizadas no controlo de diversas topologias de conversores eletrónicos de potência. O seu princípio baseia-se na comparação entre um sinal de referência (moduladora) e uma portadora triangular. A variação do sinal de referência permite ajustar a duração (largura) dos impulsos resultantes do processo de comparação, modificando assim a tensão média aplicada à saída do circuito [31]. Nos controladores de tensão, o parâmetro relevante não é o valor médio da tensão do sinal PWM, mas sim a duração do impulso no estado ligado.

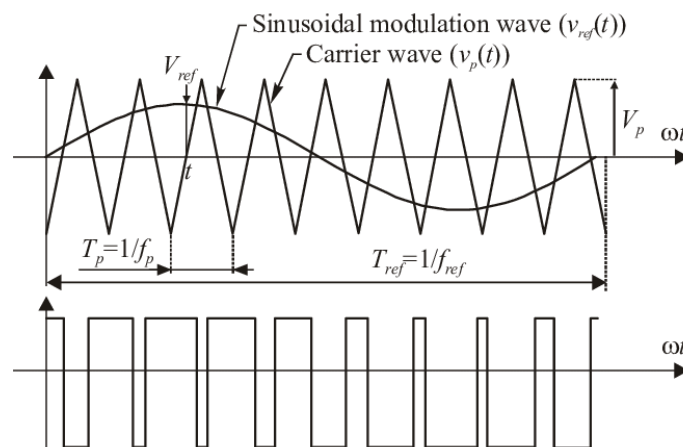


Figura 2.21 Modulação e controlo PWM [32].

O tempo de condução define o estado de funcionamento dos interruptores semicondutores, permitindo regular a tensão de saída do conversor. A variação do impulso ao longo do tempo, é a resposta às condições da carga ou às referências impostas pelo sistema de controlo e assegura que a tensão de saída se mantém dentro dos limites especificados, mesmo perante perturbações ou variações dinâmicas. Desta forma, a modulação PWM cria um sinal de controlo digital do tipo *ON/OFF*, que regula diretamente o estado de condução dos interruptores semicondutores. O princípio de funcionamento incide na comparação entre o sinal de referência v_{ref} e a portadora triangular v_p :

1. Quando $v_{ref} > v_p$, é gerado um sinal de controlo no estado ligado (*ON*), ativando os interruptores correspondentes;
2. Quando $v_{ref} < v_p$, o sinal de controlo passa para o estado desligado (*OFF*), interrompendo a condução.

Este processo de comutação digital permite ajustar com precisão o tempo de condução de cada ciclo, assegurando o controlo eficaz da tensão média de saída do conversor. No caso dos circuitos representados na Figura 2.17 e na Figura 2.20, o estado *OFF* não representa o desligar dos interruptores, mais sim a troca do conjunto de interruptores ligados em simultâneo, conforme ilustrado na Figura 2.18 (a) e na Figura 2.18 (b). A tensão de referência v_{ref} não tem de ser necessariamente sinusoidal, mas sim um sinal que varia dependendo do *output* necessário.

2.8.3.2 Controlo por Modo Deslizamento

No modo de deslizamento ou histerese, o controlo baseia-se numa estratégia não linear que força o sistema a seguir uma referência de controlo previamente definida. Este modo garante uma maior robustez perante variações de parâmetros e perturbações externas, sendo particularmente útil em sistemas de potência sujeitos a incertezas ou variações rápidas de carga.

O controlo é determinado pelo erro das variáveis de estado do sistema, cujo objetivo é determinar o valor de controlo necessário para que essas variáveis convirjam para os valores de referência, ou seja, para que os erros sejam anulados.

Para tal, define-se uma função dependente do erro e do tempo, denominada superfície de deslizamento, que representa o conjunto de estados desejados para o sistema. Idealmente, este tipo de controlo conduziria a uma frequência de comutação tendencialmente infinita, o que é fisicamente irrealizável num conversor real devido às limitações dos dispositivos semicondutores e às perdas associadas. Para contornar esta limitação, introduz-se uma largura de histerese em torno da superfície de deslizamento, permitindo que o sistema oscile dentro de uma banda definida [31].

De forma prática, são definidas duas balizas, uma inferior e outra superior em torno do valor referência, conforme a Figura 2.22, garantindo um funcionamento prático e robusto do sistema de controlo.

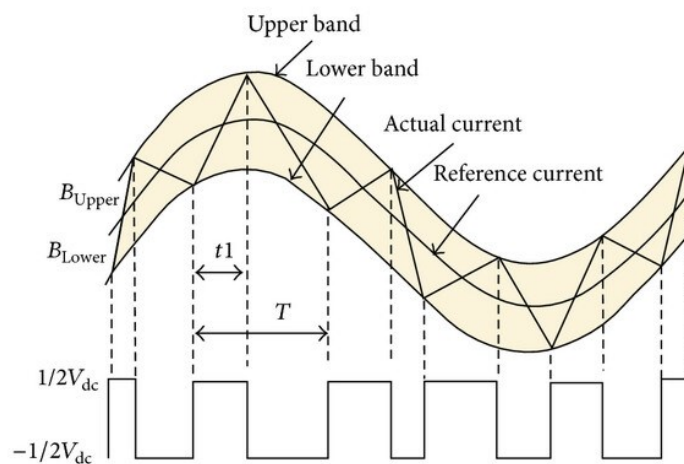


Figura 2.22 Controlo por histerese [33].

Quando o valor da saída excede uma das balizas, *Upper band* ou *Lower band*, é gerado um sinal de controlo que comuta os interruptores para o estado oposto ao anterior. O nível de precisão do sistema é diretamente proporcional à distância entre as duas balizas; contudo, uma largura demasiado reduzida

conduz a comutações em frequências muito elevadas, algo que nem sempre é viável ou realizável em determinados circuitos. Este tipo de controlo é bastante robusto e tem como vantagens o facto de aproveitar a natureza comutada dos conversores, ser independente dos parâmetros do sistema e reduzir a ordem do sistema, facilitando o seu controlo. Por outro lado, dado que as comutações ocorrem apenas quando necessário, o modo de deslizamento é caracterizado por ter uma frequência de comutação variável [31].

2.9 Técnicas de Controlo

Os sistemas de controlo utilizados em tarefas industriais são, na sua maioria, sistemas de malha fechada, conforme ilustrado na Figura 2.23. Este tipo de configuração apresenta especial interesse, uma vez que proporciona maior precisão e menor sensibilidade a perturbações externas e a variações de parâmetros do processo [34]. No entanto, quando mal dimensionados, estes sistemas podem originar instabilidades, sobretudo em situações em que são aplicados ganhos excessivos ou quando existem atrasos significativos na resposta do sistema [34].

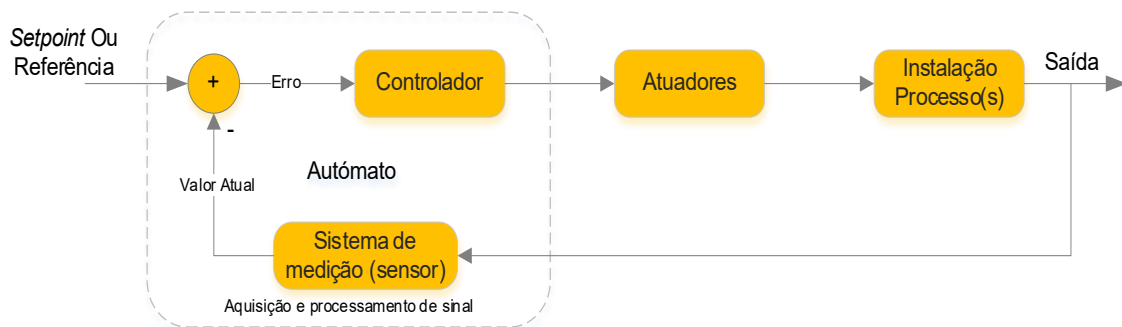


Figura 2.23 Diagrama de blocos de um sistema de controlo em malha fechada.

Num sistema de malha fechada, o valor atual da variável a controlar é realimentado no sistema após ser medido. Este valor é então comparado com o valor desejado, normalmente designado por *setpoint* ou de valor de referência. A diferença entre o valor medido e o valor de referência gera o erro de controlo, que serve como entrada para o controlador. Com base nesse erro, o controlador ajusta a ação de controlo de forma a reduzir a discrepância, assegurando que a variável controlada segue o valor de referência com a maior precisão possível [34].

Existem diversos tipos de controladores aplicáveis em sistemas de controlo automático. Neste trabalho, serão abordados apenas os controladores do tipo PID, dada a sua ampla utilização em aplicações industriais e académicas. A escolha deste tipo de controlador justifica-se pela sua versatilidade, pela capacidade de eliminar o erro em regime permanente e pela possibilidade de ajustar a resposta dinâmica do sistema através da combinação das ações proporcional, integral e derivativa.

2.9.1 Controladores PID

O controlador PID ou simplesmente PID, é um controlador contínuo composto por três componentes distintas, que podem ser configuradas individualmente de acordo com o tipo de resposta desejada.

Na prática, os PID encontram-se implementados no interior de controladores equipados com microprocessadores ou em autômatos programáveis de controlo. Um PID atua sobre os processos através de três modos distintos, designados por ações de controlo, cada um reagindo de forma diferente ao erro presente no sistema e contribuindo para a sua minimização:

1. **Controlo Proporcional (P):** o sinal de controlo é proporcional ao erro instantâneo. O fator de proporcionalidade é denominado ganho proporcional ou sensibilidade. Esta ação permite uma resposta rápida, mas não elimina totalmente o erro em regime permanente [34].
2. **Controlo Integral (I):** o sinal de controlo é proporcional ao integral do erro ao longo do tempo, contabilizando o erro acumulado desde o instante inicial. Esta ação elimina erro em regime permanente, mas pode introduzir oscilações se não for corretamente ajustada [34].
3. **Controlo Derivativo ou Diferencial (D):** o sinal de controlo é proporcional à derivada temporal do erro, ou seja, à velocidade de variação do erro. Esta ação permite antecipar tendências, reduzindo oscilações e melhorando a estabilidade transitória do sistema [34].

A combinação destes três tipos de ação de controlo, conforme ilustrado na Figura 2.24, dá origem ao controlador amplamente conhecido na indústria como PID. No entanto, em muitas aplicações práticas, apenas algumas destas componentes são implementadas, originando variantes simplificadas, como os controladores P, PI ou PD. A escolha entre estas versões depende das necessidades específicas do sistema e do equilíbrio desejado entre simplicidade e desempenho.

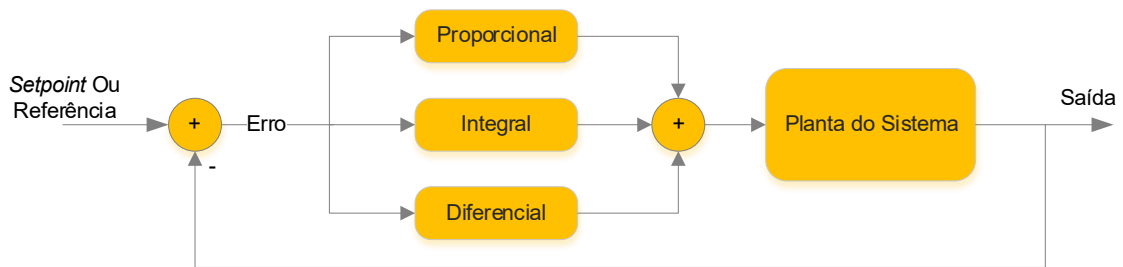


Figura 2.24 PID com todas as componentes.

Na Tabela 2.1 estão descritos os três componentes matemáticos de um controlador PID, onde a variável $e(t)$ representa o erro do sistema que resulta da subtração do valor de referência com o valor de saída ou atual do sistema. A componente proporcional é representada pela sua constante multiplicada pelo erro $e(t)$; a componente integral corresponde à sua constante multiplicada pelo integral do erro $e(t)$ no respetivo intervalo de tempo; e a componente diferencial resulta da multiplicação da sua constante pela derivada do erro $e(t)$. A soma destas três componentes resulta no sinal de controlo do controlador do tipo PID. O cálculo da constante proporcional, integral e derivativa resulta de um processo matemático que correlaciona os diversos parâmetros de um sistema em função da resposta a uma variação na entrada ou a uma perturbação do próprio sistema.

Tabela 2.1 Componentes matemáticas de um PID.

Componente Proporcional	Componente Integral	Componente Diferencial
$K_p e(t)$	$K_i \int e(t) dt$	$K_d \frac{de(t)}{dt}$

Considerando o sistema ilustrado na Figura 2.25, estão representados os principais componentes de um sistema de controlo em malha fechada com *feedback* unitário [34].

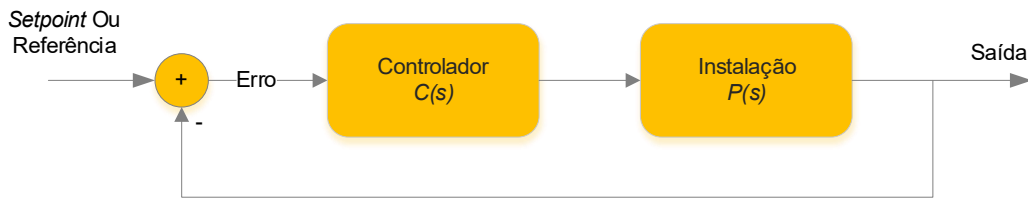


Figura 2.25 Sistema em malha fechada.

Neste tipo de configuração, o valor de referência, ou valor desejado, é comparado com a variável medida no ponto de realimentação. A diferença entre ambos gera o erro de controlo, que é processado pelo controlador. O sinal de saída do controlador $C(s)$ atua sobre o processo ou planta $P(s)$, cuja resposta é novamente medida e realimentada no sistema, fechando o ciclo de controlo [34].

Esta estrutura garante que o sistema se ajusta continuamente às variações internas e externas, reduzindo o erro e assegurando uma maior precisão e estabilidade no seguimento do valor de referência.

Definido $m(t)$ como o sinal de saída do controlador, neste caso do tipo PID, a equação do controlador é expressa por [34]:

$$m(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt + K_d \frac{de(t)}{dt} \quad (2.2)$$

onde K_p é o ganho proporcional, K_i o ganho integral, K_d o ganho diferencial, $e(t)$ o erro e t o tempo de integração. Aplicando a transformada de Laplace, obtemos [34]:

$$\frac{M(s)}{E(s)} = C(s) = \frac{K_p s + K_i + K_d s^2}{s} \quad (2.3)$$

onde s representa a frequência complexa e $C(s)$ o controlador. A transformada de Laplace permite analisar o sistema no domínio da frequência, o que, em muitos casos, simplifica o projeto e a síntese dos controladores. Ao converter as equações diferenciais do domínio do tempo em expressões algébricas no domínio de Laplace, é possível representar o sistema através da sua função de transferência, estudar a estabilidade e o comportamento dinâmico de forma mais direta, facilitando o cálculo de parâmetros como polos, zeros e a resposta em frequência.

Os valores das constantes K_p , K_i e K_d do controlador devem agora ser determinados de forma a produzir o efeito desejado para o controlo do sistema. Este processo consiste em ajustar os ganhos proporcional, integral e derivativo de modo a assegurar:

1. Estabilidade do sistema em malha fechada;
2. Rapidez de resposta sem oscilações excessivas;
3. Eliminação do erro em regime permanente;
4. Robustez face a variações de parâmetros e perturbações externas.

A escolha adequada destes valores é fundamental para que o controlador PID cumpra os requisitos de desempenho definidos, equilibrando a precisão, rapidez e estabilidade.

2.9.1.1 Parâmetros da Resposta no Tempo

A resposta no tempo representa o comportamento de um sistema ao longo do tempo, quando este é sujeito a uma determinada entrada. A resposta é caracterizada por duas componentes principais [34]:

1. Parte transitória, correspondente ao período inicial em que o sistema ajusta a sua saída até se aproximar do valor desejado;
2. Parte estacionária, correspondente ao regime permanente, onde o sistema estabiliza em torno do valor de referência.

Os principais parâmetros de análise da resposta no tempo são [34]:

1. Tempo de subida t_r : intervalo necessário para que a saída do sistema evolua, normalmente em resposta a uma entrada em degrau unitário, desde um valor inicial até atingir, pela primeira vez, uma percentagem definida do valor final (tipicamente de 10% a 90%);
2. Tempo de estabelecimento ou *settling time* t_s : tempo necessário para que a resposta permaneça dentro de uma faixa de tolerância em torno do valor final, sem ultrapassagens significativas;
3. *Overshoot*: valor máximo da saída que excede o valor de referência, expresso normalmente em percentagem relativamente ao valor final.

2.9.1.2 Parâmetros da Resposta em Frequência

Por vezes, torna-se inevitável recorrer à análise da resposta em frequência no projeto de determinados sistemas de controlo. A análise em frequência permite avaliar o comportamento do sistema quando este é sujeito a uma entrada cuja frequência varia ao longo do tempo.

Os sistemas são caracterizados pela frequência natural não amortecida do sistema, designada de ω_n . Outro parâmetro importante é a frequência da resposta do sistema, designado de ω_p , que, de forma genérica, define a velocidade de resposta do sistema. A frequência de resposta de um sistema de segunda ordem é caracterizada por [35], [36]:

$$\omega_p = \omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (2.4)$$

onde ξ é um parâmetro adimensional designado de coeficiente de amortecimento, que indica o grau de amortecimento e determina o comportamento oscilatório do sistema. O coeficiente de amortecimento é caracterizado pelos seguintes valores [34]:

- $\xi = 0$ Sistema não amortecido, oscila infinitamente;
- $0 < \xi < 1$ Sistema subamortecido, oscila com decaimento;
- $\xi = 1$ Sistema criticamente amortecido, retorno rápido sem oscilações;
- $\xi > 1$ Sistema sobreamortecido, retorno lento sem oscilações.

Num sistema de segunda ordem, o tempo de subida depende da frequência natural não amortecida e do coeficiente de amortecimento. Estes estão relacionados pela equação [35], [36]:

$$t_r \approx \frac{\pi - \theta}{\omega_n \sqrt{1 - \xi^2}} \quad (2.5)$$

onde θ é o $\arccos(\xi)$. O valor de t_r mede a velocidade de resposta do sistema, que naturalmente é inversamente proporcional à frequência natural não amortecida do sistema. O ξ apenas controla o amortecimento, ou seja, controla o tempo que o sistema demora a atingir o valor final desejado.

Para sistemas industriais onde $0,2 < \xi < 0,8$, o tempo de subida depende, sobretudo, da frequência natural do sistema. Na prática, é comum utilizar a seguinte aproximação empírica [35] - [37]:

$$t_r \approx \frac{2,2}{\omega_n} \quad (2.6)$$

O fator 2,2 resulta da análise da curva típica de resposta ao degrau e da média dos valores obtidos para diferentes coeficientes de amortecimento, constituindo uma regra prática utilizada em engenharia para simplificar cálculos, sem necessidade de resolver as equações mais complexas [35] - [37].

2.9.1.3 Sistemas de Segunda Ordem

O controlador PID é definido no domínio de Laplace por:

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \quad (2.7)$$

Quando aplicado a um sistema de segunda ordem, os parâmetros ξ e ω_n surgem na função de transferência em malha fechada na seguinte forma [35], [36]:

$$G(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.8)$$

Com base nestes valores, realizam-se todas as operações necessárias para configurar as constantes de ganho do controlador PID e para definir os limites de funcionamento do sistema, assegurando que a resposta permanece dentro das margens de segurança e tolerância especificadas. Desta forma, a afinação (*tuning*) do PID é diretamente determinada pelos parâmetros do sistema, permitindo que o controlador atue de forma eficiente e precisa [35] - [37].

2.9.2 Phase-Locked Loop

Nos diversos ramos da engenharia, por vezes é necessário determinar a frequência de um determinado sinal. Essa operação nem sempre é simples, sobretudo quando a frequência do sinal pode oscilar de forma aleatória. A necessidade de obter a frequência de um sinal surge frequentemente

da exigência de multiplicar dois sinais, para efeitos de correção ou manipulação do sinal, sendo sempre necessário garantir que a multiplicação é realizada de forma sincronizada. Para garantir essa sincronização, utiliza-se um *Phase-Locked Loop* (PLL), conforme ilustrado na Figura 2.26 [38].



Figura 2.26 Esquema genérico de um PLL [38].

O PLL é um sistema de controlo que compara a frequência e a fase de um sinal de entrada com a frequência de um oscilador interno. Através de um mecanismo de realimentação, o PLL ajusta continuamente o oscilador até que ambos apresentem a mesma frequência, mantendo uma diferença de fase constante entre os dois sinais. Importa salientar que um PLL não requer que a diferença de fase seja nula; apenas tem de garantir que essa diferença permanece constante, ou seja, sem variações. Desta forma, o sistema consegue extrair com precisão a frequência e a fase de um sinal, fornecendo uma referência estável. Um PLL é composto principalmente pelos seguintes componentes [38]:

1. Detetor de Fase: Compara a fase do sinal de entrada com a fase do sinal de saída proveniente do Oscilador Controlado por Tensão (VCO), produzindo um sinal de erro proporcional à diferença de fase;
2. Filtro Passa-Baixo (*Low Pass Filter*, LPF): Filtra os componentes de alta frequência do sinal de erro, deixando apenas o componente contínuo (erro médio de fase);
3. Oscilador Controlado por Tensão (*Voltage-Controlled Oscillator*, VCO): Gera um sinal de saída cuja frequência depende da tensão de controlo recebida do sinal de erro filtrado, ajustando a sua frequência até que a fase coincida com a do sinal de entrada.

Numa fase inicial, o PLL arranca na frequência central para a qual o VCO foi projetado. Na fase seguinte, o PLL entra em modo de captura, realizando um varrimento pelas várias frequências possíveis até encontrar uma frequência coincidente com a frequência do sinal de entrada. Quando o sistema atinge o estado de bloqueio (*locked*), a frequência de saída passa a seguir a frequência de entrada, mantendo uma relação de fase constante entre ambos os sinais.

3 DEFINIÇÃO DO MODELO DA REDE DE BAIXA TENSÃO

Neste capítulo apresenta-se o modelo que caracteriza uma rede de BT, cujo principal objetivo é representar com precisão o comportamento elétrico e estrutural de um sistema real. Esta representação permite realizar análises, planejar intervenções, otimizar o desempenho da rede e avaliar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

A utilização de modelos de simulação constitui uma ferramenta fundamental no estudo de redes elétricas, uma vez que permite realizar análises detalhadas sem necessidade de intervir diretamente na infraestrutura física. Esta abordagem possibilita uma redução significativa dos custos operacionais e de desenvolvimento, bem como a avaliação de um vasto conjunto de cenários operacionais e de contingência. Assim, torna-se possível testar o desempenho da rede, prever o seu comportamento sob diferentes condições de carga e identificar eventuais limitações ou necessidades de reforço, sem risco de danificar equipamentos ou de interromper o fornecimento de energia.

Nos tópicos seguintes são descritos os principais elementos que compõem o modelo da rede de BT, nomeadamente os condutores, transformadores, pequenas unidades de produção e cargas, bem como as equações e parâmetros elétricos que permitem a sua representação matemática. São igualmente apresentadas as hipóteses de modelação adotadas e os critérios de validação utilizados, com vista a garantir a coerência e a fiabilidade dos resultados obtidos nas simulações.

Do ponto de vista da simulação, uma rede de BT pode ser modelada conforme ilustrado na Figura 3.1. Neste enquadramento, o PT é representado como a fonte de alimentação da rede, enquanto a linha de distribuição é segmentada em várias secções. Em cada uma destas secções são ligadas cargas em paralelo, refletindo a configuração real da rede, na qual diferentes consumidores se encontram distribuídos ao longo do seu percurso [39].

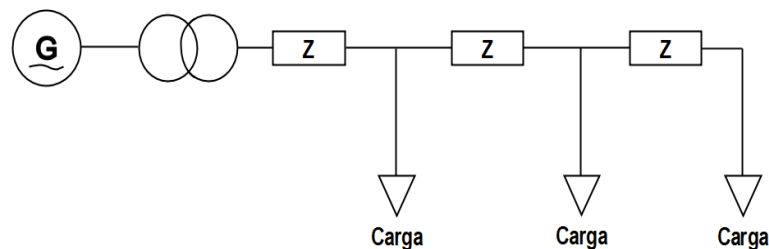


Figura 3.1 Modelação de uma rede de BT.

Cada segmento da linha de BT pode ser caracterizado pela sua impedância elétrica, a qual depende do comprimento e das propriedades físicas da secção do cabo. Esta impedância provoca uma queda de tensão ao longo do percurso da corrente, sendo essa queda diretamente proporcional à intensidade da corrente e aos parâmetros elétricos da linha. Assim, quanto maior for a corrente ou a impedância do segmento, maior será a redução da tensão na extremidade da rede.

Para a análise da injeção de potência em redes de BT, o modelo considera não apenas as cargas, mas também as fontes de GD, conforme ilustrado na Figura 3.2. Estas unidades de produção, frequentemente baseadas em tecnologias renováveis, como sistemas fotovoltaicos, são integradas ao longo da rede, modificando o comportamento elétrico tradicional. A inclusão da GD implica que o fluxo de potência deixa de ser exclusivamente descendente, da rede para as cargas, passando a ser

bidirecional, influenciando o perfil de tensão, a qualidade da energia, o fluxo de potência e as respetivas perdas. Este cenário requer uma abordagem baseada na análise do fluxo de potência, permitindo avaliar o impacto da microgeração na estabilidade da rede, na regulação de tensão e na conformidade com os limites normativos.

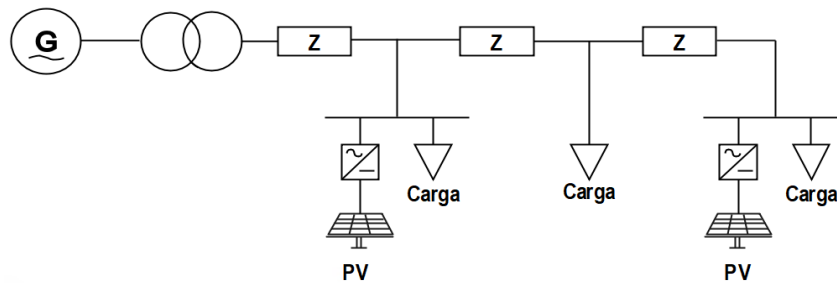


Figura 3.2 Modelação de uma rede de BT com injeção de energia.

As unidades de GD podem ser integradas em qualquer segmento da rede de BT, encontrando-se normalmente associadas a um ponto de consumo. A inclusão destas fontes no modelo é essencial para representar, de forma realista, o comportamento das redes de BT modernas, caracterizadas pela coexistência de consumidores que, em determinados períodos, também atuam como produtores.

3.1 Topologia da Rede

Uma rede de distribuição de BT tem como objetivo assegurar a ligação dos consumidores finais aos sistemas de produção de energia, garantindo o fornecimento adequado para o funcionamento dos seus equipamentos. Para além de distribuir energia proveniente da rede elétrica convencional, estas redes podem integrar produção descentralizada, proveniente de fontes renováveis de produtores independentes, como sistemas fotovoltaicos de pequena escala. Esta integração contribui para um sistema elétrico mais sustentável, resiliente e diversificado, promovendo simultaneamente a transição energética, [15], [18].

As redes de BT podem assumir diferentes configurações, consoante os requisitos de fiabilidade, dos custos de implementação e da densidade de carga. As principais topologias são:

1. **Rede Radial:** Configuração mais simples, em que cada ramal é alimentado a partir de um único ponto. Apresenta baixo custo e facilidade de operação, mas baixa fiabilidade, uma vez que uma falha interrompe o fornecimento a todos os consumidores a jusante;
2. **Rede em Árvore:** Evolução da rede radial, composta por uma alimentação principal com vários sub-ramais. Permite uma maior cobertura e flexibilidade de expansão, mantendo uma estrutura simples e económica, embora continue vulnerável a falhas de alimentação;
3. **Rede em Anel (malha aberta):** Estrutura circular normalmente operada aberta num ponto. Proporciona maior continuidade de serviço, uma vez que permite alimentação alternativa em caso de avaria, mas exige maior investimento e complexidade dos sistemas de proteções;

4. **Rede Malhada** (malha fechada): Todos os pontos da rede estão interligados, permitindo múltiplos percursos de alimentação. Oferece elevada fiabilidade e flexibilidade operacional, mas apresenta custos de instalação e controlo significativamente superiores, além de tornar mais complexo o despiste de avarias, razão pela qual não é utilizada em condições normais de operação.

3.2 Linhas e Cabos de BT

As redes de BT existentes são predominantemente do tipo aéreo, sendo as redes subterrâneas mais comuns em zonas urbanas. Estas redes são constituídas por condutores isolados de cobre ou de alumínio. Nas redes aéreas, devido às restrições associadas ao peso e aos esforços mecânicos, utilizam-se principalmente cabos do tipo LXS (cabos torçados) em alumínio. A escolha das secções dos condutores é determinada pelo comprimento da rede de BT, pela potência a transmitir e pelos critérios de queda de tensão e aquecimento admissíveis [40], [41]. Na Ilha da Madeira, a rede de distribuição de BT apresenta uma extensão de 2495,4 km de linhas aéreas, enquanto a rede subterrânea apresenta uma extensão de 723,3 km [42].

A linha de BT é o elemento responsável pela distribuição de energia elétrica desde o posto de transformação até aos pontos de consumo. O modelo elétrico tem como finalidade representar, com precisão, o comportamento dos condutores, considerando as quedas de tensão, as perdas de energia e a distribuição de potência ao longo da rede. Uma linha de BT pode ser modelada através dos parâmetros elétricos que a caracterizam, como a resistência (R) e a reatância indutiva (L), conforme ilustrado na Figura 3.3. A combinação destes parâmetros representa a impedância total da linha [18].

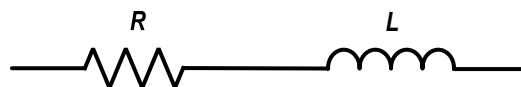


Figura 3.3 Modelo da linha de BT.

A equação que traduz a impedância Z de uma linha de BT é descrita por:

$$Z = R + jX_L \quad (3.1)$$

onde R é a resistência do condutor em Ω , responsável pelas perdas por efeito de Joule e X_L a reatância indutiva equivalente em Ω , que reflete o acoplamento magnético entre os condutores. A reatância indutiva X_L é descrita pela seguinte equação:

$$X_L = 2\pi fL \quad (3.2)$$

onde L representa o valor indutivo da linha e f a frequência da rede onde a linha vai ser utilizada. A capacitância entre condutores e entre condutores e a terra é, em geral, desconsiderada em redes de BT, dado que o seu impacto sobre os valores de tensão e corrente é mínimo. Para simplificar os modelos de análise, é também comum desconsiderar a reatância indutiva em cabos com secções inferiores a 25 mm², uma vez que o seu valor é significativamente inferior à resistência, tornando a sua influência desprezável na análise das quedas de tensão e perdas [43].

O cálculo da resistência e da reatância por unidade de comprimento depende das características físicas do condutor, como o material (cobre ou alumínio), a secção transversal, a temperatura de operação e o tipo de instalação. Devido aos diversos fatores que afetam o valor da reatância linear e visando simplificar os cálculos, utilizou-se, para todos os condutores, um valor recomendado de $0,08 \Omega/\text{km}$ [44]. Para cálculos com maior detalhe, apresenta-se no Apêndice I duas tabelas, uma para condutores de cobre e outra para condutores de alumínio, com os valores exatos correspondentes a cabos de diferentes secções [45].

O modelo descrito permite analisar o comportamento elétrico da linha em diferentes condições de carga, possibilitando a avaliação das quedas de tensão admissíveis, das perdas e da capacidade da linha. Estas análises são fundamentais para o dimensionamento e a otimização das redes de distribuição de BT, garantindo o cumprimento dos limites regulamentares de qualidade de serviço.

3.3 Cargas

A caracterização das cargas é um elemento fundamental na modelação de redes elétricas, uma vez que estas podem apresentar comportamentos distintos, nomeadamente resistivos, indutivos ou capacitivos, influenciando diretamente o fluxo de potência, as quedas de tensão e a qualidade da energia. As cargas não lineares podem introduzir harmónicas na rede, exigindo a implementação de medidas de compensação. Além disso, uma modelação adequada das cargas permite dimensionar corretamente condutores, transformadores e dispositivos de proteção.

A caracterização das cargas em redes de baixa tensão deve ser complementada pela análise dos perfis horários e dos respetivos diagramas de carga de cada ramal. Estes elementos permitem representar a variação temporal do consumo elétrico, identificando os períodos de ponta, vazios e flutuações ao longo do dia. A sua utilização é essencial para avaliar o comportamento dinâmico da rede, dimensionar corretamente os equipamentos e prever situações críticas de sobrecarga ou desequilíbrios.

Em contextos de integração de GD, nos quais a simultaneidade entre o consumo e a produção impacta diretamente o fluxo de potência, o perfil de tensão e a qualidade da energia fornecida, os diagramas de carga assumem um papel fundamental no planeamento e na operação da rede.

3.3.1 Caracterização das Cargas nas Redes de Baixa Tensão

Uma rede de distribuição é geralmente caracterizada por desequilíbrios entre fases. As cargas podem ser agrupadas em três categorias principais, designadas por:

1. Cargas lineares;
2. Cargas não lineares (conversores);
3. Cargas indutivas.

3.3.1.1 Cargas Lineares

As cargas lineares são aquelas em que a corrente elétrica que circula é proporcional à tensão aplicada, ou seja, a relação entre a tensão e a corrente é linear. Nos exemplos típicos de cargas lineares incluem-se equipamentos resistivos, como fornos, equipamentos de aquecimento de águas, lâmpadas incandescentes (pouco utilizadas atualmente) e motores de indução em funcionamento estável. Estas cargas, que por vezes representam a maior parte do consumo, podem causar o desequilíbrio de fases se as cargas não estiverem distribuídas uniformemente entre as fases [41].

3.3.1.2 Cargas Não Lineares

As cargas não lineares são aquelas em que a corrente elétrica não é proporcional à tensão aplicada. Estas cargas introduzem distorções na forma de onda da corrente, criando harmónicas que se propagam na rede elétrica. Entre os exemplos típicos de cargas não lineares incluem-se os conversores eletrónicos de potência (retificadores, inversores, fontes de alimentação comutadas), computadores, televisões e carregadores de *smartphones* ou computadores portáteis [41].

3.3.1.3 Cargas Indutivas

As cargas indutivas são aquelas caracterizadas pela presença de componentes indutivos significativos, como motores elétricos, transformadores e bobinas. Além do consumo de potência ativa, estas cargas também consomem energia reativa, o que conduz à redução do fator de potência e à circulação de corrente extra na rede de BT [41].

3.3.1.4 Novas Cargas na Rede de Baixa Tensão

Com a crescente penetração da mobilidade elétrica, os carregadores de veículos elétricos (VE) constituem uma nova tipologia de carga nas redes de BT, caracterizada por potências elevadas e perfis de utilização concentrados em determinados períodos do dia. A ausência de uma gestão criteriosa dos modos de carregamento, nomeadamente no que diz respeito à potência de carregamento, à sua duração e ao horário de utilização, pode comprometer a estabilidade da rede e a qualidade do fornecimento de energia.

Em ramais com elevada densidade de utilizadores de VE, a simultaneidade dos carregamentos pode originar sobrecargas nos condutores, desequilíbrios de tensão entre fases e um aumento da distorção harmónica, afetando negativamente o desempenho global da rede. Estes efeitos são particularmente relevantes em redes trifásicas desequilibradas, nas quais a ligação monofásica de carregadores pode acentuar ainda mais as assimetrias existente [46].

A norma EN 50160 estabelece os parâmetros de qualidade da energia elétrica, incluindo limites para variações de tensão, desequilíbrios e distorções harmónicas, os quais podem ser ultrapassados em cenários de carregamento não coordenado. Por exemplo, carregadores residenciais com potências entre 3,7 kW e 7,4 kW (modos 2 e 3), quando ligados simultaneamente em horários de ponta, podem

provocar elevações significativas da corrente no condutor de neutro e quedas de tensão superiores a 5%, comprometendo o cumprimento dos requisitos normativos [46].

Desta forma, torna-se essencial considerar a implementação de estratégias de gestão da procura, a adoção de tarifários diferenciados, a integração de sistemas de gestão de energia em edifícios e em zonas com elevada penetração de VE, bem como a utilização de soluções de carregamento inteligente, designadas de *smart charging*, de forma a mitigar os impactos negativos e garantir a operação segura, eficiente e sustentável das redes de BT [46].

3.3.2 Evolução das Cargas

O consumo de energia elétrica em redes de baixa tensão tem vindo a aumentar de forma contínua, impulsionado pela crescente eletrificação da sociedade, pela maior utilização de equipamentos domésticos e industriais, bem como pela introdução de novas cargas, como os VE. Este crescimento acentua os desafios associados ao planeamento e à operação das redes de distribuição.

Na ilha da Madeira, o consumo de energia elétrica registou um aumento de 2,2 % entre 2023 e 2024 [42]. Para efeitos de análise, foi selecionada aleatoriamente uma saída de 6,6 kV numa zona residencial do Funchal, onde se observam variações sazonais da carga ao longo das quatro estações do ano, conforme ilustrado na Figura 3.4. Os dados foram recolhidos na primeira segunda-feira de cada mês, permitindo uma caracterização representativa do perfil de consumo residencial ao longo do ano.

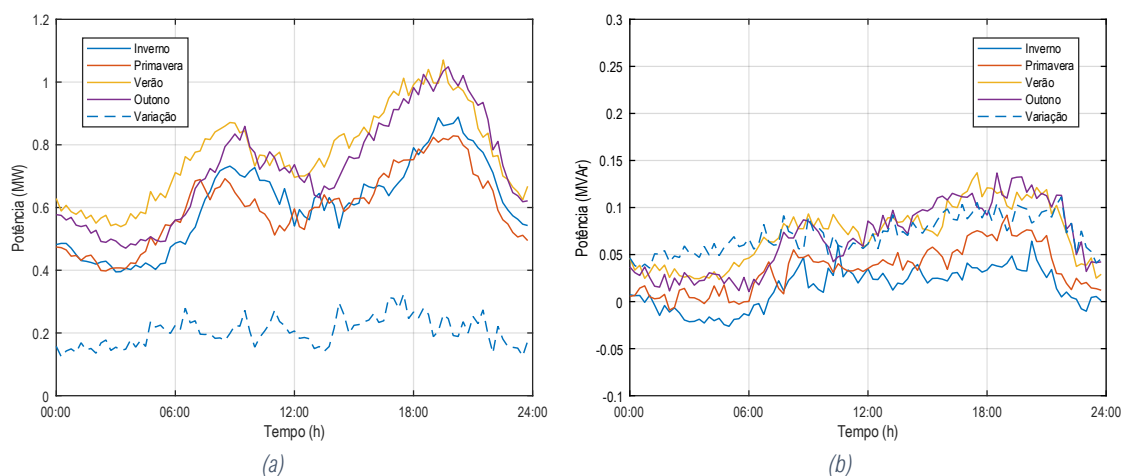


Figura 3.4 Distribuição da carga numa saída de 6,6 kV ao longo das 4 estações com valores médios a cada 15 min: (a) Potência ativa; (b) Potência reativa.

Foi ainda introduzida uma linha de análise que avalia, a cada instante, a diferença entre os valores máximos e mínimos de carga. Neste contexto, observou-se que, no pior cenário, ocorre uma variação de 250 kW para a mesma hora do dia, entre as estações da primavera e do outono.

Quando a esta variabilidade sazonal se somam novas tipologias de carga, como VE, particularmente em períodos de ponta, o risco de sobrecarga e de degradação da qualidade de serviço nas redes de BT torna-se significativo. Importa salientar que, independentemente da estação do ano, o pico de consumo tende a ocorrer ao início da noite, coincidindo com a ausência de produção fotovoltaica, o que agrava o desequilíbrio entre a geração e o consumo.

Acresce a este cenário a limitação estrutural das redes de BT, que, na sua maioria, não permitem uma reconfiguração dinâmica nem um controlo remoto em tempo real. Assim, a conjugação entre o crescimento da procura e a variabilidade das cargas representa um desafio crescente para a gestão eficiente e resiliente das infraestruturas elétricas.

Em síntese, estes dois fatores, evolução da carga e variabilidade temporal, influenciam diretamente o perfil de tensão observado em cada ramal da rede de BT, podendo comprometer o cumprimento dos requisitos estabelecidos pela norma EN 50160 no que respeita à qualidade da energia fornecida.

3.4 Geração Fotovoltaica

A geração nas redes de BT é caracterizada, sobretudo, por pequenas unidades PV, equipadas com inversores monofásicos ou trifásicos. A potência gerada é determinada pela curva I-V de um painel solar, ilustrada na Figura 3.5 (a), na qual a potência de saída está fortemente relacionada com a tensão e a corrente dos painéis solares. Qualquer perturbação, como a provocada por nuvens ou sombras, conforme ilustrado na Figura 3.5 (b), é instantaneamente transmitida para a rede de BT. Nos cenários de GD, a parte AC do inversor encontra-se diretamente ligada ao quadro elétrico da instalação do consumidor.

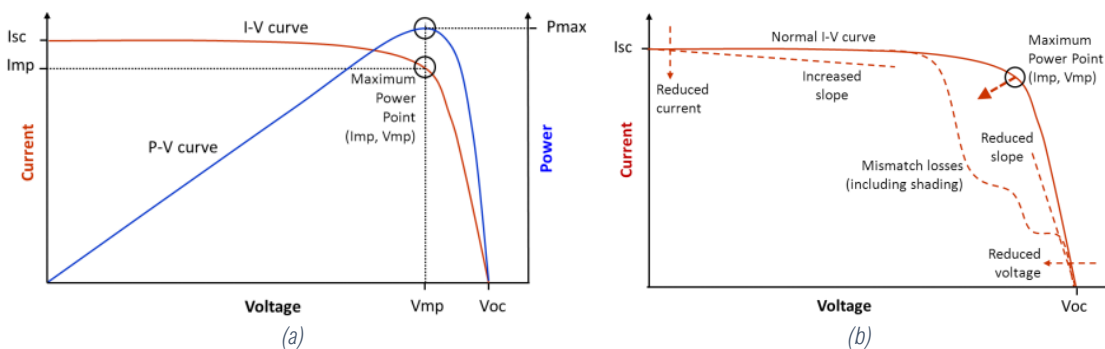


Figura 3.5 Exemplo de uma curva I-V de um painel fotovoltaico: (a) Sem perturbações; (b) Com perturbações [47].

Os inversores, por norma, são configurados para extrair sempre a potência máxima disponível do sistema de geração, mesmo quando o consumo da instalação é inferior à produção. Quando a potência gerada pelo sistema PV é inferior às necessidades da instalação, essa energia é consumida localmente. No entanto, quando o consumo é inferior à produção, ou no caso de um aumento súbito de radiação solar, o excedente é automaticamente exportado para a rede pública, sem considerar as necessidades da rede naquele instante.

Esta exportação de energia pode provocar uma elevação da tensão no ponto de ligação à rede, especialmente em redes de BT com fraca capacidade de absorção de energia ou em situações de carga local reduzida. Este fenómeno, conhecido como efeito de subida de tensão por injeção distribuída, deve ser monitorizado e mitigado.

Os inversores modernos podem implementar funções de controlo de tensão através da regulação da potência reativa (Volt-VAR), conforme definido na norma IEEE 1547. Este controlo permite absorver ou injetar potência reativa em função da tensão medida, reduzir a elevação de tensão em períodos de baixa carga e melhorar o perfil de tensão ao longo do ramal. Apesar das inúmeras vantagens associadas à energia solar, a sua integração nos sistemas electroprodutores apresenta desafios

técnicos relevantes, sobretudo devido à variabilidade da radiação solar. A Figura 3.6 ilustra a evolução da radiação solar ao longo de dois dias consecutivos durante o mês de junho, evidenciando flutuações significativas na disponibilidade de potência.

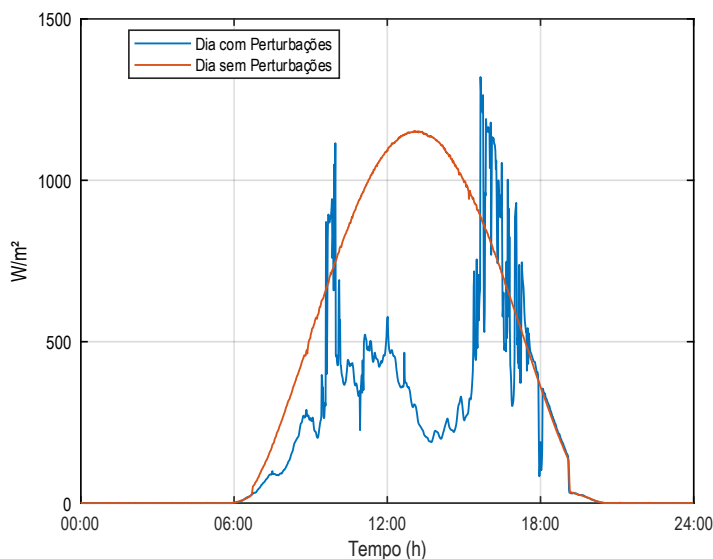


Figura 3.6 Disponibilidade de energia solar na mesma localização em dias consecutivos.

Na hora de pico, observa-se uma diferença de aproximadamente 800 W/m² entre os dois dias, o que demonstra a natureza intermitente da fonte solar e a sua dependência das condições atmosféricas. Esta variabilidade em determinados dias, afeta diretamente a previsibilidade da produção fotovoltaica e, conseqüentemente, a estabilidade da rede elétrica, exigindo soluções complementares, nomeadamente armazenamento de energia, gestão ativa da procura ou reforço da capacidade de reserva dos sistemas electroprodutores. Outro problema da GD nas redes de BT está evidenciado na Figura 3.7. O pico de produção solar ocorre, por norma, em períodos do dia em que o consumo não está no máximo. Este desfasamento temporal entre geração e a procura resulta, naturalmente, numa elevação da tensão nos pontos de injeção de potência da rede de BT. Este fenómeno é particularmente relevante em cenários com elevada penetração fotovoltaica e carga local reduzida, onde a energia excedente não é absorvida pela instalação e é exportada para a rede.

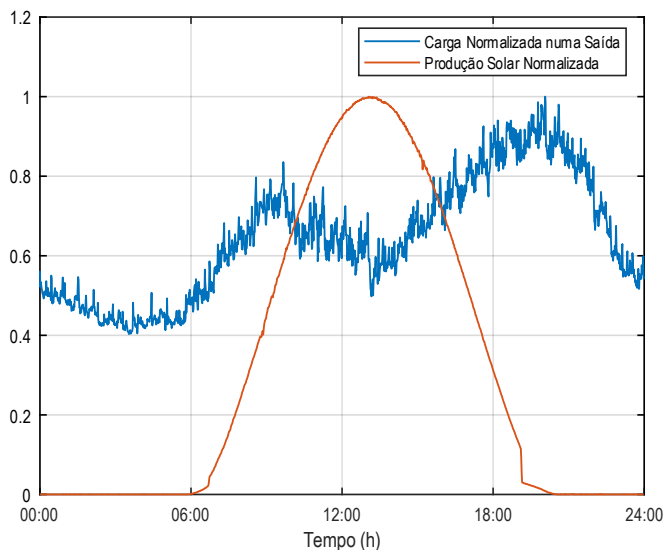


Figura 3.7 Comparação entre as disponibilidades de potência solar e o diagrama de carga de uma saída.

De forma a estabelecer uma comparação elucidativa entre os perfis de carga e de produção solar, ambos os valores foram normalizados. Esta abordagem justifica-se pelo facto de a potência associada ao perfil de carga ser significativamente superior, da ordem dos 500 kW, à radiação solar medida, que se situa tipicamente em torno de 1 kW/m².

Caso o mesmo fenómeno ocorra em múltiplas instalações distribuídas ao longo da rede de BT, o efeito cumulativo poderá resultar numa elevação significativa da tensão nos pontos de ligação, com impacto direto na qualidade da energia fornecida. Para mitigar este problema, uma das soluções mais eficazes consiste na integração de sistemas de armazenamento de energia nas instalações produtoras. Estes sistemas permitem reter o excedente de produção fotovoltaica em momentos de baixo consumo interno, evitando a sua exportação para a rede e, conseqüentemente, a subida de tensão.

Esta abordagem contribui para a estabilização do perfil de tensão, promove o autoconsumo eficiente e reduz a necessidade de reforço da infraestrutura elétrica. Além disso, o armazenamento pode ser articulado com estratégias de gestão ativa da procura e controlo inteligente dos inversores, potenciando uma operação mais resiliente e sustentável da rede de BT.

Quando a produção fotovoltaica se encontra concentrada numa área geográfica reduzida, o problema da elevação da tensão pode agravar-se significativamente, conduzindo a valores fora dos limites estipulados para a rede de BT. Nestas circunstâncias, a coordenação da GD, mesmo quando constituída por pequenas unidades, torna-se essencial, uma vez que, na ausência de mecanismos de gestão adequados, se torna difícil garantir que todos os produtores consigam injetar energia na rede sem ultrapassar os limites normativos de tensão.

A implementação de estratégias de coordenação, tais como o controlo de tensão nos inversores (Volt-VAR, Volt-Watt), a limitação dinâmica da potência injetada (*curtailment*) ou a integração de armazenamento local, revela-se fundamental para assegurar a estabilidade da rede e o cumprimento dos requisitos definidos pela EN 50160 no que respeita à qualidade da energia elétrica.

3.5 Transformador 6,6 kV / 400 V

Os transformadores da rede de BT, instalados nos PT, apresentam potências que podem atingir os 1000 kVA. A sua função principal consiste na redução da tensão para um nível adequado à ligação dos consumidores finais. Por norma, estes transformadores não dispõem de OLTC, o que implica que a posição da tomada seja definida aquando da instalação, de acordo com a carga prevista para a respetiva rede. Esta configuração inicial visa assegurar que a tensão se mantém dentro dos limites superiores e inferiores estabelecidos pelas normas aplicáveis, mesmo no ponto de consumo mais afastado do PT, garantindo assim a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

O método de ligação ilustrado na Figura 3.8 é designado por ligação triângulo-estrela (*delta-wye*). A ligação em estrela distingue-se da ligação em triângulo por possuir três fases em série ligadas a um ponto comum, denominado neutro, dado que as tensões entre este ponto e qualquer uma das fases são iguais. Na ligação em triângulo, a tensão entre duas linhas é $\sqrt{3}$ vezes superior à tensão de fase, enquanto a corrente de linha é igual à corrente de fase.

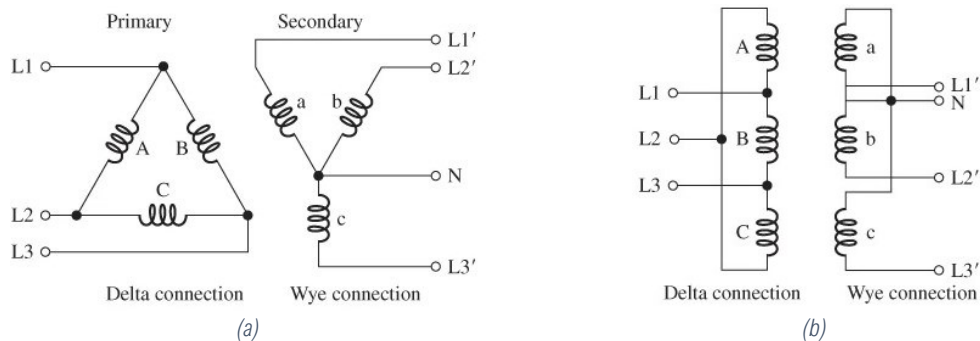


Figura 3.8 Transformador Triângulo-Estrela [48]: (a) Esquema; (b) Ligações eléctricas.

A ligação de neutro, ou o ponto onde os três enrolamentos se unem, permite disponibilizar uma tensão monofásica para utilizações comuns de menores potências, normalmente utilizado em habitações. Esta característica traduz-se numa rede de BT que é desequilibrada, uma vez que cada consumidor apresenta perfis de consumo e necessidades distintas. O lado secundário do transformador triângulo-estrela deve ser aterrado no ponto estrela, de acordo com o modelo TT, constituindo uma medida fundamental de protecção de pessoas [49].

Desta forma, os consumidores podem dispor, nas suas instalações, de uma ligação monofásica ou trifásica, sendo o condutor de neutro sempre disponibilizado, independentemente do tipo de fornecimento. Contudo, mesmo em instalações trifásicas, é pouco provável que o consumo seja perfeitamente equilibrado entre as 3 fases, contribuindo igualmente para desequilíbrio entre fases. Por este motivo, o condutor de neutro assume um papel indispensável no correto funcionamento da rede.

A GD monofásica é ligada na mesma fase do ponto de consumo, o que pode acentuar os desequilíbrios entre fases. Em situações extremas, quando uma parte significativa da geração se encontra concentrada numa única fase, pode ocorrer uma elevação da tensão apenas nessa fase, dificultando de forma substancial a regulação da tensão e comprometendo a qualidade da energia fornecida. Nestes casos, mesmo que o transformador esteja equipado com OLTC, a sua capacidade de correção é limitada, uma vez que a regulação atua de forma global sobre as três fases e uma tentativa de correção numa fase pode conduzir as restantes a valores fora dos limites admissíveis. Perante este cenário, surge a necessidade de implementação de soluções de correção que atuem de forma independente em cada fase, sem afetar o comportamento das restantes.

3.6 Compensador

Na Figura 3.9 apresenta-se uma possível solução para a correção do nível de tensão numa rede de distribuição de BT. O conceito passa por adicionar, em série, um equipamento que possa provocar uma variação de tensão (ΔV), positiva ou negativa, dependendo das necessidades da rede, de forma a regular a tensão. A rede a jusante do transformador é representada por um único gerador, de forma a simplificar a rede em estudo.

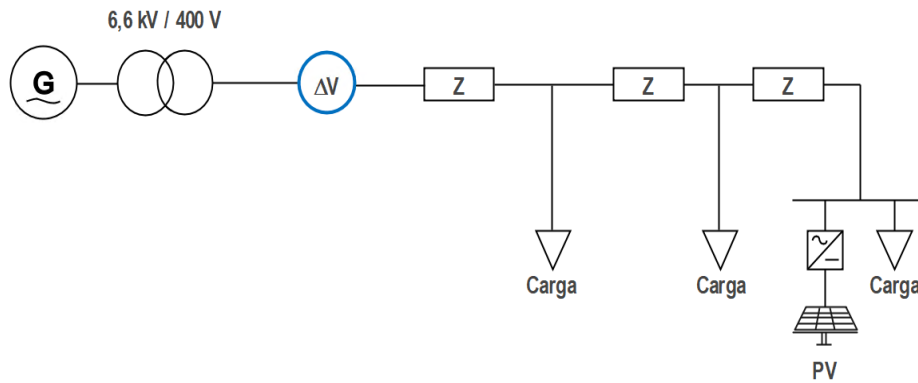


Figura 3.9 Representação básica de uma rede de distribuição de BT com compensação.

O equipamento colocado em série, designado de compensador, é instalado após o transformador de 6,6 kV/400 V. Desta forma, toda a instalação do PT mantém-se inalterada, passando o compensador a ter a capacidade de corrigir o valor eficaz da tensão em função das necessidades da rede. Ao nível do *hardware*, o compensador materializa-se através da utilização de um transformador colocado em série com a linha de BT, conforme ilustrado na Figura 3.10.

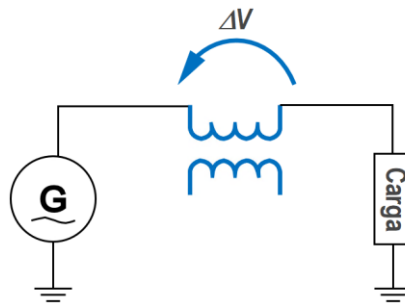


Figura 3.10 Integração do compensador na rede de distribuição de BT.

O enrolamento em série é o elemento responsável por introduzir a tensão de compensação calculada pelo sistema de controlo. A relação de transformação utilizada depende da arquitetura do compensador. A utilização de uma tensão mais alta no enrolamento em série com a linha implica trabalhar com correntes mais baixas do lado dos controladores, porém exige que os circuitos integrados suportem tensões mais altas. Desta forma, a escolha da relação de transformação fica sempre dependente do nível de correção que se pretende executar.

Quando a tensão de saída se encontra abaixo do limite estabelecido, é adicionada uma componente de tensão em fase com a rede, conforme ilustrado na Figura 3.11 (a). Este procedimento garante que o valor RMS da tensão se mantém dentro dos limites regulamentares. Por outro lado, quando a tensão de saída ultrapassa o limite superior, é introduzida uma componente de tensão em oposição de fase, conforme representado na Figura 3.11 (b). Desta forma, o sistema assegura a correção dinâmica da tensão, mantendo-a dentro da faixa desejada.

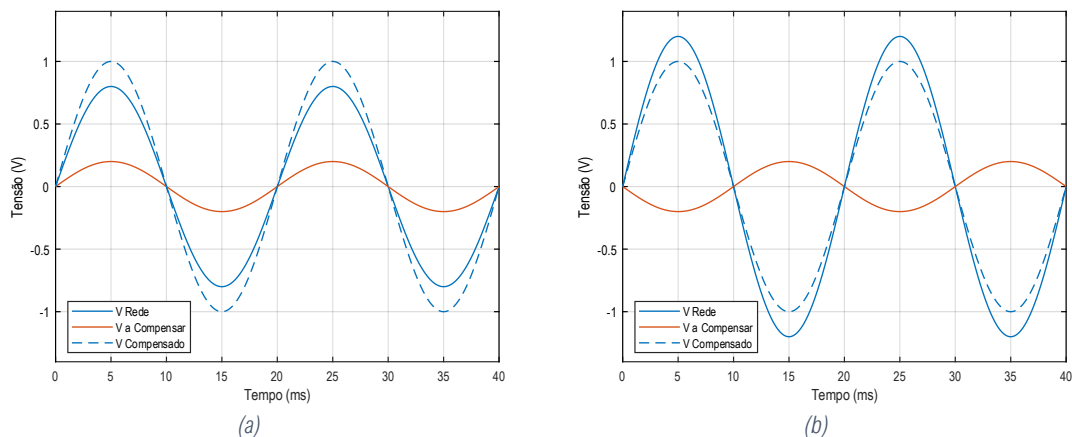


Figura 3.11 Funcionamento do compensador de tensão: (a) Compensação positiva-aumento do valor RMS da tensão; (b) Compensação negativa-redução do valor RMS da tensão.

Em ambos os cenários, o valor da amplitude da tensão utilizada para a compensação necessita de ser calculado. Para tal, é indispensável realizar leituras da tensão da rede e, posteriormente, através de um sistema de controlo, determinar o valor de compensação adequado a aplicar. No entanto, é essencial garantir que a compensação está devidamente sincronizada com a rede.

Neste caso específico, foi utilizado um PLL para garantir a correta sincronização. Este passo é de extrema importância, pois mesmo aplicando a magnitude correta, é crucial que a compensação seja introduzida na fase certa. Se a compensação for aplicada fora de fase, mesmo com a amplitude correta, o resultado pode ser contraproducente. Em vez de corrigir a tensão, o sistema pode introduzir distorções adicionais ou até aumentar o desvio em relação ao valor desejado.

A sincronização garante que a tensão de compensação atua exatamente no ponto certo da onda sinusoidal, seja em fase para aumentar o valor RMS ou em oposição de fase para reduzir o valor RMS. A utilização do PLL assegura robustez face a pequenas variações de frequência da rede, comuns em sistemas reais, evitando erros de sincronização.

As formas de onda apresentadas na Figura 3.11 têm um carácter meramente ilustrativo e não refletem a amplitude real de uma rede de BT. Em condições reais, a tensão da rede está sujeita a perturbações e variações rápidas que provocam distorções na senoide ideal. Assim a Figura 3.12 deve ser entendida como uma representação do valor da tensão numa rede de BT, servindo apenas como apoio visual para a análise e não como reprodução fiel do comportamento real da rede.

Para corrigir as distorções da tensão apresentadas na Figura 3.12 (a), torna-se necessário aplicar uma componente de tensão adicional, de modo a compensar a diferença observada. Na Figura 3.12 (b), ilustra-se o valor da tensão que deve ser aplicado para assegurar a correção completa, garantindo que o valor eficaz da tensão se mantém dentro dos limites especificados. O resultado da soma das duas tensões, Figura 3.12 (c), resulta numa senoide sem perturbação e com a amplitude desejada conforme mostra a Figura 3.12 (d).

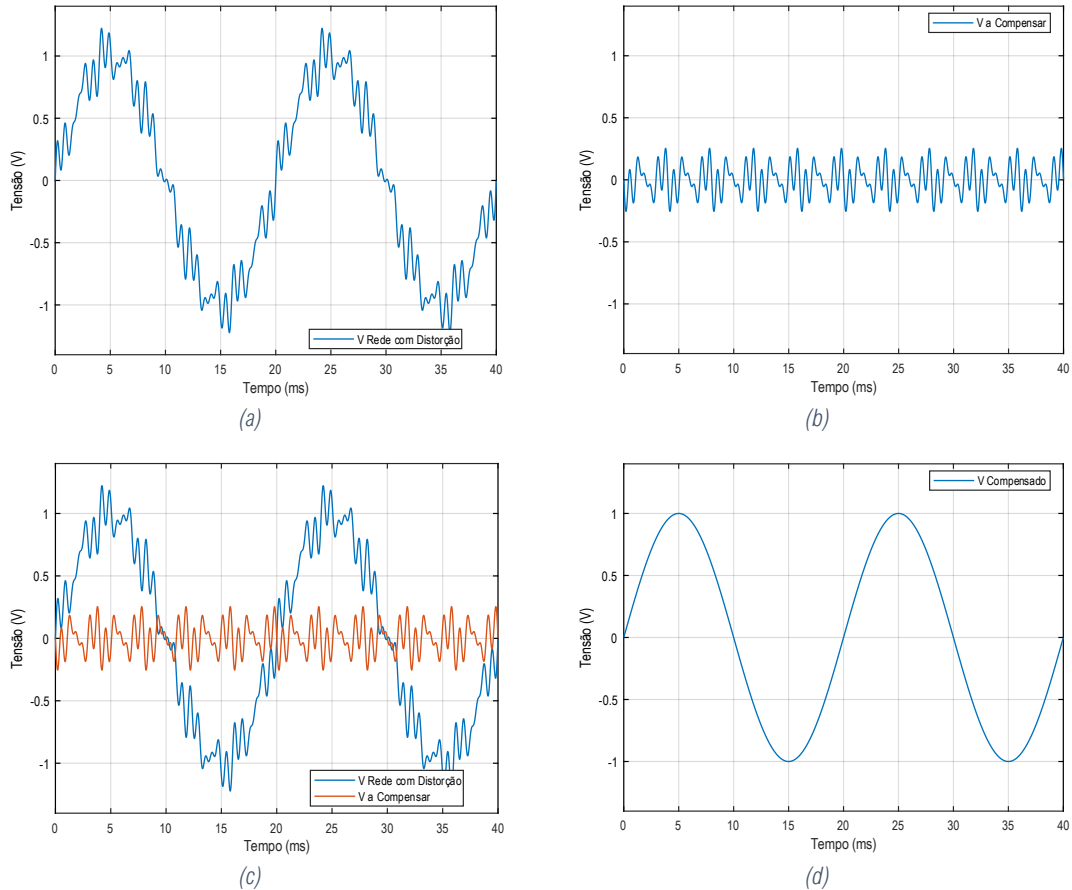


Figura 3.12 Exemplo de funcionamento do compensador: (a) Tensão com distorção; (b) Tensão a compensar; (c) Tensão distorcida e Tensão de compensação; (d) Tensão compensada.

O compensador tem como finalidade corrigir desvios na amplitude da tensão numa rede de BT, garantindo que o valor RMS se mantém dentro dos limites regulamentares. Para tal, aplica-se uma tensão adicional em fase com a rede quando o valor está abaixo do limite, ou em oposição de fase quando o valor ultrapassa o limite superior. Este mecanismo permite aproximar a forma de onda da sinusoide ideal e assegurar a qualidade da energia fornecida.

A importância do compensador numa rede de BT é significativa, uma vez que contribui para a estabilidade e fiabilidade do sistema elétrico. Ao manter a tensão dentro dos parâmetros normativos, protege equipamentos sensíveis contra falhas ou envelhecimento prematuro, reduz perdas associadas a variações de tensão e melhora a eficiência operacional. Além disso, este dispositivo torna-se particularmente relevante em cenários com elevada penetração de GD, como sistemas PV, onde as flutuações de tensão são mais frequentes.

No entanto, o compensador apenas garante a correção das flutuações de tensão dentro dos limites para os quais foi projetado. A atuação está condicionada à faixa de operação definida, não sendo capaz de corrigir desvios que ultrapassem esses parâmetros. Além disso, o funcionamento do compensador depende de um conjunto de equipamentos auxiliares que desempenham funções essenciais, desde a sincronização com a rede até à determinação do valor da tensão a aplicar para a correção.

3.7 Modelo Utilizado na Simulação

O sistema final de compensação resulta da integração entre o compensador, constituído pelo transformador ligado em série na linha de BT, e os sistemas auxiliares de controlo. Estes sistemas, ilustrados na Figura 3.13, são compostos por um conversor AC/DC, um *link* DC e um segundo conversor DC/AC, que em conjunto permitem gerar e aplicar a tensão de compensação necessária.

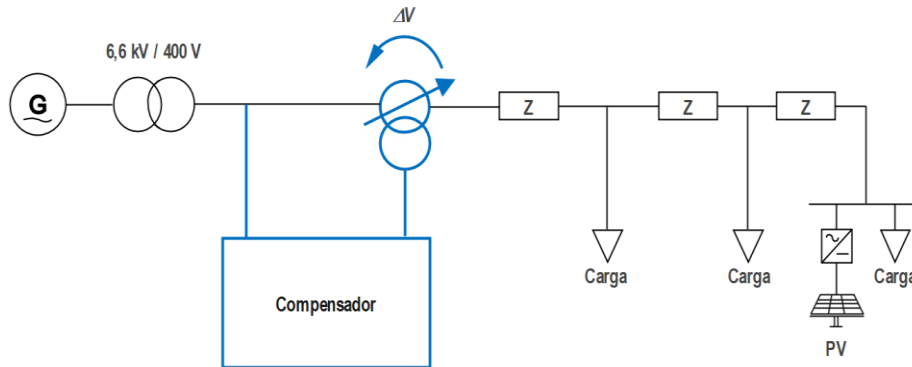


Figura 3.13 Compensador com arquitetura completa.

Esta arquitetura assegura que a tensão adicional calculada pelo sistema de controlo é corretamente introduzida na rede, garantindo a correção das flutuações e a manutenção da qualidade da energia dentro dos limites especificados. A Figura 3.13 apresenta a arquitetura completa do sistema utilizado na simulação desenvolvida neste trabalho. Após a inserção do compensador, a rede de BT permanece inalterada, não sendo necessárias modificações nas cargas nem nos pontos de GD existentes ao longo da rede. Esta implementação garante que a compensação da tensão é realizada de forma transparente para os elementos da rede, preservando o seu funcionamento normal e assegurando a compatibilidade com a infraestrutura já instalada.

3.8 Perfil de Carga e de Produção para Simulação

Para a simulação em ambiente virtual utilizou-se os seguintes parâmetros:

1. Potência do transformador: 400 kVA / 133 kVA por fase;
2. Extensão da rede: 1000 m;
3. Potência de geração distribuída: 100 kW por fase;
4. Potência de carga: 40 kW de pico por fase;
5. Secção do cabo: 120 mm²;
6. Tipo de cabo: LXS.

Na Figura 3.14 (a) encontra-se ilustrado o perfil de carga ativa utilizado na simulação; na Figura 3.14 (b), o perfil de carga reativa; na Figura 3.14 (c), a caracterização da GD para a linha de BT em estudo; e na Figura 3.14 (d), o perfil de tensão apresentado no secundário do transformador de 6,6 kV / 400 V. Todas as simulações foram testadas utilizando como referência os dados apresentados na Figura 3.14.

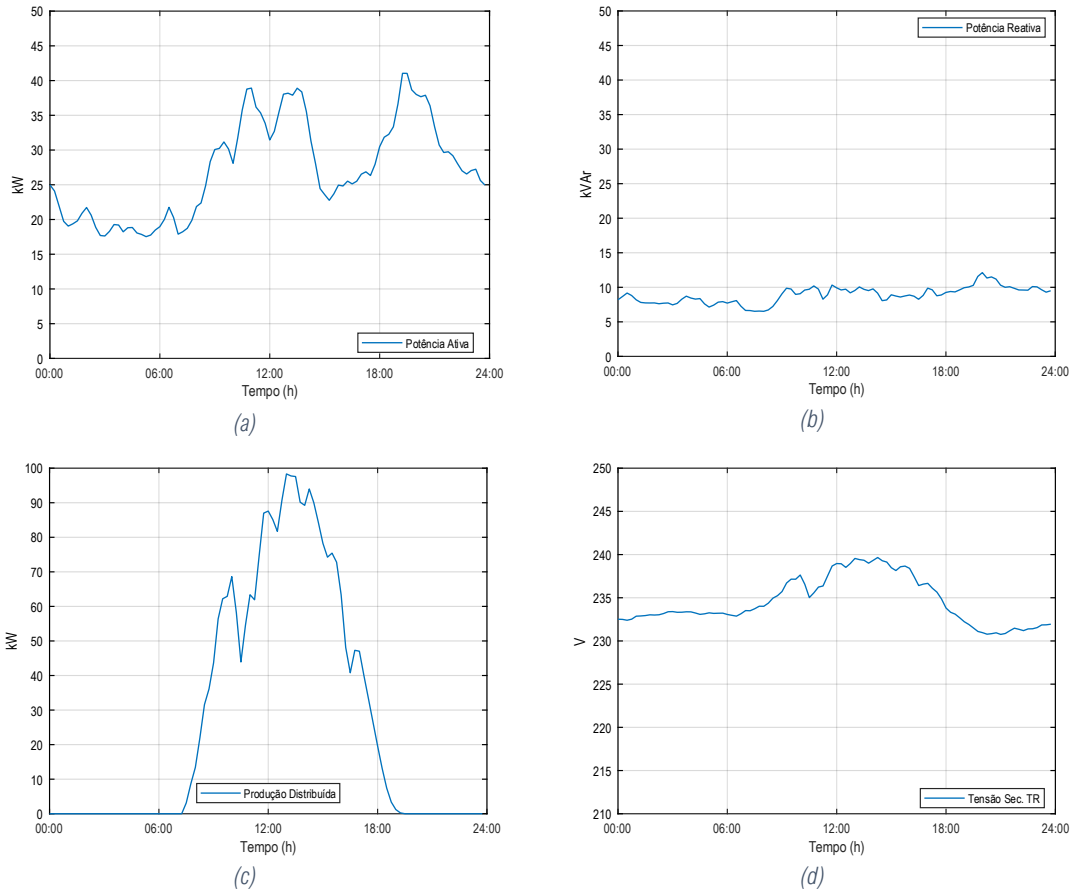


Figura 3.14 Caracterização dos dados de simulação: (a) Potência ativa; (b) Potência reativa; (c) Produção solar; (d) Perfil de tensão no secundário do transformador de BT.

Neste capítulo apresentou-se a definição do modelo de uma rede de baixa tensão, o tipo de carga associado a este nível de tensão e a caracterização da produção distribuída em diferentes cenários. Estes cenários contemplam tanto a ausência como a presença de perturbações, sobretudo aquelas provocadas pela variabilidade da radiação solar devido ao movimento das nuvens.

Caracterizou-se também os transformadores utilizados nas redes de baixa tensão, nomeadamente no que diz respeito à arquitetura de ligações do primário e do secundário. Apresentou-se ainda uma explicação detalhada sobre a integração do compensador numa rede de BT, bem como o perfil de carga e de tensão que será utilizado na simulação no capítulo 6. Antes da realização da simulação, serão ainda descritas, nos dois capítulos seguintes, as configurações dos controladores e a constituição do compensador de tensão.

4 PROJETO DO CONTROLADOR DE TENSÃO

Neste capítulo apresenta-se o projeto do controlador de tensão, cuja principal função é gerar uma tensão de referência destinada a controlar o valor da tensão a ser aplicada pelo compensador. O valor da tensão obtido constitui, por sua vez, uma nova referência para o sistema de controlo do compensador, cuja implementação detalhada será abordada no capítulo 5.

O valor de referência da tensão v_2 , designado de v_{2REF} , necessita ser calculado de forma a regular a tensão no ponto v_1 através de um ΔV . No entanto, para determinar o valor adequado de v_{2REF} é essencial conhecer previamente o valor da tensão no ponto crítico da rede, identificado como v_2 , onde esta se pode encontrar fora dos limites estabelecidos. A Figura 4.1 ilustra o procedimento descrito.

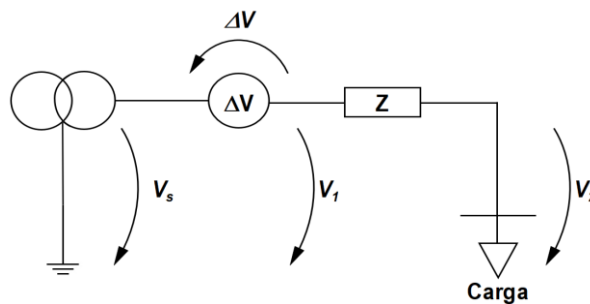


Figura 4.1 Esquema das tensões na rede.

Neste trabalho, considerou-se que v_2 pode ser obtido por diferentes métodos: através de uma medição direta; por estimativa; com base na potência a circular no transformador de BT; ou considerando a sua obtenção numa rede com múltiplos ramos. Com o valor de v_2 , seja ele medido ou estimado, pretende-se gerar uma tensão de referência v_{2REF} , que permita regular v_1 de forma a corrigir v_2 . A geração do valor de v_{2REF} é de extrema importância, uma vez que corresponde ao parâmetro que permite a correção da tensão na linha de BT. Este valor de referência constitui a base para o funcionamento do sistema de compensação, assegurando que a tensão se mantém dentro dos limites.

Para tal, foi desenvolvido um controlador de tensão, concebido de acordo com o esquema apresentado na Figura 4.2, cuja função é calcular e fornecer o valor de v_{2REF} de forma dinâmica.

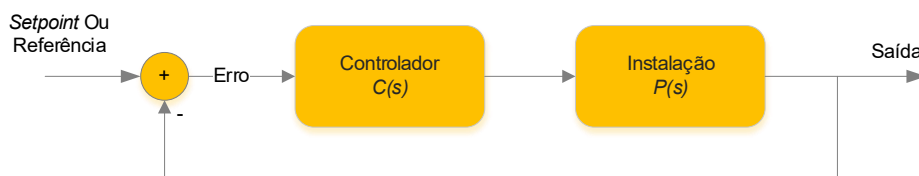


Figura 4.2 Sistema de controlo da tensão de referência na rede de BT.

O valor da tensão de v_2 é subtraído ao valor de referência v_{2REF} . O resultado desta operação é designado por erro, que constitui o sinal de entrada para o controlador. Na saída do controlador obtém-se um ΔV , o qual é adicionado ao valor de v_1 , que corresponde ao valor da tensão na entrada do ramo, ou seja, a tensão na saída do PT. Importa salientar que o valor de v_2 , quer seja obtido por medição direta quer por estimativa, está sempre sujeito à presença de ruído associado ao processo de medição ou estimação. Este fator deve ser considerado na conceção do controlador, de modo a garantir robustez e precisão na determinação da tensão de compensação.

4.1 Cálculo do Valor da Tensão de Referência

Como descrito anteriormente, o valor da tensão de referência desempenha um papel fundamental no processo de compensação. Para que o cálculo desse valor represente de forma fidedigna a realidade, é necessário que o modelo matemático do sistema seja construído de modo a refletir o comportamento da rede com a maior semelhança à realidade possível. A precisão do modelo é determinante para que a tensão de referência produza resultados consistentes e eficazes, assegurando que as correções aplicadas pelo compensador conduzam a uma melhoria real da qualidade da energia na rede de BT.

Neste trabalho foram desenvolvidos dois modelos da rede: o primeiro considera apenas a indutância da linha, enquanto o segundo incorpora tanto a indutância da linha como a da carga. Em ambos os casos, toda a rede de BT foi representada por uma única resistência e uma indutância, equivalentes à impedância total da rede, permitindo simplificar a análise sem alterar o comportamento elétrico.

O modelo que considera apenas a indutância da linha apresenta a vantagem da simplicidade, facilitando a análise e reduzindo o esforço computacional, mas não traduz com rigor todas as características da rede. Por outro lado, o modelo que incorpora a impedância da carga e da rede oferece uma maior fidelidade ao sistema real, permitindo resultados mais consistentes e próximos da realidade. No entanto, implica uma complexidade superior na modelação e no processamento.

Em determinados cenários, sobretudo em redes aéreas de BT, o efeito da indutância da rede pode ser considerado desprezável em termos de simulação. Nestes casos, a modelação pode ser simplificada sem comprometer significativamente a precisão dos resultados, uma vez que a influência da componente indutiva é reduzida.

A tensão numa rede de BT é afetada principalmente pela potência ativa consumida ou injetada, ao contrário das redes de transporte, onde a potência reativa desempenha um papel mais relevante na variação da tensão. Esta diferença decorre das características físicas e operacionais de cada nível de rede, sendo essencial para a correta definição dos modelos de simulação e para a interpretação dos resultados obtidos. Numa primeira fase optou-se por analisar a rede apenas com a indutância da linha.

4.1.1 Tensão de Referência Considerando Apenas a Indutância da Linha

Na Figura 4.3 encontra-se representado o modelo que contempla apenas a indutância da linha.

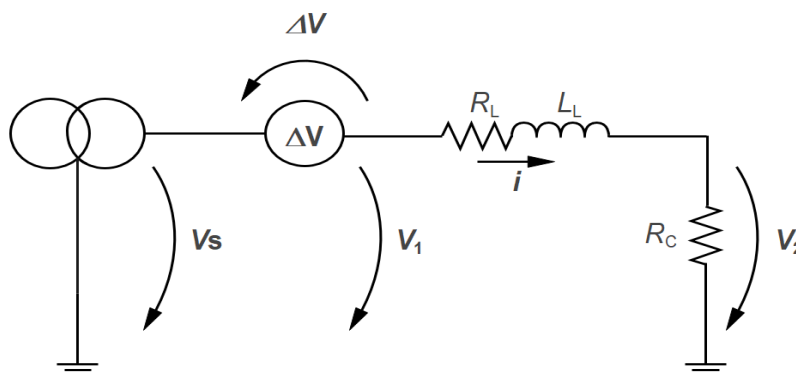


Figura 4.3 Modelo do sistema apenas com indutância na linha.

Com base neste modelo, obtém-se V_2 com a seguinte equação:

$$V_s = +\Delta V + R_L i + L_L \frac{di(t)}{dt} + V_2 \quad (4.1)$$

onde R_L representa a resistência total da linha, L_L a indutância da linha, e R_C a resistência combinada da carga. Aplicando a transformada de Laplace obtém-se:

$$V_2 = \frac{\frac{R_C}{L_L}}{s + \frac{R_C + R_L}{L_L}} (V_s + \Delta V) \quad (4.2)$$

O sistema apresentado na equação (4.2) corresponde a um sistema de primeira ordem. Para garantir um controlo adequado deste sistema, foi implementado um controlador do tipo PI, conforme ilustrado na Figura 4.4. A escolha deste tipo de controlador justifica-se pela sua capacidade de eliminar o erro em regime permanente, assegurando simultaneamente uma resposta dinâmica estável e eficiente.

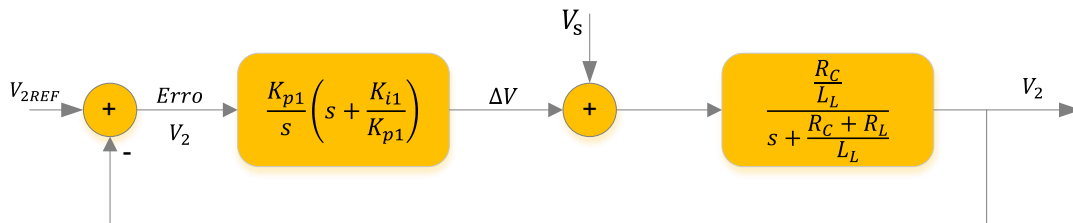


Figura 4.4 Diagrama de blocos do sistema de controlo com um controlador do tipo PI.

Pretende-se agora encontrar os valores de K_{p1} e K_{i1} do controlador. De acordo com a Figura 4.4, o valor à saída do controlador é designado de ΔV_{REF} , que é o resultado da multiplicação do erro (eV_2) com o controlador PI . Dessa forma, define-se o controlador PI como:

$$eV_2 * PI = \Delta V_{REF} \equiv PI = \frac{\Delta V_{REF}}{eV_2} = K_{p1} + \frac{K_{i1}}{s} = \frac{K_{p1}}{s} \left(s + \frac{K_{i1}}{K_{p1}} \right) \quad (4.3)$$

Considerando o polo do sistema, o controlador foi definido de forma a anular esse polo através da adição de um zero, garantindo assim a estabilidade e o desempenho desejado. A relação é expressa pela seguinte equação:

$$s + \frac{R_C + R_L}{L_L} = s + \frac{K_{i1}}{K_{p1}} \rightarrow \frac{K_{i1}}{K_{p1}} = \frac{R_C + R_L}{L_L} \quad (4.4)$$

A análise em malha fechada do sistema da Figura 4.4 resulta na equação:

$$V_2 = \frac{\frac{R_C}{L_L}}{s + \frac{R_C + R_L}{L_L}} \left[V_s + \frac{K_{p1}}{s} \left(s + \frac{K_{i1}}{K_{p1}} \right) (V_{2REF} - V_2) \right] \quad (4.5)$$

Considerando a equação (4.4) onde $\frac{K_{i1}}{K_{p1}} = \frac{R_C + R_L}{L_L}$ temos:

$$V_2 = \frac{s \frac{R_C}{L_L}}{(s + \frac{R_C + R_L}{L_L})(s + \frac{R_C}{L_L} K_{p1})} V_s + K_{p1} \frac{\frac{R_C}{L_L}}{s + \frac{R_C}{L_L} K_{p1}} V_{2REF} \quad (4.6)$$

Nesta fase, é importante estudar o comportamento do sistema no *steady state*, ou seja, é necessário testar o limite de V_2 , de acordo com a seguinte equação:

$$\lim_{s \rightarrow 0} V_2 = V_{2REF} \quad (4.7)$$

Com a equação (4.7) demonstra-se que o sistema é convergente, ou seja, em regime permanente, no *steady state*, o valor de V_2 tende a acompanhar o valor de referência V_{2REF} . Este resultado confirma que o controlador PI, ao introduzir um zero que compensa o polo do sistema de primeira ordem, garante a eliminação do erro em regime permanente. Falta, contudo, definir os valores do controlador. Para tal, considera-se o estudo de V_2 quando não existe variação de V_s com a seguinte equação:

$$V_2(V_s = 0) = K_{p1} \frac{\frac{R_C}{L_L}}{s + \frac{R_C}{L_L} K_{p1}} V_{2REF} = \frac{\omega p_1}{s + \omega p_1} \rightarrow \frac{R_C}{L_L} K_{p1} = \omega p_1 \text{ e } s \rightarrow j\omega \quad (4.8)$$

Novamente, para garantir a estabilidade do sistema, considerou-se a frequência natural do sistema, designada por $\omega p_1 \ll 2\pi f$, onde f é a frequência da rede elétrica, $f = 50 \text{ Hz}$. Considerando um $\omega p_1 = 2\pi 5 \text{ rad/s}$, conclui-se que o sistema responde apenas a variações de até 5 Hz do valor eficaz da tensão de compensação. Para frequências superiores, o sistema deixa de acompanhar as variações, passando a comportar-se como um filtro passa-baixo, que responde apenas às dinâmicas mais lentas.

De forma equivalente, e apenas como alternativa, pode-se também definir o desempenho do sistema através do tempo de subida, designado de tr . Por exemplo, escolhendo $tr = 100 \text{ ms}$ e tendo em conta que cada ciclo da rede elétrica corresponde a 20 ms , verifica-se que o sistema volta a comportar-se como um filtro passa-baixo, respondendo apenas às variações mais lentas em relação à frequência fundamental da rede.

Optou-se por definir o ωp_1 e calcular o valor resultante para tr . Para um $\omega p_1 = 2\pi 5 \text{ rad/s}$, e para sistemas sub amortecidos, onde $0 < \xi < 1$, adota-se a seguinte aproximação empírica [36]:

$$tr = \frac{2.2}{\omega p_1} = \frac{2.2}{2\pi 5} \cong 70 \text{ ms} \quad (4.9)$$

Neste caso, o sistema responde em 70 ms para um $\omega p_1 = 2\pi 5$. Através da equação (4.8), define-se o valor de K_{p1} :

$$\frac{R_C}{L_L} K_{p1} = \omega p_1 \rightarrow K_{p1} = \omega p_1 \frac{L_L}{R_C} \quad (4.10)$$

E através da equação (4.4) o valor de K_{i1} :

$$\frac{K_{i1}}{K_{p1}} = \frac{R_C + R_L}{L_L} \rightarrow K_{i1} = K_{p1} \frac{R_C + R_L}{L_L} \quad (4.11)$$

Desta forma, conclui-se o cálculo dos parâmetros, descritos na Tabela 4.1, para o controlador escolhido.

Tabela 4.1 Parâmetros do controlador para o sistema apenas com indutância na linha.

ωp_1	K_{p1}	K_{i1}
$2\pi 5$	$\omega p_1 \frac{L_L}{R_C}$	$K_{p1} \frac{R_C + R_L}{L_L}$

4.1.2 Tensão de Referência Considerando a Indutância da Linha e da Carga

Embora mais complexo, foi também desenvolvido um modelo do sistema que inclui a indutância na linha e na carga, conforme ilustrado na Figura 4.5.

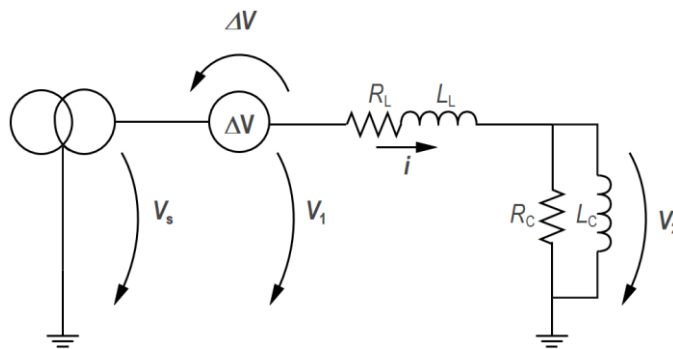


Figura 4.5 Modelo do sistema com indutância na linha e na carga.

Com base neste modelo, obtém-se v_2 com a seguinte equação:

$$V_2 = V_s + \Delta V + R_L i + L_L \frac{di(t)}{dt} \quad (4.12)$$

onde R_L representa a resistência total da linha, L_L a indutância da linha, R_C a resistência combinada da carga e L_C a indutância combinada da carga. Aplicando a transformada de Laplace obtém-se:

$$V_2 = \frac{s \frac{R_C}{L_L}}{s^2 + s \left(\frac{R_L}{L_L} + \frac{R_C}{L_L} + \frac{R_C}{L_C} \right) + \frac{R_L R_C}{L_L L_C}} (V_s + \Delta V) \quad (4.13)$$

O sistema apresentado na equação (4.13) corresponde a um sistema de segunda ordem. Para garantir um controle adequado deste sistema, foi implementado um controlador do tipo PID, conforme

ilustrado na Figura 4.6. A adição da componente derivativa melhora o desempenho transitório do sistema, reduzindo as oscilações e encurtando o tempo de resposta do sistema.

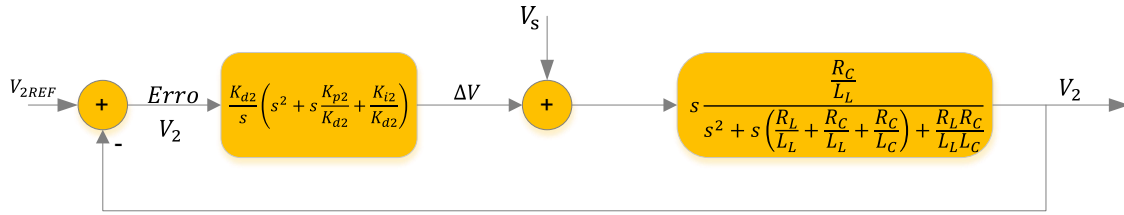


Figura 4.6 Diagrama de blocos do sistema de controlo com um controlador do tipo PID.

À semelhança do que foi realizado na seção 4.1.1, pretende-se encontrar os valores de K_{p2} , K_{i2} e K_{d2} do controlador. Definiu-se o controlador PID como:

$$eV_2 * PID = \Delta V_{REF} \equiv PID = K_{p2} + \frac{K_{i2}}{s} + sK_{d2} = \frac{K_{d2}}{s} \left(s^2 + s \frac{K_{p2}}{K_{d2}} + \frac{K_{i2}}{K_{d2}} \right) \quad (4.14)$$

Considerando agora os dois polos do sistema, o controlador foi definido de forma a anular esses polos, através da adição de dois zeros. A relação é expressa pelas seguintes equações:

$$\frac{K_{p2}}{K_{d2}} = \frac{R_L}{L_L} + \frac{R_C}{L_L} + \frac{R_C}{L_C} \quad (4.15)$$

$$\frac{K_{i2}}{K_{d2}} = \frac{R_L R_C}{L_L L_C} \quad (4.16)$$

A análise em malha fechada do sistema da Figura 4.6 resulta na equação:

$$V_2 = \frac{s \frac{R_C}{L_L}}{s^2 + s \left(\frac{R_L}{L_L} + \frac{R_C}{L_L} + \frac{R_C}{L_C} \right) + \frac{R_L R_C}{L_L L_C}} \left[V_s + \frac{K_{d2}}{s} \left(s^2 + s \frac{K_{p2}}{K_{d2}} + \frac{K_{i2}}{K_{d2}} \right) (V_{2REF} - V_2) \right] \quad (4.17)$$

A simplificação de (4.17) resulta na equação em malha fechada do sistema:

$$V_2 = s \frac{\frac{R_C}{L_L}}{s^2 + s \left(\frac{R_L}{L_L} + \frac{R_C}{L_L} + \frac{R_C}{L_C} \right) + \frac{R_L R_C}{L_L L_C}} \frac{1}{(1 + K_{d2} \frac{R_C}{L_L})} V_s + K_{d2} \frac{R_C}{L_L} \frac{1}{(1 + K_{d2} \frac{R_C}{L_L})} V_{2REF} \quad (4.18)$$

Novamente, é necessário estudar o comportamento do sistema no *steady state*:

$$\lim_{s \rightarrow 0} V_2 = K_{d2} \frac{R_C}{L_L} \frac{1}{(1 + K_{d2} \frac{R_C}{L_L})} V_{2REF} \rightarrow V_2 = V_{2REF}, \text{ se } K_{d2} \frac{R_C}{L_L} \gg 1 \quad (4.19)$$

De acordo com a equação (4.19), o sistema acompanha a referência apenas se forem respeitadas determinadas condições.

De forma a manter o sistema estável, pretende-se agora analisar V_2 quando não existe variação de V_s com a seguinte equação:

$$V_2(V_s = 0) = K_{d2} \frac{R_C}{L_L} \frac{1}{(1 + K_{d2} \frac{R_C}{L_L})} V_{2REF}, \text{ se } K_{d2} \frac{R_C}{L_L} \gg 1 \rightarrow K_{d2} \gg \frac{L_L}{R_C} \quad (4.20)$$

Através da equação (4.19), (4.15) e (4.19) define-se os valores de K_{d2} , K_{p2} e K_{i2} , respetivamente:

$$K_{d2} \gg \frac{L_L}{R_C} \quad (4.21)$$

$$K_{p2} = K_{d2} \left(\frac{R_L}{L_L} + \frac{R_C}{L_L} + \frac{R_C}{L_C} \right) \quad (4.22)$$

$$K_{i2} = K_{d2} \left(\frac{R_L R_C}{L_L L_C} \right) \quad (4.23)$$

Na Tabela 4.2 apresenta-se um resumo dos parâmetros do PID para um controlador que considera a indutância da linha e da carga.

Tabela 4.2 Parâmetros do controlador para o sistema com indutância na linha e na carga.

K_{d2}	K_{p2}	K_{i2}
$\gg \frac{L_L}{R_C} \rightarrow K_{d2} = 2 \frac{L_L}{R_C}$	$K_d \left(\frac{R_L}{L_L} + \frac{R_C}{L_L} + \frac{R_C}{L_C} \right)$	$K_d \left(\frac{R_L R_C}{L_L L_C} \right)$

4.2 Observador de V_2

Na segunda parte do projeto do controlador de tensão, descrevem-se os diversos métodos utilizados para obter a medida da tensão no ponto crítico, a qual serve como sinal de realimentação, *feedback*, para o controlador. A correta determinação desta tensão é essencial para o desempenho do sistema, uma vez que garante que o controlador atua com base em valores representativos da realidade da rede. Assim, são analisadas diferentes abordagens de medição e estimação, considerando as características específicas da rede de baixa tensão e as limitações práticas associadas ao processo de aquisição de dados. Neste trabalho, optou-se pelos seguintes métodos para medir e estimar a tensão no fim do ramal:

1. **Controlo de tensão com medição num ponto da linha:** O método mais simples e eficaz no controlo da tensão. Em ambiente de simulação é extremamente simples de aplicar; contudo, em situações reais, requer uma infraestrutura de telecomunicações e equipamentos de medição adequados;

2. **Controlo com estimação da tensão na linha com base na potência do transformador:** Permite prever a tensão num determinado ramal com base na potência a circular no transformador; contudo, apesar de não requerer uma infraestrutura adicional de telecomunicações, este método está sujeito a erros inerentes à estimativa, influenciados por fatores como temperatura, tipo de carga e características da rede;
3. **Controlo de tensão com vários ramaís ou rede radial:** Utiliza um algoritmo que identifica a tensão mínima e máxima entre os vários ramaís, de forma a encontrar um valor que satisfaça todos os pontos da rede, contudo, tal como o método de medição direta, exige um sistema de telecomunicações.

4.2.1 Algoritmo para o Cálculo do Valor de Referência da Tensão

O valor da tensão de referência de compensação ΔV_{REF} da tensão V_2 em relação ao valor nominal V_N é calculada com base na diferença de tensão entre a tensão do início do ramal, V_1 , e a tensão do fim do ramal, V_2 , de acordo com a seguinte equação:

$$\Delta V_{REF} = \frac{V_1 - V_2}{2} \quad (4.24)$$

No compensador, o valor da tensão de compensação de referência é designado de ΔV_{HVREF} devido a utilização de um transformador onde o enrolamento da tensão mais elevada está do lado do conversor. O fator de multiplicação de ΔV_{REF} para ΔV_{HVREF} é a relação de transformação do transformador. O algoritmo e a sequência de cálculo estão ilustrados na Figura 4.7. O processo inicia-se com a leitura da tensão do fim do ramal, V_2 , posteriormente é verificada a tensão no início da rede de BT, V_1 , e com a equação (4.24) é determinado o valor de V_{2REF} , com:

$$V_{2REF} = V_N - \Delta V_{REF} \quad (4.25)$$

Onde $V_N = 230$ v. O valor de V_{2REF} é processado por um filtro caracterizado por um integrador com o objetivo de suavizar o valor RMS à saída, removendo flutuações rápidas e ruído que poderiam resultar em valores de V_{2REF} excessivos. Assim, variações acima de 10 Hz são atenuadas.

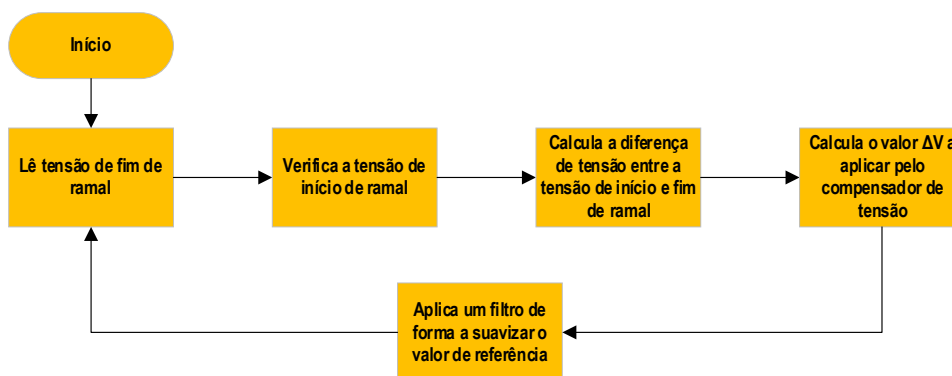


Figura 4.7 Algoritmo para a escolha da tensão de referência V_{2REF} .

O valor da tensão de referência V_{2REF} pode ainda ser configurado para um valor constante. Neste caso não existe a necessidade de aplicar nenhum algoritmo adicional, contudo a tensão do início do ramal, V_1 , deixa de ser considerada.

4.2.2 Estimação da Tensão na Linha com Base na Potência do Transformador

O controlo de tensão com base na estimação do resultado pode, na inexistência de valores medidos da tensão de fim de ramal, ser a única forma de controlar um sistema em malha fechada. Desta forma, foi necessário calcular a tensão V_2 que neste caso é estimada e designada de $V_{2Estimado}$. A componente real da queda de tensão ao longo de uma linha/cabo com resistência e reatância, em regime AC é descrita por:

$$\Delta V = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (4.26)$$

onde R_L é a resistência da linha, X a impedância da linha e φ o ângulo de defasamento da corrente em relação à tensão no PT. Considerando apenas a parte indutiva da reactância da linha, o valor de X pode ser designado por X_L , e é determinado por:

$$X_L = 2\pi f L_L \quad (4.27)$$

onde f é a frequência da rede, com $f \approx 50$ Hz e L_L o valor da indutância da linha. Com a equação (4.26) e (4.27), a tensão $V_{2Estimado}$ é determinada por:

$$V_{2Estimado} = V_1 - I(R_L d \cos \varphi + X_L d \sin \varphi) \quad (4.28)$$

onde I é a corrente RMS de saída do transformador e d o comprimento total da linha da rede de BT. Este método, apesar de importante para uma rede de BT onde não existe a possibilidade de medição da tensão V_2 , apresenta desvantagens. A equação (4.28) não contempla a corrente injetada pela GD nem as derivações (ligações de carga) ao longo da linha. Isto significa que a corrente ao longo da linha varia assim como os valores de R e L que naturalmente influenciam o valor da tensão. Desta forma, prevê-se que a tensão estimada nos períodos de grande GD, seja inferior ao valor real da tensão no fim do ramal, V_2 , porque segundo a equação (4.28) a carga na linha foi reduzida e, em alguns casos, apenas existe produção a entrar no PT.

A distribuição da carga e da geração ao longo da linha tem uma influência muito significativa na previsão da tensão V_2 . No entanto, tendo em conta que a tensão pode variar até $\pm 10\%$ e que, nos cenários mais desfavoráveis nomeadamente, elevado consumo com fraca geração ou, inversamente, elevada geração com baixo consumo, uma grande parte da potência acaba por circular através do transformador do PT.

Na maioria dos casos, este método revela-se útil, apresentando ainda a vantagem de permitir o ajuste local da tensão, o que é particularmente relevante nas redes de BT. Estas redes, regra geral, não dispõem de sistemas de comunicação em tempo real, operando com tempos de amostragem da ordem de 1 ms.

4.2.3 Tensão com Vários Ramais ou Rede Radial

Numa rede radial, como ilustrado na Figura 4.8, existem diversas n tensões de fim de ramal onde n é o número de ramais alimentados pelo mesmo PT. Na Figura H.1 do Apêndice H encontra-se uma rede radial com maior detalhe.

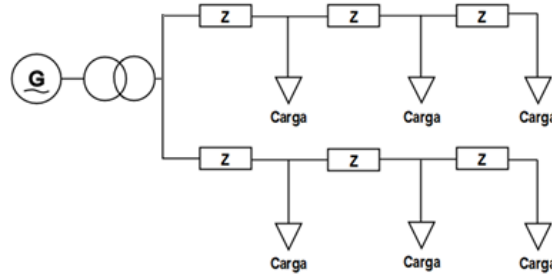


Figura 4.8 Rede com múltiplos ramais.

Neste caso, a tensão de referência, V_{2REF} , é definida pelo algoritmo da Figura 4.9.



Figura 4.9 Cálculo do valor de V_2 numa rede com vários ramais.

Devido aos diversos valores de V_2 , inerentes a uma rede radial, este algoritmo necessita de um passo adicional que verifica qual a tensão V_2 mais baixa e qual a tensão V_2 mais alta. O valor de ΔV_{REF} é calculado de acordo com a equação descrita em (4.24), no entanto, o valor de V_2 , agora designado de V_{2Med} , é um valor calculado de acordo com o algoritmo descrito na Figura 4.9, onde é realizada a média entre a tensão V_2 mais alta com a tensão V_2 mais baixa, de acordo com:

$$V_{2Med} = \frac{V_{2min} + V_{2máx}}{2} \quad (4.29)$$

Pretende-se com este método, que os ramais que apresentem tensão alta, essa desça ligeiramente e no caso do ramal com a tensão mais baixa, a tensão suba ligeiramente. O valor de ΔV_{REF} é agora:

$$\Delta V_{REF_multi_ramal} = \frac{V_1 - V_{2Med}}{2} \quad (4.30)$$

O cálculo de V_{2REF} segue a equação (4.25) agora com o $\Delta V_{REF_multi_ramal}$ calculado com base nas tensões médias dos ramais.

Este capítulo foi dedicado ao cálculo do valor da tensão de referência V_{2REF} e também o cálculo do valor da tensão de fim de ramal V_2 para os casos que não é possível obter este valor de forma direta através de uma medição, $V_{2Estimado}$, ou no caso de existirem múltiplos valores V_{2Med} . No próximo capítulo serão definidos os parâmetros e o método de funcionamento do compensador série.

5 DESENHO DO COMPENSADOR SÉRIE

Neste capítulo apresenta-se uma descrição detalhada do funcionamento do compensador, bem como dos diversos parâmetros que influenciam o desempenho do conversor. O princípio de operação do compensador é analisado de forma aprofundada através da representação do sistema associado ao conversor. A análise dinâmica do sistema, baseada nas equações que descrevem o seu comportamento, permite definir e configurar os elementos de controlo utilizados no projeto dos controladores de corrente e de tensão.

5.1 Funcionamento

Como descrito nos capítulos 3 e 4, o compensador, representado a azul na Figura 5.1, tem como objetivo introduzir uma compensação de tensão ΔV , positiva ou negativa, para corrigir a tensão na rede de BT. Para atingir este objetivo, foram instalados dois conversores interligados por um barramento de corrente contínua denominado de *link* DC.

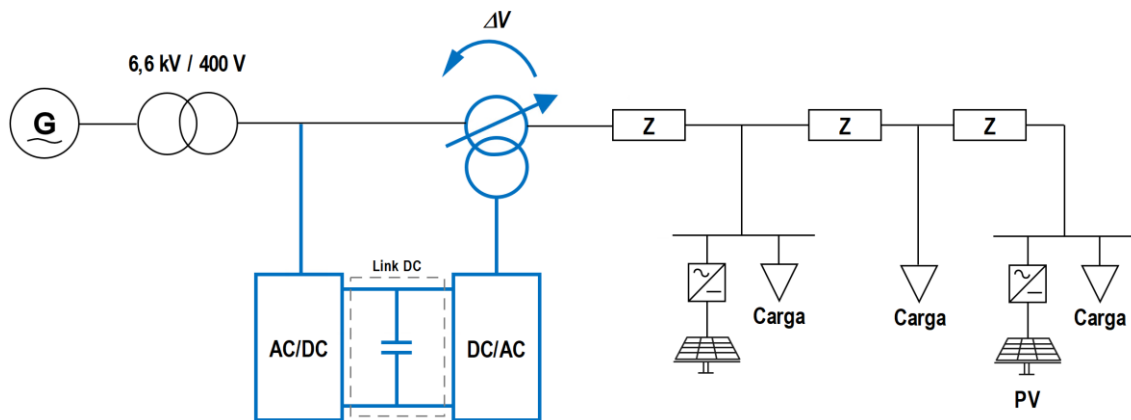


Figura 5.1 Compensador de tensão.

O conversor AC/DC tem como objetivo manter uma tensão estável no *link* DC, auxiliado por um condensador. O conversor DC/AC, por sua vez, deve adicionar constantemente um ΔV através de um transformador em série com a rede de BT. A energia necessária para manter o valor de ΔV pretendido é sempre proveniente do *link* DC.

O controlo dos conversores foi implementado utilizando controladores do tipo PID, após a descrição do modelo do sistema. O controlador foi modelado com base nas equações da dinâmica que permitem o controlo dos parâmetros de tensão e corrente.

Com base nas equações dinâmicas, foram também calculadas as constantes a aplicar nos controladores PID, o valor da capacidade do condensador instalado no *link* DC e a relação de transformação do transformador em série com a rede de BT.

5.2 Representação do Sistema do Conversor

Na Figura 5.2 apresenta-se a configuração do sistema de compensação. O conversor AC/DC do compensador é alimentado diretamente pelo enrolamento secundário do transformador do PT, cuja tensão é designada por V_S . A corrente I_S é regulada pelo controlador $C_{I_S}(s)$, que percorre a bobine L_S , colocada em série com a resistência de perdas R_S . A vermelho encontram-se representado o circuito de comando dos interruptores do conversor AC/DC.

Na secção central do sistema localiza-se o condensador C_{DC} , correspondente ao *link* DC. A sua principal função consiste em manter a tensão do barramento DC, V_{DC} , estável e igual ao valor de referência V_{DCREF} , através da atuação do controlador $C_{V_{DC}}(s)$. Este controlador monitoriza o erro entre a tensão medida no *link* DC e o valor de referência, gerando o valor eficaz da corrente de referência I_{SREF} . Esta corrente é multiplicada pelo sinal de referência da rede de forma a sincronizar ambas as correntes para uma correta comparação entres as componentes sinusoidais. O valor da fase é extraído da rede com um PLL.

No lado direito da Figura 5.2 encontra-se o conversor DC/AC. O controlador $C_{\Delta V_{HV}}(s)$ atua sobre o erro entre a diferença de tensão medida ΔV_{HV} e o respetivo valor de referência ΔV_{HVREF} , produzindo a corrente de referência $I_{\Delta REF}$. Esta corrente é comparada com a corrente medida I_{Δ} e o erro resultante é aplicado ao controlador $C_{I_{\Delta}}(s)$. Este último atua sobre os interruptores do conversor DC/AC, através do circuito de comando representado a vermelho. O controlo da corrente I_{Δ} é obtido por intermédio da bobine L_{Δ} e da resistência de perdas da bobine associada R_{Δ} , dispostas em série.

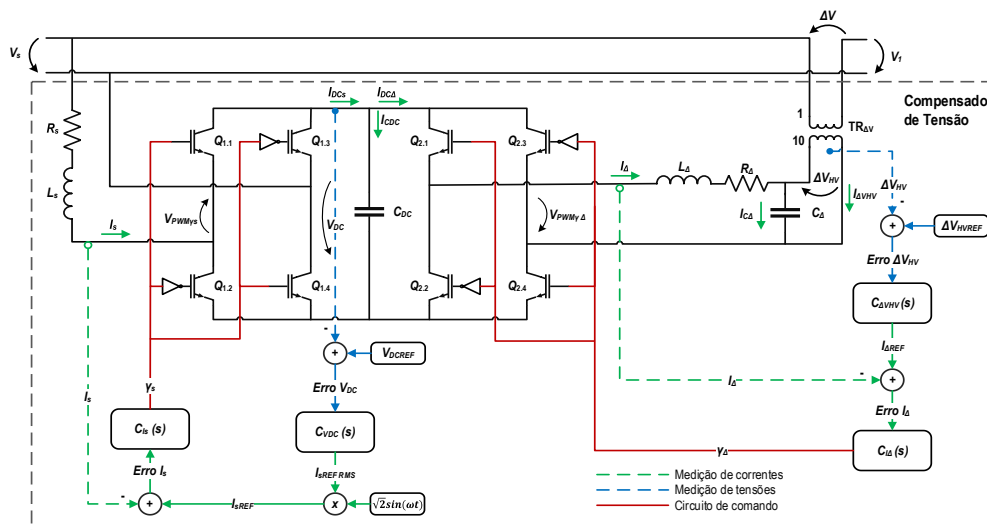


Figura 5.2 Sistema geral do sistema de controlo do compensador.

O valor de ΔV_{HVREF} é determinado previamente por um controlador PID (calculado no capítulo 4), o qual monitoriza as tensões V_1 e V_2 , calculando o valor ótimo de ΔV necessário ao correto funcionamento do sistema. A tensão V_1 corresponde à tensão medida no início do ramal. Os interruptores $Q_{1,x}$ e $Q_{2,x}$ são acionados através de um sinal binário *ON / OFF* de comando. O valor ΔV representa o valor da tensão de compensação na linha de baixa tensão, ou seja, no lado do transformador $TR_{\Delta V}$ que está em seria com a rede de BT. O valor ΔV_{HV} representa o valor da tensão de compensação no lado do compensador. Como o $TR_{\Delta V}$ tem um rácio de 1:10, a tensão ΔV_{HV} será sempre 10 vezes superior à tensão ΔV .

5.3 Modelo do Sistema de Conversão com Equações da Dinâmica

Embora o compensador funcione de forma integrada, começa-se por realizar a análise das equações da dinâmica de forma independente para cada conversor. Assim, a análise foi dividida em dois conversores, cujas equações foram deduzidas separadamente para cada um deles.

5.3.1 Conversor AC/DC

O conversor AC/DC, ilustrado na Figura 5.3, tem como objetivo realizar a interface entre a rede de BT, logo à saída do secundário do transformador e o *link* DC. A principal função deste conversor é manter a tensão no *link* DC regulada. Para atingir este objetivo, os interruptores $Q_{1.1}$, $Q_{1.2}$, $Q_{1.3}$ e $Q_{1.4}$ são comandados dinamicamente através da variável designada por γ_s , onde se considera que o valor lógico 1 (*ON*) é o comando para fechar o interruptor e o valor lógico -1 (*OFF*) é o comando para abrir o interruptor.

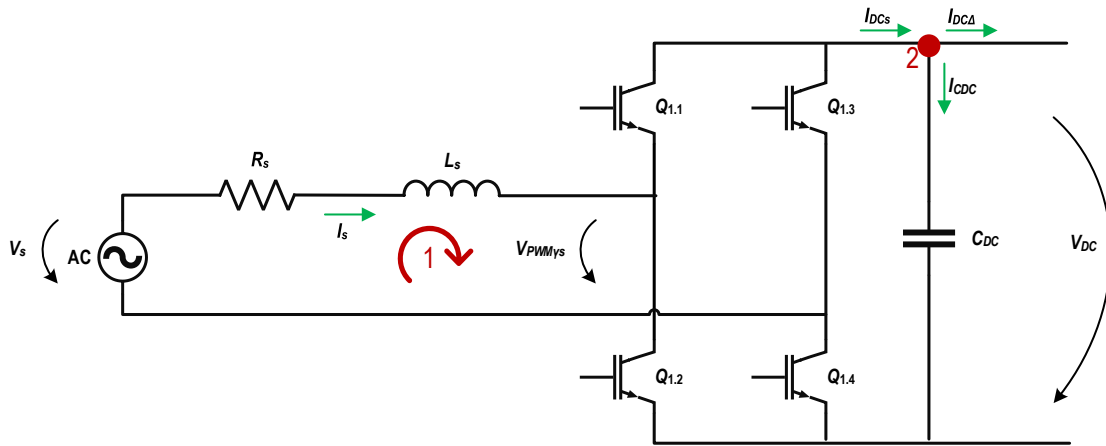


Figura 5.3 Circuito do conversor AC/DC.

A tensão $V_{PWM\gamma_s}$ é a tensão entre os dois braços do conversor AC/DC, onde a polaridade depende do conjunto de interruptores que estão ligados. Essa relação é expressa por:

$$\gamma_s = \begin{cases} 1 \rightarrow Q_{1.1} = Q_{1.4} = 1 = \overline{Q_{1.2}} = \overline{Q_{1.3}} \rightarrow V_{PWM\gamma_s} = V_{DC} \\ -1 \rightarrow Q_{1.2} = Q_{1.3} = 1 = \overline{Q_{1.1}} = \overline{Q_{1.4}} \rightarrow V_{PWM\gamma_s} = -V_{DC} \end{cases} \quad (5.1)$$

Desta forma, considera-se que:

$$V_{PWM\gamma_s} = \gamma_s V_{DC} \quad (5.2)$$

A tensão $V_{PWM\gamma_s}$ está relacionada com a tensão do secundário do transformador e da corrente I_s . Aplicando a lei das malhas na malha 1 representada na Figura 5.3, e com a equação (5.2) obtém-se:

$$V_{PWM\gamma_s} = V_s - R_s I_s - L_s \frac{dI_s}{dt} \rightarrow \frac{dI_s}{dt} = \frac{V_s - R_s I_s - \gamma_s V_{DC}}{L_s} \quad (5.3)$$

Nesta malha, a corrente I_s pode ser controlada através do comando dos semicondutores, sintetizada pela variável γ_s . Por conseguinte, a equação (5.3) foi resolvida em ordem a $\frac{dI_s}{dt}$. De forma idêntica, a tensão no *link* DC pode ser controlada através da corrente $I_{DC\Delta}$. Aplicando a lei dos nós no ponto designado como nó 2 da Figura 5.3, obtém-se:

$$I_{DCs} = I_{C_{DC}} + I_{DC\Delta}, \quad I_{C_{DC}} = C_{DC} \frac{dV_{DC}}{dt}, \quad I_{DCs} = \gamma_s I_s \quad (5.4)$$

A tensão no condensador C_{DC} , que também reflete a tensão no *link* DC, é caracterizada por:

$$\gamma_s I_s = C_{DC} \frac{dV_{DC}}{dt} + I_{DC\Delta} \rightarrow \frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{\gamma_s I_s - I_{DC\Delta}}{C_{DC}} \quad (5.5)$$

Desta forma, com (5.3) e (5.5) obtém-se as duas equações que permitem descrever o comportamento das variáveis de estado I_s e V_{DC} e fazer o projeto do controlo da corrente e tensão no conversor AC/DC.

5.3.2 Conversor DC/AC

De forma análoga, o conversor DC/AC, ilustrado na Figura 5.4, deve ser analisado considerando as respetivas equações da dinâmica. Neste caso, o objetivo do conversor é manter o valor da tensão ΔV_{HV} em conformidade com uma referência calculada com base nas necessidades da rede de BT. Para atingir este objetivo, os interruptores $Q_{2.1}$, $Q_{2.2}$, $Q_{2.3}$ e $Q_{2.4}$ são comandados dinamicamente através da variável designada por γ_Δ .

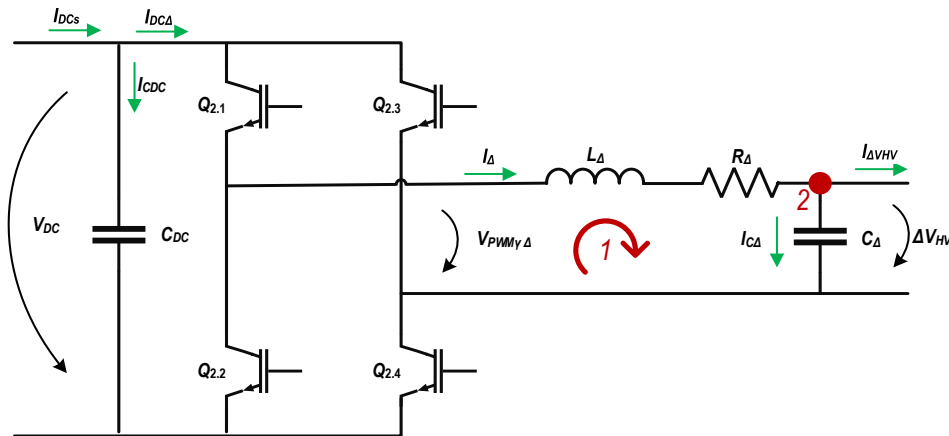


Figura 5.4 Circuito do conversor DC/AC.

Aplicando o mesmo raciocínio do conversor AC/DC, a tensão $V_{PWM\gamma_\Delta}$ é descrita por:

$$\gamma_\Delta = \begin{cases} 1 \rightarrow Q_{2.1} = Q_{2.4} = 1 = \overline{Q_{2.2}} = \overline{Q_{2.3}} \rightarrow V_{PWM\gamma_\Delta} = V_{DC} \\ -1 \rightarrow Q_{2.2} = Q_{2.3} = 1 = \overline{Q_{2.1}} = \overline{Q_{2.4}} \rightarrow V_{PWM\gamma_\Delta} = -V_{DC} \end{cases} \quad (5.6)$$

Desta forma, considera-se que:

$$V_{PWM\gamma_\Delta} = \gamma_\Delta V_{DC} \quad (5.7)$$

O valor da tensão ΔV_{HV} está relacionada com a corrente I_{Δ} e com a tensão $V_{PWM\gamma\Delta}$. Aplicando a lei das malhas na malha 1 da Figura 5.4 e com a equação (5.7) obtém-se:

$$V_{PWM\gamma\Delta} = L_{\Delta} \frac{dI_{\Delta}}{dt} + R_{\Delta} I_{\Delta} + \Delta V_{HV} \rightarrow \frac{dI_{\Delta}}{dt} = \frac{\gamma_{\Delta} V_{DC} - R_{\Delta} I_{\Delta} - \Delta V_{HV}}{L_{\Delta}} \quad (5.8)$$

Nesta malha, a corrente I_{Δ} pode ser caracterizada com a equação (5.8) que descreve a corrente que percorre a bobine L_{Δ} . De forma idêntica, a tensão ΔV_{HV} pode ser controlada através da corrente que percorre o condensador C_{Δ} . A partir da equação do nó 2, da Figura 5.4, obtém-se:

$$I_{\Delta} = I_{C\Delta} + I_{\Delta VH V}, \quad I_{C\Delta} = C_{\Delta} \frac{d\Delta V_{HV}}{dt} \quad (5.9)$$

A tensão no condensador C_{Δ} também reflete a tensão ΔV_{HV} . Desta forma, a tensão ΔV_{HV} é dada por:

$$I_{\Delta} = C_{\Delta} \frac{d\Delta V_{HV}}{dt} + I_{\Delta VH V} \rightarrow \frac{d\Delta V_{HV}}{dt} = \frac{I_{\Delta} - I_{\Delta VH V}}{C_{\Delta}} \quad (5.10)$$

5.3.3 Resumo das Equações da Dinâmica do Sistema

Na Tabela 5.1 apresentam-se o resumo das equações da dinâmica que permitem controlar a tensão e a corrente em ambos os conversores. O controlo de corrente está diretamente dependente da bobine, enquanto o controlo de tensão depende do condensador instalado.

Tabela 5.1 Resumo das equações da dinâmica do compensador.

	Equações das correntes	Equações das tensões
Conversor AC/DC	$\frac{dI_s}{dt} = \frac{V_s - R_s I_s - \gamma_s V_{DC}}{L_s}$	$\frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{\gamma_s I_s - I_{DC\Delta}}{C_{DC}}$
Conversor DC/AC	$\frac{dI_{\Delta}}{dt} = \frac{\gamma_{\Delta} V_{DC} - R_{\Delta} I_{\Delta} - \Delta V_{HV}}{L_{\Delta}}$	$\frac{d\Delta V_{HV}}{dt} = \frac{I_{\Delta} - I_{\Delta VH V}}{C_{\Delta}}$

A equação das correntes é semelhante em ambos os conversores. A tensão DC é constante e a tensão AC tem uma frequência de 50 Hz. A tensão V_s é 230 V e a tensão ΔV_{HV} tem um valor RMS variável.

5.4 Projeto dos Controladores de Corrente

As equações da dinâmica permitem representar matematicamente o comportamento de um sistema. No entanto, por si só, estas equações não garantem a operação desejada, sendo necessário implementar um sistema de controlo que regule a tensão e a corrente nos circuitos correspondentes. O projeto do controlador depende diretamente das características do sistema a controlar. Com o conhecimento do modelo matemático do sistema é possível desenvolver um controlador adaptado, capaz de reagir corretamente às variações do sistema e atingir os objetivos de desempenho, estabilidade e precisão desejados. No caso do controlador de corrente, o projeto do controlador será feito apenas para um dos conversores, uma vez que as equações da dinâmica de ambos os

conversores são similares. Todo o processo de desenvolvimento e ajuste do controlador segue, portanto, uma metodologia análoga e repetitiva. Deste modo, será detalhado todo o processo para o conversor AC/DC. Para o conversor DC/AC apenas serão apresentados os resultados, evitando-se redundâncias. Assim, aplicando a transformada de Laplace na equação (5.3) temos:

$$sI_s = \frac{V_s - R_s I_s - \gamma_s V_{DC}}{L_s} \rightarrow I_s = \frac{1}{s + \frac{R_s}{L_s}} (V_s - \gamma_s V_{DC}) \quad (5.11)$$

A análise à equação (5.11), agora no domínio de Laplace, revela que o sistema apresenta um polo. Para compensar esse efeito e garantir a estabilidade desejada, o controlador mais adequado é um controlador do tipo PI, cuja função de transferência se descreve por [36]:

$$C_{I_s}(s) = K_{ps} + \frac{K_{is}}{s} = \frac{K_{ps}}{s} \left(s + \frac{K_{is}}{K_{ps}} \right) \quad (5.12)$$

A anulação do polo consegue-se considerando:

$$s + \frac{R_s}{L_s} = s + \frac{K_{is}}{K_{ps}} \quad (5.13)$$

Além de anular o polo, a equação (5.13) simplifica o sistema de equações. O controlador PI, $C_{I_s}(s)$ é introduzido no sistema de acordo com a Figura 5.5.

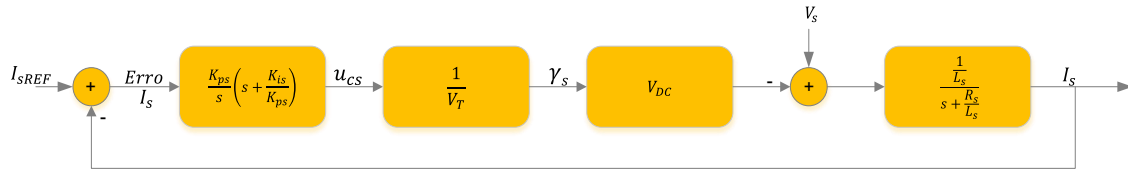


Figura 5.5 Diagrama de blocos do controlador de corrente do tipo PI do conversor AC/DC.

O controlador é alimentado pelo valor do erro, definido como a diferença entre a corrente de referência I_{sREF} e a corrente na bobine L_s , I_s . A partir deste erro, o controlador gera um sinal de controlo designado por u_{cs} , o qual é posteriormente comparado com uma portadora triangular, com amplitude V_T , para produzir o sinal de comando, γ_s , aplicado aos interruptores do sistema.

O sinal de comando, γ_s , é o resultado da multiplicação do sinal de controlo u_{cs} , pela tensão V_T que tem como objetivo anular o ganho introduzido pela portadora. A portadora é uma onda triangular que é comparada com o sinal de saída do controlador de corrente $C_{I_s}(s)$, designado de sinal modelante. Sempre que o sinal modelante é maior que a amplitude da portadora então $\gamma_s = ON(1)$, caso contrário $\gamma_s = OFF(-1)$.

O valor I_{sREF} é calculado pelo controlador de tensão V_{DC} , conforme será descrito na seção 5.5. A equação da corrente I_s do sistema realimentado com o controlador PI é descrita por:

$$I_s = \frac{1}{s + \frac{R_s}{L_s}} \left[V_s - \frac{V_{DC}}{V_T} \frac{K_{ps}}{s} \left(s + \frac{K_{is}}{K_{ps}} \right) (I_{sREF} - I_s) \right] \quad (5.14)$$

Após o processo de simplificação, obtém-se:

$$I_s = s \frac{\frac{1}{L_s}}{s + \frac{R_s}{L_s}} V_s - \frac{\frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps}}{s - \frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps}} I_{sREF} \quad (5.15)$$

A equação (5.15) descreve o sistema de controlo da corrente da bobine, I_s , em função da tensão à saída do PT, V_s , e da corrente de referência I_{sREF} . Uma análise importante é a verificação da convergência do sistema, descrita por:

$$\lim_{s \rightarrow 0} I_s = - \frac{\frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps}}{-\frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps}} I_{sREF} = I_{sREF} \quad (5.16)$$

A análise do limite quando $s \rightarrow 0$ da equação (5.16) permite estudar a convergência da corrente I_s no *steady state*. Neste caso, a corrente do sistema, I_s , acompanha o valor da corrente de referência I_{sREF} , ou seja, o sistema consegue acompanhar o *setpoint* de entrada. A frequência da corrente e da tensão neste conversor é de 50 Hz, motivo pelo qual existe um erro estacionário, que pode ser corrigido pela malha externa, no controlo da tensão DC. A equação (5.17) aplica o princípio de sobreposição para estudar a reação da corrente I_s em relação à corrente de referência I_{sREF} , quando a tensão $V_s = 0$.

$$I_s(V_s = 0) = - \frac{\frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps}}{s - \frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps}} I_{sREF} \rightarrow \omega_{ps} = - \frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps} \rightarrow I_s(V_s = 0) = \frac{\omega_{ps}}{s + \omega_{ps}} I_{sREF} \quad (5.17)$$

Ao considerar um sistema sem perturbações, onde $v_s = 0$, a equação (5.17) permite analisar e definir a frequência de resposta do sistema. Considerando uma frequência de comutação de $f_s = 10$ kHz, que é a frequência da portadora triangular, é necessário garantir que a reação do sistema é rápida o suficiente para acompanhar o *setpoint* da corrente de referência, que tem uma frequência, $f = 50$ Hz. A resposta do sistema de controlo em malha fechada deve ser muito superior à frequência fundamental da rede, $f = 50$ Hz, e inferior à frequência de comutação, $f_s = 10$ kHz:

$$2\pi f \ll \omega_{ps} \ll 2\pi f_s \quad (5.18)$$

Para o controlador de corrente escolhe-se um ω_p dado por:

$$\omega_{ps} = 0.1 * 2\pi f_s \quad (5.19)$$

Definida a frequência de resposta do sistema, os restantes parâmetros são definidos recorrendo à equação (5.17), onde se define a seguinte igualdade:

$$\omega_{ps} = - \frac{1}{L_s} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{ps} \quad (5.20)$$

O valor de ω_{ps} é apresentado com o valor negativo devido ao sentido escolhido para a corrente I_s .

A resolução de (5.20) em ordem a K_{ps} permite a obtenção da constante proporcional, definida por:

$$K_{ps} = -\frac{\omega_{ps} V_T L_s}{V_{DC}} \quad (5.21)$$

Com a constante K_{ps} definida, o valor de K_{is} é obtido por:

$$K_{is} = \frac{R_s}{L_s} K_{ps} \quad (5.22)$$

Para o caso do controlador de corrente do conversor DC/AC, que também é do tipo PI, descrito pela equação (5.12), mas utilizando as constantes $K_{p\Delta}$ e $K_{i\Delta}$ em substituição de K_{ps} e K_{is} , respetivamente, considerou-se também $\omega_{p\Delta} = 0.1 * 2\pi f_s$ e $f_s = 10$ kHz. Com a mesma análise que foi feita para o conversor AC/DC obteve-se para $\omega_{p\Delta}$ a seguinte relação:

$$\omega_{p\Delta} = \frac{1}{L_\Delta} \frac{V_{DC}}{V_T} K_{p\Delta} \quad (5.23)$$

A resolução de (5.23) em ordem a $K_{p\Delta}$ define-se por:

$$K_{p\Delta} = \frac{\omega_{p\Delta} V_T L_\Delta}{V_{DC}} \quad (5.24)$$

A componente a $K_{i\Delta}$ define-se por:

$$K_{i\Delta} = \frac{R_\Delta}{L_\Delta} K_{p\Delta} \quad (5.25)$$

Os dois controladores de corrente do conversor estão definidos. Na próxima secção será definido o controlador de tensão do link DC.

5.5 Projeto do Controlador de Tensão DC

Nesta secção define-se os parâmetros do controlador de tensão do *link* DC. O controlo da tensão do *link* DC é realizado com base na corrente do conversor AC/DC. A equação (5.5) descreve o comportamento da tensão no condensador C_{DC} . Em regime estacionário, na equação (5.3), considera-se que o valor eficaz da corrente I_{sRMS} é constante e que as perdas na resistência da bobine L_s são desprezáveis o que resulta:

$$\frac{dI_{sRMS}}{dt} = 0, \quad \frac{-R_s I_{sRMS}}{L_s} \approx 0 \rightarrow \frac{V_{sRMS}}{L_s} \approx \frac{\bar{V}_s \bar{V}_{DC}}{L_s} \quad (5.26)$$

De (5.26) considera-se que o valor médio de γ_s é definido por:

$$\bar{\gamma}_s \approx \frac{V_{sRMS}}{V_{DC}} \quad (5.27)$$

Desta forma, a equação (5.5) pode ser redefinida por:

$$\frac{dV_{DC}}{dt} \approx \frac{1}{C_{DC}} \left(\frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC}} I_{SRMS} - I_{DC\Delta} \right) \quad (5.28)$$

Aplicando a transformada de Laplace na equação (5.28), obtém-se a equação da planta do sistema descrita por:

$$V_{DC} = \frac{1}{sC_{DC}} \left(\frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC}} I_{SRMS} - I_{DC\Delta} \right) \quad (5.29)$$

Com a adição do controlador do tipo PI ($G_{V_{DC}}(s) = \frac{K_{pDC}}{s} \left(s + \frac{K_{iDC}}{K_{pDC}} \right)$), obtém-se o diagrama de blocos do sistema de controlo da tensão V_{DC} representado na Figura 5.6.

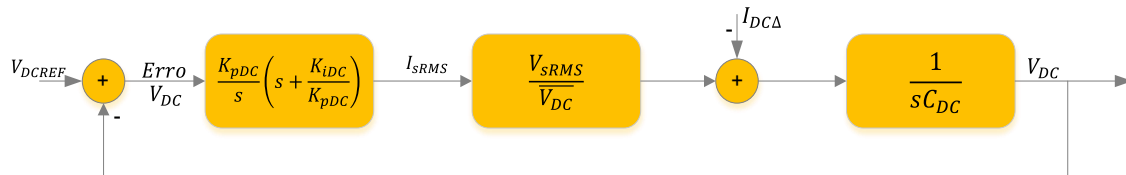


Figura 5.6 Diagrama de blocos do controlo de tensão do link DC.

A tensão do *link DC*, do sistema em malha fechada, é definida pela equação que inclui o controlador e a planta do sistema, é expressa por:

$$V_{DC} = s \frac{-\frac{1}{C_{DC}}}{s^2 + s \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{pDC} + \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{iDC}} I_{DC\Delta} + \frac{s \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{pDC} + \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{iDC}}{s^2 + s \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{pDC} + \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{iDC}} V_{DCREF} \quad (5.30)$$

onde V_{DCREF} é o valor escolhido para a tensão do link DC. Pelo teorema do valor final verifica-se que:

$$\lim_{s \rightarrow 0} V_{DC} = V_{DCREF} \quad (5.31)$$

Conclui-se que o sistema consegue acompanhar a tensão de referência V_{DCREF} . O sistema da Figura 5.6 é caracterizado por um sistema de segunda ordem. Aplicando o princípio da sobreposição, quando $I_{DC\Delta} = 0$, o sistema é descrito por:

$$V_{DC}(I_{DC\Delta} = 0) = \frac{s \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{pDC} + \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{iDC}}{s^2 + s \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{pDC} + \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{iDC}} V_{DCREF} = \frac{s 2\xi_{DC} \omega_{nDC} + \omega_{nDC}^2}{s^2 + s 2\xi_{DC} \omega_{nDC} + \omega_{nDC}^2} V_{DCREF} \quad (5.32)$$

Para o sistema (5.33), representado na forma canónica pretende-se um $\omega_{nDC} \ll 2\pi f = 0.01 * 2\pi f$, $f = 50$ Hz e um $\xi_{DC} > \frac{1}{\sqrt{2}}$. A constante do controlador proporcional é definida por:

$$2\xi_{DC} \omega_{nDC} = \frac{V_{SRMS}}{\overline{V}_{DC} C_{DC}} K_{pDC} \rightarrow K_{pDC} = 2\xi_{DC} \omega_{nDC} \frac{\overline{V}_{DC}}{V_{SRMS}} C_{DC} \quad (5.33)$$

Onde ω_{nDC} é a frequência do sistema e ξ_{DC} o coeficiente de amortecimento. A constante integral define-se por:

$$\omega_{nDC}^2 = \frac{V_{SRMS}}{V_{DC} C_{DC}} K_{iDC} \rightarrow K_{iDC} = \omega_{nDC}^2 \frac{V_{DC}}{V_{SRMS}} C_{DC} \quad (5.34)$$

Na próxima secção será definido o controlador de tensão AC para o controlo da tensão ΔV_{HV} .

5.6 Projeto do Controlador de Tensão AC

Esta secção será dedicada ao controlo de tensão a aplicar no transformador em série com a linha de BT, de forma a compensar a tensão da rede de BT. A transformada de Laplace da equação (5.10), que representa a planta do sistema, é descrita por:

$$\Delta V_{HV} = \frac{1}{sC_{\Delta}} (I_{\Delta} - I_{\Delta VH}) \quad (5.35)$$

De forma a eliminar o erro estacionário optou-se, neste controlador, por instalar um controlador do tipo PI ($C_{\Delta VH}(s) = \frac{K_p \Delta VH}{s} \left(s + \frac{K_i \Delta VH}{K_p \Delta VH} \right)$), representado na Figura 5.7, que contém o diagrama de blocos de controlo.

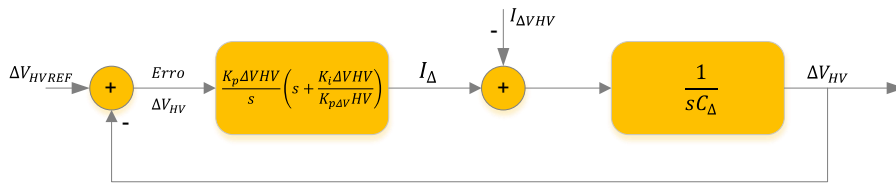


Figura 5.7 Diagrama de blocos do controlo de tensão ΔV_{HV} .

A equação do sistema de controlo realimentado da tensão ΔV_{HV} é descrita por:

$$\Delta V_{HV} = \frac{-\frac{s}{C_{\Delta}}}{s^2 + s \frac{K_p \Delta VH}{C_{\Delta}} + \frac{K_i \Delta VH}{C_{\Delta}}} I_{\Delta VH} + \frac{\frac{K_p \Delta VH}{C_{\Delta}} \left(s + \frac{K_i \Delta VH}{K_p \Delta VH} \right)}{s^2 + s \frac{K_p \Delta VH}{C_{\Delta}} + \frac{K_i \Delta VH}{C_{\Delta}}} \Delta V_{HVREF} \quad (5.36)$$

A convergência da tensão de compensação em regime estacionário, é descrita por:

$$\lim_{s \rightarrow 0} \Delta V = \Delta V_{HVREF} \quad (5.37)$$

O ΔV_{HV} representa o valor da tensão de compensação no lado de alta tensão do transformador. De (5.37) conclui-se que o sistema acompanha a referência, ΔV_{HVREF} . O sistema da Figura 5.7 é caracterizado por um sistema de segunda ordem. Devido à natureza AC do conversor, com frequência de 50 Hz, existe erro estacionário que é corrigido pela malha de controlo da tensão ΔV para regular a tensão v_2 , descrita no capítulo 4.

Em regime estacionário quando $I_{\Delta VH V} = 0$, o sistema é descrito por:

$$\Delta V(I_{\Delta VH V} = 0) = \frac{s \frac{K_{p\Delta VH V}}{C_{\Delta}} + \frac{K_{i\Delta VH V}}{C_{\Delta}}}{s^2 + s \frac{K_{p\Delta VH V}}{C_{\Delta}} + \frac{K_{i\Delta VH V}}{C_{\Delta}}} \Delta V_{HV REF} = \frac{s 2\xi_{\Delta VH V} \omega_{n\Delta VH V} + \omega_{n\Delta VH V}^2}{s^2 + s 2\xi_{\Delta VH V} \omega_{n\Delta VH V} + \omega_{n\Delta VH V}^2} \Delta V_{HV REF} \quad (5.38)$$

Para uma frequência de funcionamento do conversor $\omega_{n\Delta VH V} \gg 2\pi f = 10 * 2\pi f$, $f = 50$ Hz e para $\xi_{\Delta VH V} > \frac{1}{\sqrt{2}}$ obtém-se a constante do controlador proporcional definida por:

$$2\xi_{\Delta VH V} \omega_{n\Delta VH V} = \frac{K_{p\Delta VH V}}{C_{\Delta}} \rightarrow K_{p\Delta VH V} = 2\xi_{\Delta VH V} \omega_{n\Delta VH V} C_{\Delta} \quad (5.39)$$

A constante integral é definida por:

$$\omega_{n\Delta VH V}^2 = \frac{K_{i\Delta VH V}}{C_{\Delta}} \rightarrow K_{i\Delta VH V} = \omega_{n\Delta VH V}^2 C_{\Delta} \quad (5.40)$$

Na última secção serão definidos os valores dos componentes passivos do compensador série.

5.7 Dimensionamento dos Componentes

O dimensionamento dos componentes do sistema exige especial atenção, de forma a garantir o correto funcionamento do conversor. A Figura 5.8 ilustra o conversor e os componentes passivos.

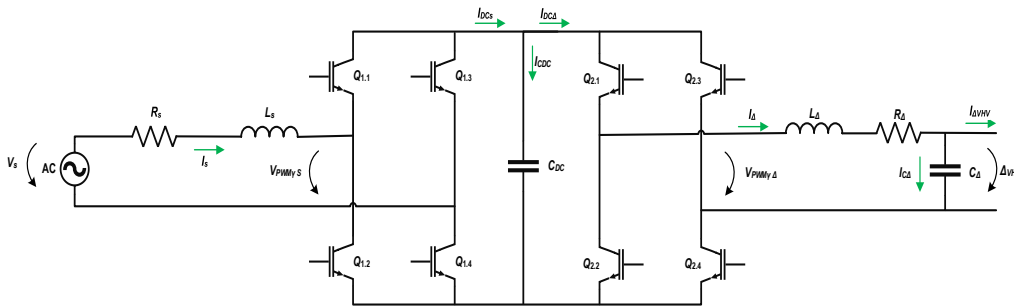


Figura 5.8 Conversor AC/DC e DC/AC com os respetivos componentes.

Para assegurar a regulação da tensão ΔV_{HV} , a tensão do link DC v_{DC} tem de ser superior a ΔV_{HV} . Dessa forma:

$$V_{DC} > \Delta V_{HV} \quad (5.41)$$

A indutância da bobine L_{Δ} é caracterizada por:

$$\frac{V_{DC}}{\Delta I_{\Delta} f_s} \ll L_{\Delta} \ll \frac{\Delta V_{HV máx}}{\omega I_{\Delta}} \quad (5.42)$$

onde $\omega = 2\pi f$ e $f = 50$ Hz, $\Delta V_{HV máx}$ a queda de tensão máxima admissível na bobine L_{Δ} e ΔI_{Δ} o valor máximo do ripple da corrente I_{Δ} . Desta forma garante-se que a queda de tensão na bobine não

condiciona o valor máximo de ΔV_{HV} . Caso aconteça uma queda de tensão muito elevada na bobine L_{Δ} , então o sistema pode não ser capaz de aplicar o ΔV_{HV} necessário para a compensação da tensão. Uma análise mais detalhada revela que os componentes L_{Δ} e C_{Δ} formam um filtro passa-baixo de segunda ordem. A frequência de corte ω_c ou f_c , considerando que $\omega_c = 2\pi f_c$, de um circuito LC é determinada pela relação fundamental da ressonância, expressa por [34]:

$$\omega_c = \frac{1}{\sqrt{L_{\Delta}C_{\Delta}}} \rightarrow f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{\Delta}C_{\Delta}}} \quad (5.43)$$

A rede elétrica opera a uma frequência de 50 Hz, pelo que é essencial garantir que a combinação dos componentes, bobine e condensador, não origina um filtro cuja frequência de corte esteja próxima da frequência da rede. Por outro lado, este filtro pode também ser utilizado para atenuar as componentes geradas pela frequência de comutação dos semicondutores com frequência elevada, geradas pelo conversor. Assim, o filtro foi projetado para uma frequência de corte de 300 Hz. O condensador C_{Δ} de acordo com a equação (5.43) é caracterizado por:

$$C_{\Delta} = \frac{1}{L_{\Delta}\omega_c^2} \quad (5.44)$$

Do lado do conversor AC/DC, e pelo mesmo motivo do valor de ΔV_{HV} , a bobine L_s é definida por:

$$\frac{V_{DC}}{\Delta I_s f_s} \ll L_s \ll \frac{V_s}{\omega I_s} \quad (5.45)$$

onde ΔI_s representa a variação da corrente à entrada do conversor que foi definida para um valor de 5 A. O valor do condensador C_{DC} é definido para assegurar que este consegue absorver as variações de corrente do conversor AC/DC, I_{DCs} , em relação ao conversor DC/AC, $I_{DC\Delta}$. A variação da tensão aos terminais do condensador C_{DC} em função das correntes é:

$$\Delta V_{DC} = \frac{1}{C_{DC}} \int_0^{T_s} (I_{DCs} - I_{DC\Delta}) dt \quad (5.46)$$

onde $T_s = \frac{1}{f_s} = 0,1 \text{ ms}$. Desta forma, C_{DC} é dimensionado de acordo com:

$$C_{DC} > \frac{I_{DCs} - I_{DC\Delta}}{\Delta V_{DC} f_s} \quad (5.47)$$

O valor de ΔV_{DC} representa a maior variação da tensão aceitável no link DC (25 V), e $I_{DCs} - I_{DC\Delta}$ representa o maior valor de variação de corrente esperada entre os conversores. As resistências R_s e R_{Δ} representam as resistências de perdas das respetivas bobines.

Com o dimensionamento dos componentes passivos o desenho do compensador série está concluído. No próximo capítulo o compensador será colocado em testes com diversos cenários de forma a avaliar o funcionamento do compensador inserido num sistema de controlo da tensão numa rede de BT.

6 SIMULAÇÃO DA REDE DE BAIXA TENSÃO E AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DA COMPENSAÇÃO DE TENSÃO

Neste capítulo, apresenta-se a os modelos utilizados na simulação da rede de baixa tensão, bem como os resultados obtidos nas simulações, aplicados a um caso prático em numa rede de distribuição de BT para avaliar o desempenho dos controladores de compensação de tensão da rede em diversos cenários de operação.

Numa primeira fase, são apresentados os resultados do conversor de forma isolada, permitindo compreender com maior detalhe o seu funcionamento em condições normais de operação. Numa segunda fase, o conversor é integrado no modelo de simulação da rede de BT, permitindo avaliar o seu desempenho no contexto total da rede de BT. Contudo, devido aos elevados tempos de simulação associados ao modelo comutado do conversor, resultantes do elevado número de elementos e frequência elevada de comutação, 10 kHz, optou-se, numa terceira fase, por utilizar uma fonte controlada por tensão para emular o comportamento do conversor e assim realizar simulações diárias do comportamento da rede de BT. Em todas as simulações, para o cálculo da tensão de referência V_{2REF} , utilizou-se o modelo que contempla a indutância da linha e da carga descrito na seção 4.1.2.

Os resultados obtidos para a rede de distribuição, tanto com a fonte controlada por tensão como com o conversor real, revelaram-se equivalentes. Assim, nas simulações subsequentes, adotou-se o uso da fonte controlada por tensão, garantindo a mesma fidelidade com um tempo de simulação significativamente inferior. Os resultados apresentados para as tensões são fictícios. Os valores foram propositadamente exagerados com o objetivo de testar os limites de funcionamento do compensador.

6.1 Funcionamento do Compensador de Tensão

De forma a demonstrar o funcionamento do compensador de tensão, foi construído no simulador MATLAB/Simulink o circuito ilustrado na Figura 6.1, para ligar a uma rede de BT.

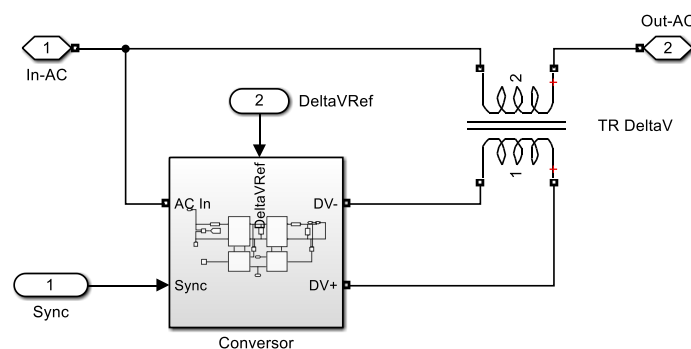


Figura 6.1 Esquema de simulação do compensador de tensão em funcionamento isolado.

Com este circuito pretende-se simular, de forma isolada, o funcionamento do compensador. Cada conversor é composto internamente por quatro IGBT, que operam como interruptores. O conversor AC/DC tem como função regular a tensão do *link* DC, enquanto o conversor DC/AC é responsável por gerar uma tensão alternada que pode ser adicionada ou subtraída à tensão da rede, conforme necessário para o processo de compensação. A tensão V_{DCREF} é a referência para a tensão do *link*

DC composto pelo condensador C_{DC} . O bloco de controlo AC/DC tem como finalidade ler a corrente I_s e a tensão V_{DC} e através das equações definidas nas secções 5.4 e 5.5 e aplicar o sinal de comando aos IGBT. O bloco de controlo DC/AC recebe a corrente I_{Δ} e a tensão ΔV_{HV} e aplica os sinais de comando nos IGBT do conversor DC/AC. O valor da corrente I_{sREF} e da tensão ΔV_{HVREF} são valores RMS. Para poderem ser comparados com a corrente I_s e com a tensão ΔV_{HV} têm de ser convertidos num sinal sinusoidal sincronizado com a frequência da rede. A sincronização é um sinal com a fase da rede que é adquirido através de um PLL.

O sistema da Figura 6.1 foi encapsulado num único bloco designado de AC/DC-DC/AC conforme ilustrado na Figura 6.2. A entrada denominada de **In-AC** foi ligada numa fonte AC 230 V RMS e a saída **Out-AC** foi ligada a uma resistência, R_{CTeste} , que simula uma carga. O valor de **DeltaVRef** representa a *setpoint* e a entrada **Sync** recebe o sinal com a fase da rede adquirido por um PLL.

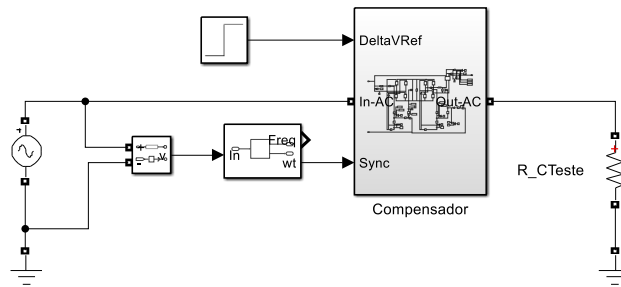


Figura 6.2 Circuito de teste do compensador.

O objetivo deste teste consistiu exclusivamente em avaliar a capacidade de resposta do compensador. Durante a simulação, com uma duração total de 200 ms, foi imposto que, nos primeiros 100 ms, o compensador reduzisse a tensão na rede de BT, representada pela resistência R_{CTeste} e no restante intervalo, o compensador atua no sentido oposto, aumentando a tensão. Na Figura 6.3 a tensão da rede é designada de V_1 enquanto a tensão de entrada do compensador que representa o secundário do transformador do PT é designada de V_2 . O valor da tensão de compensação é designado de ΔV .

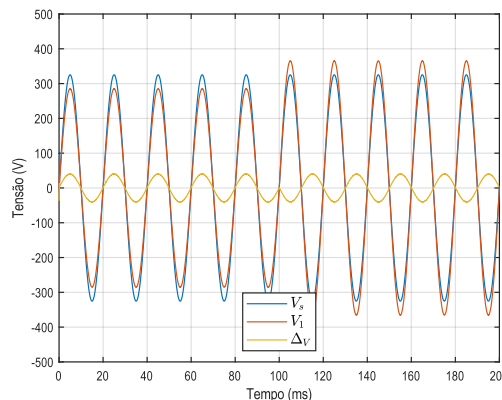


Figura 6.3 Resultados de simulação do teste do compensador de tensão.

No instante de tempo $t = 100$ ms, dado que o objetivo era reduzir a tensão, observa-se uma inversão da tensão de compensação ΔV . Uma tensão sinusoidal, sincronizada com a tensão da rede, é adicionada, mas em oposição de fase, provocando a redução pretendida. De forma geral, e abstraindo o conversor do contexto específico do trabalho, a Figura 6.3 ilustra o princípio através do qual o conversor atua sobre a rede de BT. O esquema em detalhe do compensador implementado no

simulador MATLAB/Simulink encontra-se descrito no Apêndice J. Neste exemplo também realça a importância do PLL, pois este equipamento permite adicionar ou subtrair uma tensão em fase com a rede. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J Tabelas com os Valores de Simulação.

6.2 Modelo da Rede de Baixa Tensão Utilizado na Simulação

Na Figura 6.4 encontra-se o esquema do modelo utilizado na simulação. De forma a detalhar cada componente, o esquema foi dividido em blocos que constituem as principais funções do modelo.

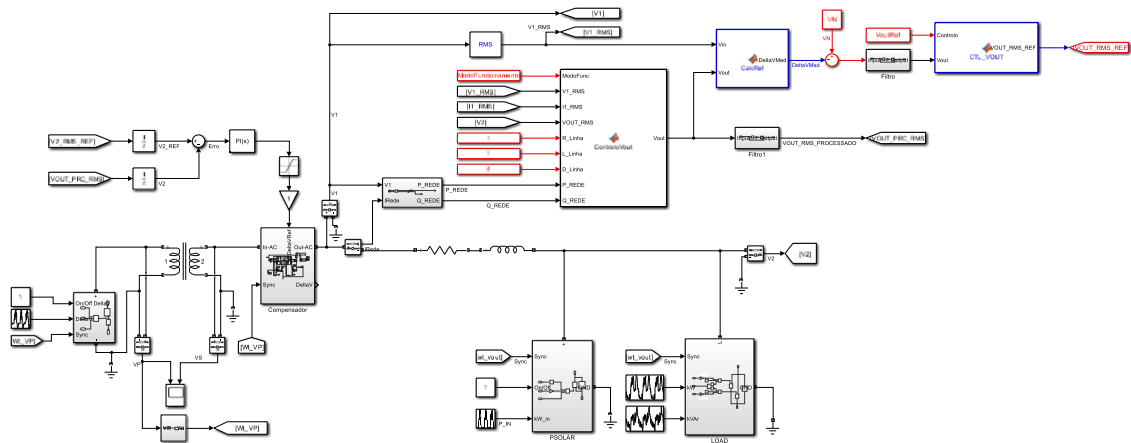


Figura 6.4 Esquema da rede para simulação.

O modelo é constituído por um transformador que simula o transformador instalado no PT, um compensador de tensão que tem como finalidade corrigir a tensão da rede, uma linha de uma rede de BT, uma fonte de GD e um bloco que representa a carga de um PT. Existem ainda blocos de controlo que têm como objetivo calcular a tensão de referência V_{2REF} ou o cálculo de V_2 nos casos em que este valor não pode ser lido diretamente.

O modelo para simular a linha da rede de distribuição de BT é composta por uma resistência e uma indutância. A carga é representada pela potência ativa e reativa. No modelo de GD apenas foi contemplado a injeção de potência ativa.

6.2.1 Transformador do Posto de Transformação e Linha da Rede de BT

O bloco do transformador do PT é constituído pelo próprio transformador de 6,6 kV / 400 V, com uma potência nominal de 400 kVA / 133 kVA por fase, representado na Figura 6.5 (a), e por um bloco adicional, ilustrado na Figura 6.5 (b), cuja função é modelar a variação da tensão no nível dos 6,6 kV.

A introdução das variações de tensão é realizada através de uma fonte de tensão fixa, que fornece a tensão de 6,6 kV, ligada em série com uma fonte de tensão controlada, responsável por aplicar as variações já sincronizadas com a tensão principal e designadas na Figura 6.5 (b) por **VarRede**. Quando essas variações são anuladas pelo bloco **On/Off Var** o valor eficaz da tensão à entrada do transformador permanece com o valor nominal de 6,6 kV.

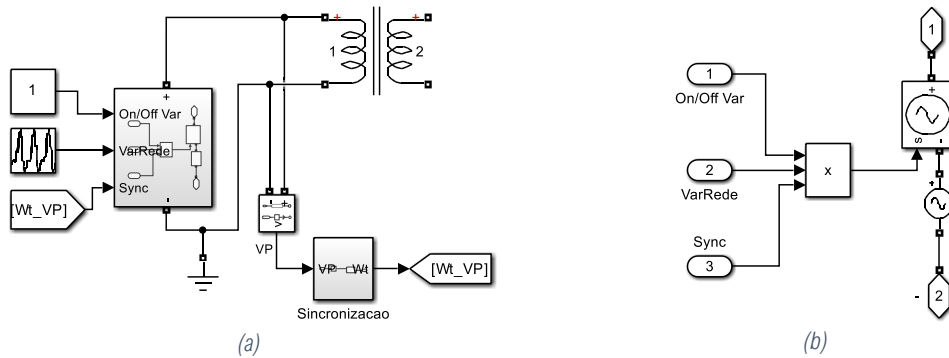


Figura 6.5 Transformador 6,6kV / 400V: (a) Esquema do transformador e elementos de medição; (b) Módulo que adiciona as variações de tensão nos 6,6 kV.

A sincronização das variações é realizada pela entrada **Sync**. A sincronização é assegurada por um bloco, representado na Figura 6.6 (a) que extrai a frequência da rede, designado por PLL e gera uma onda sinusoidal em fase com a tensão principal, garantindo que as perturbações aplicadas na rede de média tensão seguem exatamente o comportamento temporal da rede. Este bloco é fundamental, pois é o que permite que a tensão de compensação se mantém sincronizada com a rede de BT. Sem este sincronismo, seria praticamente impossível corrigir uma tensão sinusoidal sem conhecer a fase e a frequência do sinal original.



Figura 6.6 Bloco de sincronização: (a) PLL; (b) Esquema interno do PLL.

O bloco PLL utilizado foi um componente do Matlab/ Simulink onde apenas é necessário introduzir o valor da frequência da rede, neste caso 50 Hz. A linha da rede de BT, representada na Figura 6.7, é modelada por uma impedância, composta por uma resistência e uma bobine em série, que representam a impedância total da linha para o comprimento utilizado na simulação.

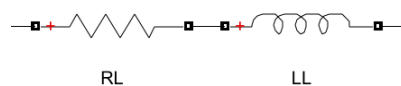


Figura 6.7 Modelo da linha da rede de BT.

Neste trabalho optou-se por simular uma linha com uma distância aproximada de 800 m e apenas uma das fases da rede de distribuição de BT.

6.2.2 Controlador PID Para a Tensão de Compensação

Na Figura 6.8 (a) encontra-se o controlador PID que calcula o valor do ΔV , ou tensão de compensação, a aplicar à rede, de forma a equilibrar a tensão no início e no fim do ramal. O valor **VOUT_PRC_RMS** é o valor da tensão do fim de ramal, V_2 que neste caso obtém-se através de medição direta e **VOUT_RMS_REF** é o valor da tensão de referência V_{2REF} descrito na equação (4.26). A variável de saída do bloco é o valor de ΔV a aplicar à rede para a compensação da tensão da rede de BT. Um elemento de saturação, representado na Figura 6.8 (b) foi adicionado de forma a garantir

que a tensão de referência para o valor de ΔV não ultrapassa os limites da rede. Neste caso o limite máximo de ΔV foi configurado para ± 40 V RMS. O elemento de ganho, representado na Figura 6.8 (c), server apenas para ligar e desligar o compensador entre simulações sem ter de alterar o esquema em MATLAB/Simulink. O elemento $\frac{1}{z}$ representado na Figura 6.8 (d) é designado de atraso e tem como objetivo manter o valor da entrada constante ente tempos de amostragem.

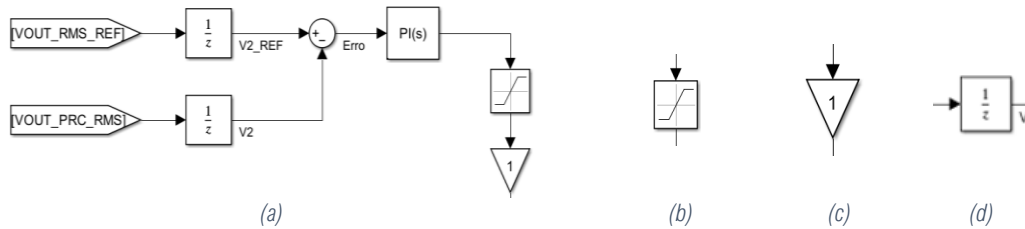


Figura 6.8 Controlador do cálculo da tensão a aplicar pelo compensador: (a) Controlador PID; (b) Elemento de saturação; (c) Ganho; (d) Atraso na amostragem de valores.

As constantes dos diferentes componentes do controlador PID, determinados para o caso de uma rede cuja linha apresenta apenas indutância, encontram-se Tabela 4.1 do capítulo 4. Na Tabela 4.2 apresenta-se um resumo dos parâmetros do PID para um controlador que considera a indutância da linha e da carga.

6.2.3 Compensador da Rede de Baixa Tensão

O bloco compensador ilustrado na Figura 6.9 resulta do encapsulamento do conversor com o transformador ilustrados na Figura 6.1.

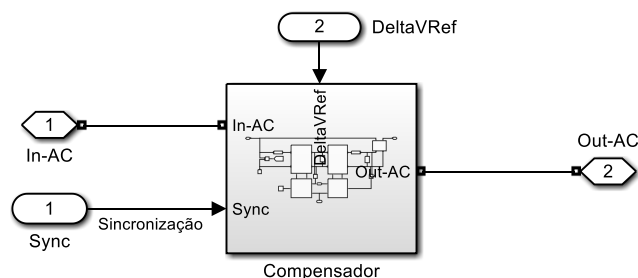


Figura 6.9 Bloco do compensador de tensão da rede de baixa tensão.

O compensador de tensão é composto por quatro blocos principais, onde existem dois conversores, um AC/DC de outro DC/AC. Existem ainda dois blocos adicionais responsáveis por gerar os sinais de comando para cada um dos conversores. A entrada **Sync** está relacionada com a sincronização, a entrada **In-AC** é a ligação ao secundário do transformador do PT e a entrada **DeltaVRef** é a tensão de referência do compensador de tensão, ΔV_{REF} . A saída **Out-AC** é ligada no início do ramal da rede de BT, ou seja, é o ponto da rede onde se mede a tensão V_1 .

O conversor AC/DC, representado na Figura 6.10 (a) tem como função manter a tensão do link DC regulada. O controlo da corrente I_s é efetuado de acordo com a equação (5.3) enquanto o controlo da tensão do *link* DC resulta da equação (5.5). O sinal de controlo resultante do bloco **Controlo AC/DC** apresentado na Figura 6.10 (a) corresponde à saída do controlador de corrente I_s cujos parâmetros foram definidos pelas equações (5.21) e (5.22).

O conversor DC/AC, representado na Figura 6.10 (b) tem como função compensar a tensão da rede aplicando um ΔV_{HV} . O controlo da corrente I_{Δ} é efetuado de acordo com a equação (5.8) enquanto o controlo da tensão de compensação segue a equação (5.10). O sinal de controlo resultante do bloco **Controlo DC/AC** apresentado na Figura 6.10 (b) corresponde à saída do controlador de corrente I_{Δ} cujos parâmetros foram definidos pelas equações (5.24) e (5.25).

O sinal aplicado aos IGBT dos conversores AC/DC e DC/AC é um comando **ON/OFF** gerado pelos controladores da corrente I_s e I_{Δ} , respetivamente e comparado com uma portadora triangular de 10 kHz com uma amplitude de 1 V, implementando modulação por largura de impulso (PWM).

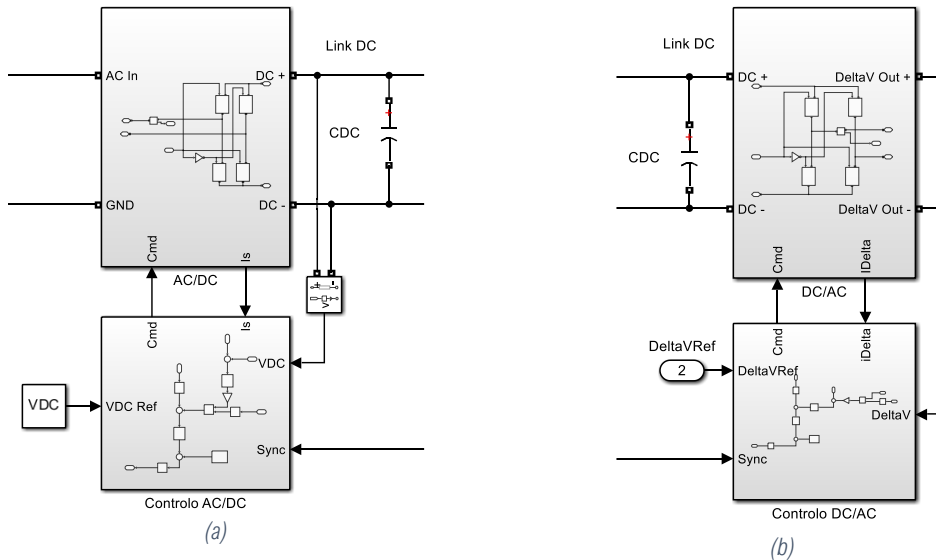


Figura 6.10 Conversor AC/DC e DC/AC com os respetivos blocos de controlo: (a) Conversor AC/DC; (b) Conversor DC/AC.

O controlador AC/DC tem como principal função manter a tensão no *link* DC regulada, enquanto o conversor DC/AC assegura a geração da tensão de compensação ΔV_{HV} , suportada pela tensão do link DC, necessária para corrigir a tensão da rede de BT. Os blocos de **Controlo AC/DC** e **Controlo DC/AC** necessitam de receber um sinal de sincronização com a frequência de rede que é adquirido pelo bloco constituído por um PLL descrito na secção 6.2.1. O valor RMS da corrente de referência I_{sREF} é calculada pelo controlador de corrente do conversor AC/DC. Os valores RMS são sincronizados com a tensão da rede de BT e comparados com os valores sinusoidais I_s e ΔV_{HV} .

O transformador utilizado no compensador **TR DeltaV**, representado na Figura 6.1, encontra-se em série com a linha de BT onde a tensão ΔV aplicada à linha de BT é 10 vezes inferior à tensão gerada pelo compensador de tensão ΔV_{HV} , ou seja, o transformador utilizado tem uma relação de transformação de 1:10. Como se trata da simulação de apenas uma fase da linha da rede de BT utilizou-se um transformador linear. O esquema interno do compensador de tensão encontra-se descrito em detalhe no Apêndice J.

6.2.4 Modelação Carga na Rede de Baixa Tensão

O bloco que faz a modelação da carga, ilustrado na Figura 6.11 (a), tem como objetivo simular a carga de uma rede de distribuição de BT. No processo de simulação serão realizadas simulações para avaliar o desempenho do compensador em cenários de variação de carga. Por este motivo, foi adicionado

um bloco que permite alterar o valor nominal da carga da rede. De forma a otimizar o processo de modelação da carga, o sistema foi projetado com uma carga base ativa e reativa representadas pela resistência R_C e pela bobine L_C . As variações de potência ativa e reativa são posteriormente adicionadas à carga, conforme mostra na Figura 6.11 (b), tornando o processo de simulação mais simples e rápido.

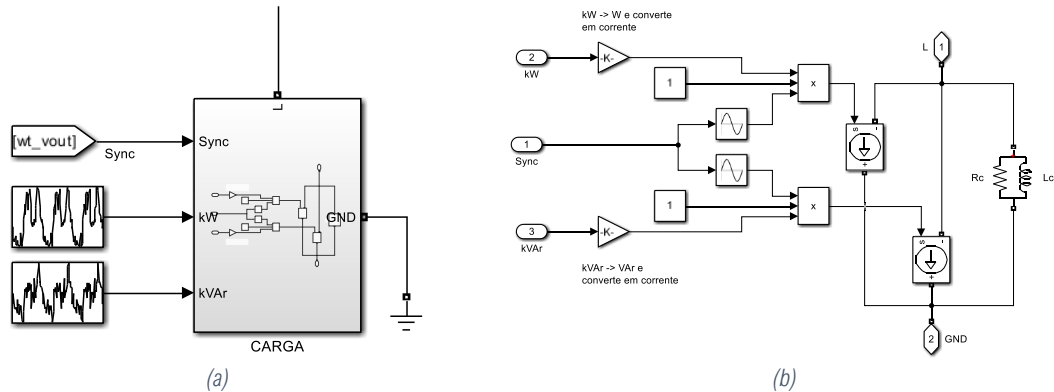


Figura 6.11 Modelação da carga: (a) Bloco de entradas e saídas; (b) Esquema interno do modelo da carga.

Em ambos os casos, as variações são adicionadas através de uma fonte de corrente que converte o valor de potência ativa ou reativa em corrente. Antes, existe a necessidade de converter os dados disponíveis de kW e kVAr para W e VAR respetivamente. Para a rede de BT o bloco é visto como uma carga que consome potência ativa e reativa. Como as variações de carga são moduladas por uma fonte de corrente, é necessário sincronizar a potência com a forma de onda de referência, através da entrada **Sync** de modo a gerar uma corrente que represente o consumo, mas com perfil sinusoidal.

6.2.5 Modelação da Injeção de Potência pelas Fontes de Energia Renovável

A modelação da produção fotovoltaica, ilustrada na Figura 6.12 (a), segue a mesma metodologia da modelação da carga. A simulação da produção de potência é realizada com uma fonte de corrente, conforme ilustrado na Figura 6.12 (b). Como a injeção de potência é realizada através de uma fonte de corrente, ela também precisa estar sincronizada com a rede, através da entrada **Sync**, tal como a modelação da carga.

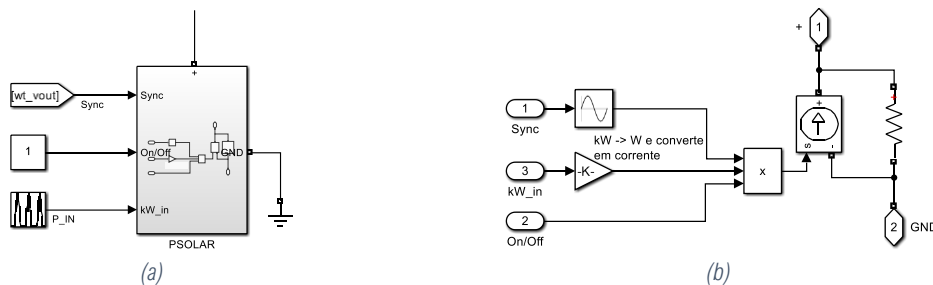


Figura 6.12 Modelação da produção fotovoltaica: (a) Bloco de entradas e saídas da produção de energia fotovoltaica; (b) Esquema elétrico do circuito de produção de energia fotovoltaica.

A entrada **P_IN** representa a potência da GD utilizada na simulação. Essa potência é posteriormente convertida em corrente para alimentar a fonte de corrente, que, invés de consumir corrente como a fonte de corrente utilizada na carga, injeta corrente no sistema. Na modelação da injeção de potência foi necessário adicionar uma resistência em paralelo com a fonte de corrente, garantindo que esta

nunca opera em circuito aberto, condição que poderia comprometer a estabilidade da simulação. Além disso, foi introduzido um comando **ON/OFF** que permite ligar ou desligar a fonte de GD sem alterar o esquema do circuito, facilitando testes e variações de cenário dentro do mesmo modelo. A injeção de potência só ocorre durante o período diurno onde atinge o máximo por volta das 13:00h.

As informações com as funções dos blocos de código utilizados encontram-se no Apêndice N.

6.3 Simulação da Rede de Baixa Tensão sem Compensador de Tensão

Numa primeira fase, o sistema foi testado sem o compensador ligado e sem geração distribuída. Considerando uma tensão RMS constante de 240 V no secundário do transformador do PT, V_s , e com uma curva de carga que caracteriza um ramal de distribuição de BT de acordo com a carga descrita na Figura 3.14 (a), obteve-se a tensão no fim do ramal, conforme ilustrado na Figura 6.13 (a). As características da linha e os parâmetros do transformador encontram-se na Tabela J.1 do Apêndice J. Para efeitos de avaliação do funcionamento do modelo da rede, optou-se por fixar a tensão V_s à saída do transformador, que coloca a tensão à entrada do ramal V_1 , também constante conforme ilustrado na Figura 6.13 (a). O valor de V_2 reflete a tensão no fim do ramal. A tensão V_2 desce conforme a carga aumenta, o que reflete o comportamento esperado de uma rede de BT.

Na Figura 6.13 (b) apresentam-se os resultados da rede com a tensão do secundário do transformador, V_s , a refletir as variações típicas de uma rede de distribuição. Estas flutuações resultam das variações ocorridas nas redes de distribuição e transporte a montante, em consequência da variação da produção e das cargas ligadas.

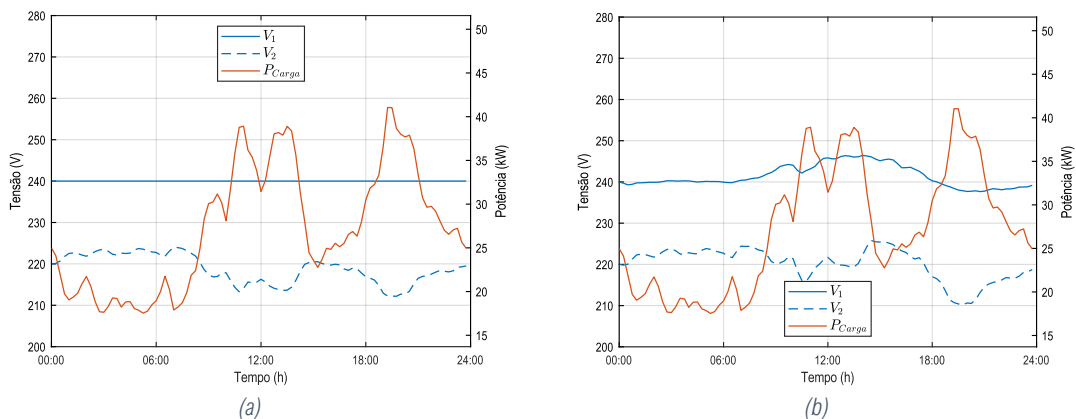


Figura 6.13 Rede sem compensador: (a) Com tensão V_s do secundário do transformador fixa; (b) Com tensão V_s do secundário do transformador a variar.

Naturalmente, devido à regulação de tomadas dos transformadores das SE, a tensão tende a aumentar durante o dia para compensar o crescimento da carga. A elevação da tensão no secundário do transformador, no início do ramal, resulta também da presença de outras unidades de produção distribuída ligadas a transformadores de diferentes PT, mas que estão interligados através da rede de 6,6 kV.

A tensão no fim do ramal encontra-se dentro dos valores regulamentares, ficando apenas cerca de uma hora abaixo dos 215 V no período de maior carga da rede. Com a adição de geração distribuída (ver Figura 6.14), mas mantendo-se a carga da Figura 6.13 e ainda sem o compensador ligado,

obtem-se os resultados ilustrados na Figura 6.14. Durante as horas de pico de GD, o valor da tensão no fim do ramal atinge os 250 V, ultrapassando inclusive o valor da tensão no início do ramal. A adição de mais GD ou uma redução da carga pode levar a valores de tensão ainda mais elevados no fim do ramal, colocando em causa a segurança da rede e dos equipamentos.

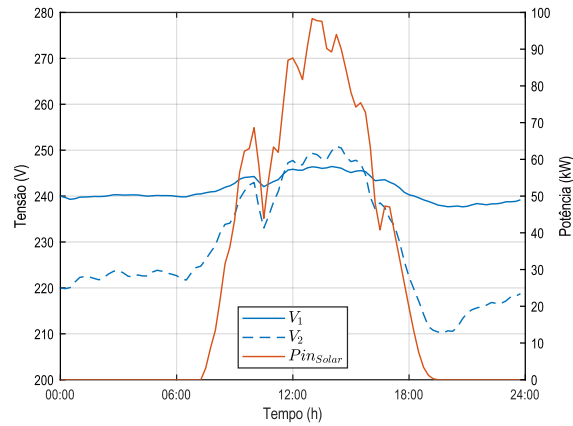


Figura 6.14 Tensão de início e fim do ramal com a presença de geração distribuída.

Esta simulação, sem o compensador serve apenas para verificar que o modelo da rede se comporta como esperado. Na ausência de GD, o valor da tensão V_2 é inferior à tensão de início de ramal V_1 . Com o aumento da carga a tensão V_2 tende a descer e atinge o mínimo no período de maior carga conforme mostra a Figura 6.13 (b). Numa rede sem compensação, a tensão do secundário do transformador do PT é igual à tensão V_1 . Com a adição de GD, V_2 acaba por superar V_1 nas horas de maior produção de GD. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.4 Avaliação de Desempenho da Simulação da Rede de BT com o Compensador de Tensão

Na Figura 6.15 (a) apresenta-se a evolução da tensão no início e no fim do ramal e a evolução da carga com presença de GD, evidenciando a atuação do compensador representado na Figura 6.9. Este compensador é responsável por ajustar o valor de ΔV , de modo a garantir que a tensão permaneça dentro dos limites regulamentares. A Figura 6.15 (b) ilustra o valor RMS do ΔV aplicado entre o secundário do transformador e o início do ramal, permitindo avaliar o contributo direto do compensador para a estabilidade do perfil de tensão ao longo da rede. Conforme ilustrado na Figura 6.14, a rede sem compensador, durante o período de maior produção fotovoltaica, pode atingir uma tensão V_2 no fim do ramal na ordem dos 250 V, muito próximo do limite legal de 253 V (230 V +10%), acabando mesmo por exceder a tensão V_1 . A tensão V_1 tende a aumentar ao longo do dia para suprimir o aumento da carga. Esta elevação aliada ao aumento da GD, consequência também da elevação da tensão na rede de distribuição devido ao aumento de GD em toda a rede, leva a um aumento ainda maior da tensão V_2 no fim do ramal.

Este fenómeno deve-se também a um excedente de produção face à procura local, provocando uma inversão do fluxo de potência, que passa a circular no sentido oposto ao habitual numa rede de distribuição de BT.

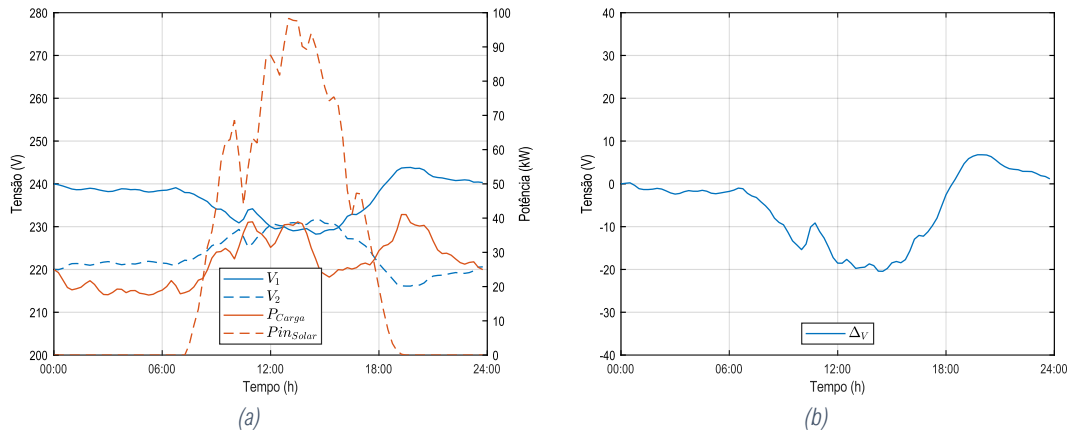


Figura 6.15 Resultados com o compensador ligado, composto por um conversor AC/DC-DC/AC: (a) Tensão de início de ramal V_1 , tensão de fim de ramal V_2 , potência da carga P_{Carga} e geração distribuída P_{iSolar} ; (b) Tensão de compensação ΔV .

Na ausência de um dispositivo de compensação, este excesso de energia provocaria uma elevação da tensão no fim de ramal acima dos limites normativos, comprometendo a operação segura da rede. Com a atuação do compensador, a tensão V_1 é reduzida durante os períodos de maior GD de 247 V para cerca de 232 V, ou seja, uma redução de 15 V. Desta forma, a tensão V_2 passa de 245 V para cerca de 230 V nos períodos de maior GD. Na hora de maior carga, que ocorre entre as 18:00 e 22:00 o processo inverte-se, e a tensão V_1 é elevada para subir a tensão V_2 de 210 V para 216 V.

As simulações efetuadas com os conversores AC/DC e DC/AC e frequência de comutação de 10 kHz revelaram-se extremamente exigentes em termos computacionais devido à natureza não linear e discreta dos conversores comutados, chegando a demorar cerca de 14 h para simular um dia. Na Figura 6.16 (a) apresenta-se a comparação da tensão V_2 considerando o modelo composto pelo conversor comutado e o modelo linear. Na Figura 6.16 (b) é apresentada a diferença da tensão de compensação ΔV entre ambos os modelos. Na Figura M.1 (a) e Figura M.1 (b) do Apêndice M encontram-se os resultados dos erros de V_2 e ΔV ao longo da simulação para o valor de V_2 e ΔV respetivamente, considerando o modelo composto pelo conversor comutado e o modelo linear.

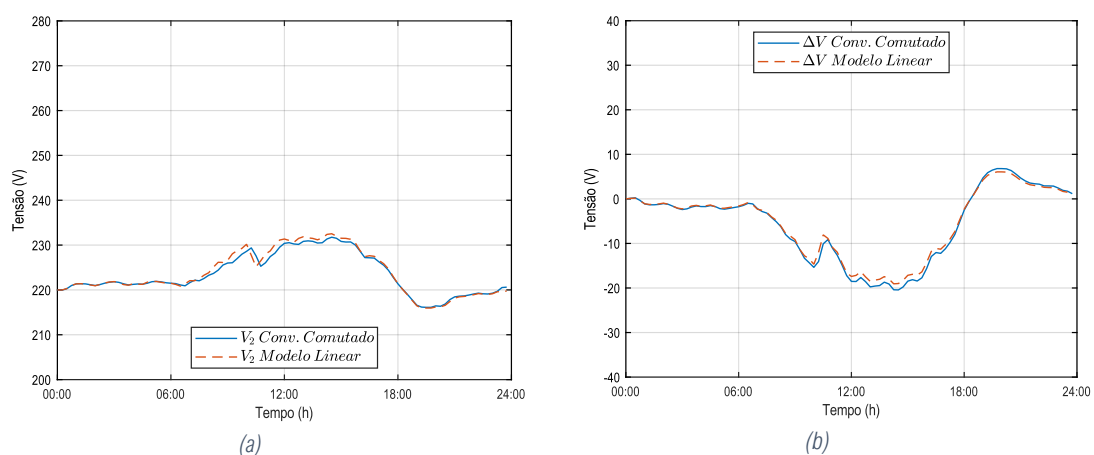


Figura 6.16 Comparação das tensões entre o modelo com conversores comutados e o modelo linear: (a) Tensões V_2 utilizando o conversor comutado e o modelo linear do conversor; (b) Tensão de compensação ΔV com o conversor comutado e o conversor linear.

Na tensão V_2 a diferença de valores entre modelos atinge no máximo 2,44 V o que se traduz num erro máximo de 1,06 %.

No caso da tensão de compensação ΔV a maior diferença é na ordem dos 2 V em termos absolutos. Assim, para as simulações a partir da secção 6.5, optou-se por linearizar o comportamento dos conversores comutados AC/DC ligado ao conversor DC/AC com uma fonte controlada por tensão, capaz de replicar o efeito do compensador real, permitindo tempos de simulação significativamente inferiores, com uma duração de cerca de 15 min, sem comprometer a fidelidade dos resultados. Na Figura M.2(a) do Apêndice M, encontram-se os resultados de V_{2REF} e V_2 . Na Figura M.2 (b) encontra-se o valor do erro entre V_{2REF} e V_2 que atinge no máximo um valor de 0,47 V, ou seja, o controlador de tensão V_2 consegue seguir a tensão de referência V_{2REF} sem desvios significativos.

6.4.1 Controlo de Tensão no *Link* DC

Na Figura 6.17 é apresentado os resultados do controlo de tensão no *link* DC ao longo de 0,6 s. Com a tensão de referência V_{DCREF} definida para 500 V DC, observa-se oscilações (inferiores a 5 %) nos instantes iniciais devido à ação do controlador PI utilizado no sistema de controlo. Ao fim de 400 ms, o valor já se encontra a seguir o valor de referência sem erro estacionário.

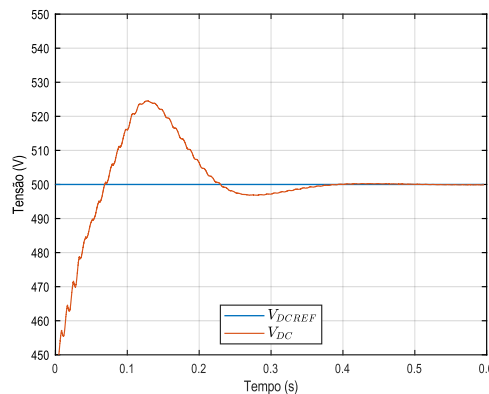


Figura 6.17 Controlo de tensão no *link* DC.

Embora seja possível ajustar o controlador para uma resposta mais rápida, numa rede de 230 V, em condições normais e na ausência de defeitos, a tensão não apresenta variações significativas em intervalos de tempo curtos. Assim, não é necessário tornar o controlador excessivamente rápido, evitando exigências adicionais sobre os demais componentes, em particular sobre o condensador do *link* DC. A redução do erro da tensão V_{DC} provoca maiores variações na corrente AC, que é indesejável na rede elétrica. Por esse motivo tem de existir um compromisso entre as variações na regulação da tensão DC no regime transitório e a variação da corrente RMS do conversor AC/DC. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.4.2 Controlo de Corrente AC dos Conversores Comutados

O modelo integra dois controladores de corrente distintos. O primeiro atua sobre a corrente de entrada, I_s , controlando o conversor AC/DC, conforme ilustrado na Figura 6.18 (a). O segundo controla a corrente de saída, I_Δ , do conversor DC/AC, como mostrado na Figura 6.18 (c). Em ambos os casos, a corrente acompanha o valor de referência calculado pelo controlador do tipo PI. Na Figura 6.18 (b)

ilustra-se em detalhe as variações da corrente AC, I_S , em relação à corrente de referência, I_{SREF} do conversor AC/DC e na Figura 6.18 (d) apresenta-se as variações da corrente I_{Δ} em relação à corrente de referência, $I_{\Delta REF}$, no conversor DC/AC. Neste tipo de controlo é gerado um sinal de controlo que é comparado com a portadora e sempre que o sinal de controlo cruza a portadora é emitida uma ordem para a inversão do estado dos interruptores.

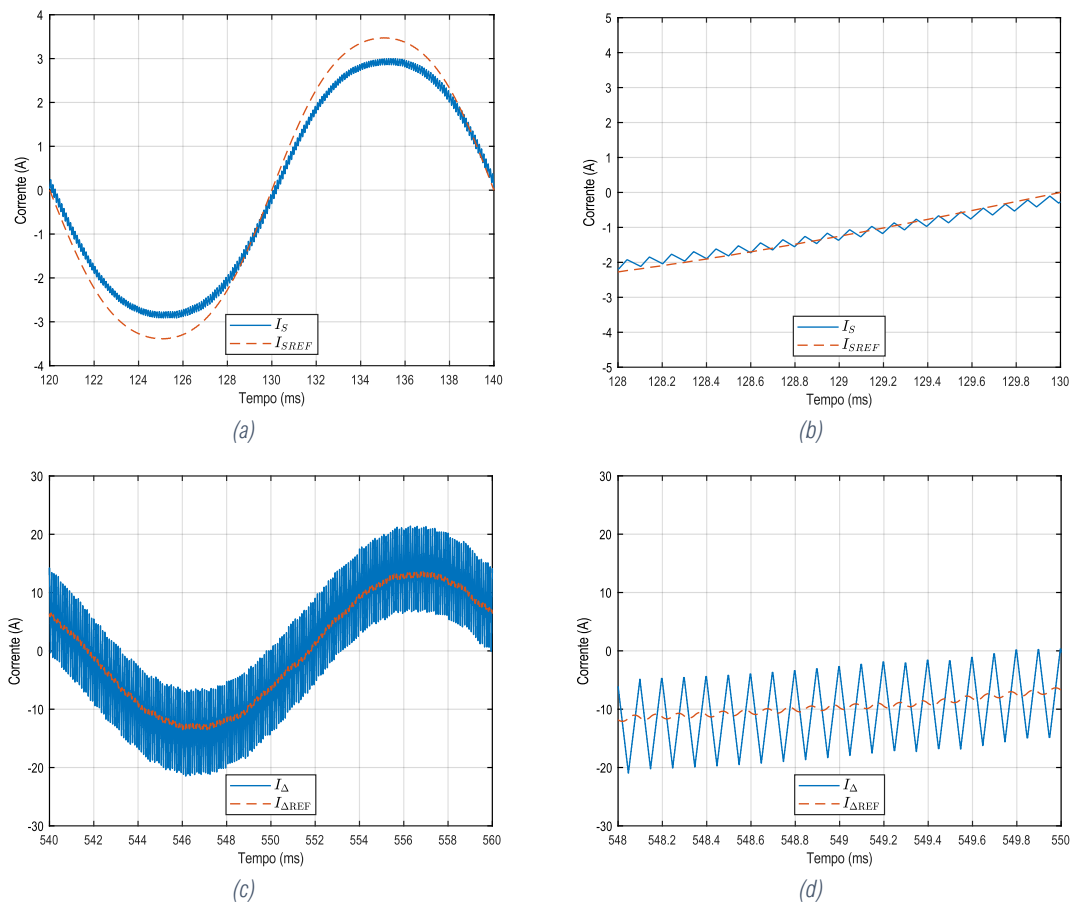


Figura 6.18 Controlo PWM da corrente I_S no conversor AC/DC e da corrente I_{Δ} no conversor DC/AC: (a) Corrente I_S e I_{SREF} ; (b) Detalhe da corrente I_S ; (c) Corrente I_{Δ} e $I_{\Delta REF}$; (d) Detalhe da corrente I_{Δ} .

Quanto maior for a frequência de comutação, teoricamente melhor será o controlo da corrente. Contudo, frequência elevada obriga os interruptores a comutar frequentemente, o que aumenta as perdas por comutação. Para a corrente I_S , o valor médio do THD foi de 1,18%, ou seja, o conversor não causa perturbações significativas à rede de BT. Na Figura 6.18 (a) observa-se o erro estacionário entre a corrente I_S e a corrente I_{SREF} devido, sobretudo, à natureza sinusoidal da corrente e da tensão de entrada com uma frequência de 50 Hz, que acaba por ser corrigido pela malha externa. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.5 Testes de Avaliação de Desempenho da Rede de BT em Diferentes Cenários de Operação

Nesta seção apresentam-se os resultados obtidos com o compensador em funcionamento normal, considerando uma rede de BT com injeção de potência com origem fotovoltaica. Foram realizadas diversas simulações com o objetivo de analisar o comportamento do compensador em diversos

cenários. Inicialmente, o compensador foi testado no cenário mais favorável, composto por um único ramal e com medição direta da tensão de fim de ramal V_2 .

Numa fase seguinte, foram analisados casos mais realistas, em que a tensão V_2 é estimada ou em que o sistema opera na sua configuração habitual, com vários ramaís alimentados pelo mesmo transformador do PT.

Foram ainda considerados cenários mais exigentes, nos quais se introduziu um desequilíbrio forçado, tanto na GD como na carga, de forma a avaliar a robustez do compensador.

6.5.1 Tensão com Leitura no Fim do Ramal

Novamente, mantendo a carga representada na Figura 6.13, e com o compensador em pleno funcionamento, obteve-se os resultados ilustrados na Figura 6.19. Como esperado, os resultados apresentam diferenças significativas em relação ao cenário sem compensação. O valor da tensão no fim do ramal está estabilizado, permanecendo em torno de 230 V com máximos de 232 V no período de maior produção fotovoltaica e os 216 V no período de maior carga e sem produção fotovoltaica. Uma outra grande vantagem deste sistema compensado é a melhoria observada na tensão no início do ramal em cenários em que pode ocorrer a elevação de tensão na rede de média tensão.

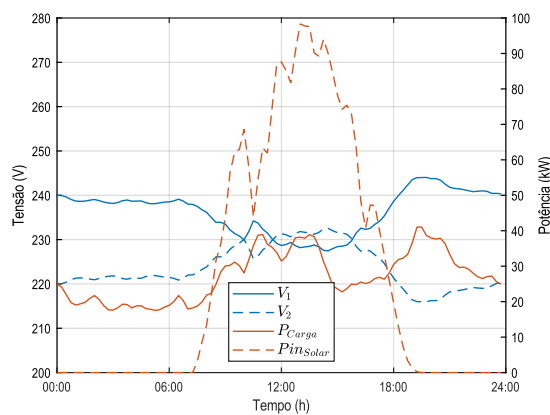


Figura 6.19 Resultados com o compensador ligado.

Além da correção da tensão nos períodos de grande produção de GD, a tensão também foi corrigida durante os períodos onde não existe produção de energia na rede de BT. Isto acontece porque o compensador procura, de forma contínua, manter a tensão no ponto mais adequado possível, tanto no início como no fim do ramal. Caso não se pretenda a correção da tensão fora das horas de GD, esta funcionalidade pode ser desabilitada.

Para melhor entender o real funcionamento do compensador juntou-se, na Figura 6.20 (a), as diversas tensões que caracterizam este sistema. A diferença entre a tensão no início do ramal e a tensão no secundário do transformador é precisamente o ΔV adicionado pelo compensador. Mesmo durante a noite, o compensador atua para corrigir a tensão, nomeadamente reduzindo a tensão no início do ramal, conforme ilustrado na Figura 6.20 (b). Este comportamento é o resultado do algoritmo utilizado para calcular a tensão de referência do fim do ramal, que procura, sempre que possível, colocar as duas tensões próximas da tensão nominal, 230 V. Uma análise ao valor da tensão de compensação

revela que a tensão adicionada pelo compensador se encontra em oposição de fase com a tensão da rede, permitindo efetivamente a redução da tensão no início do ramal.

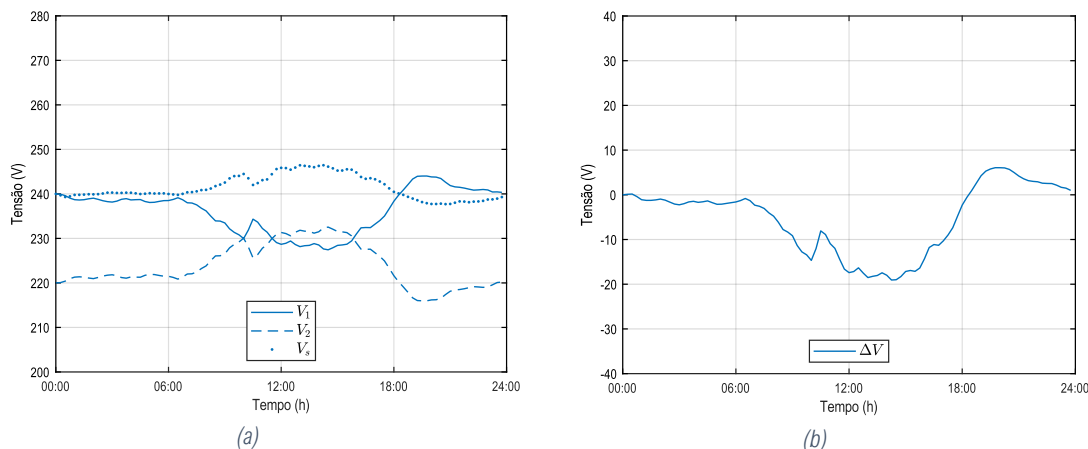


Figura 6.20 Comparação das tensões do sistema: (a) Tensões no secundário do transformador, V_s , no início do ramal, V_1 e no final do Ramal, V_2 ; (b) Tensão de compensação RMS, ΔV .

Na Figura 6.21 (a) apresenta-se a comparação entre a tensão no início do ramal, V_1 , para a rede sem compensação, em comparação com a rede com compensação. Na Figura 6.21 (b) fez-se a mesma análise, mas para a tensão no fim do ramal, V_2 .

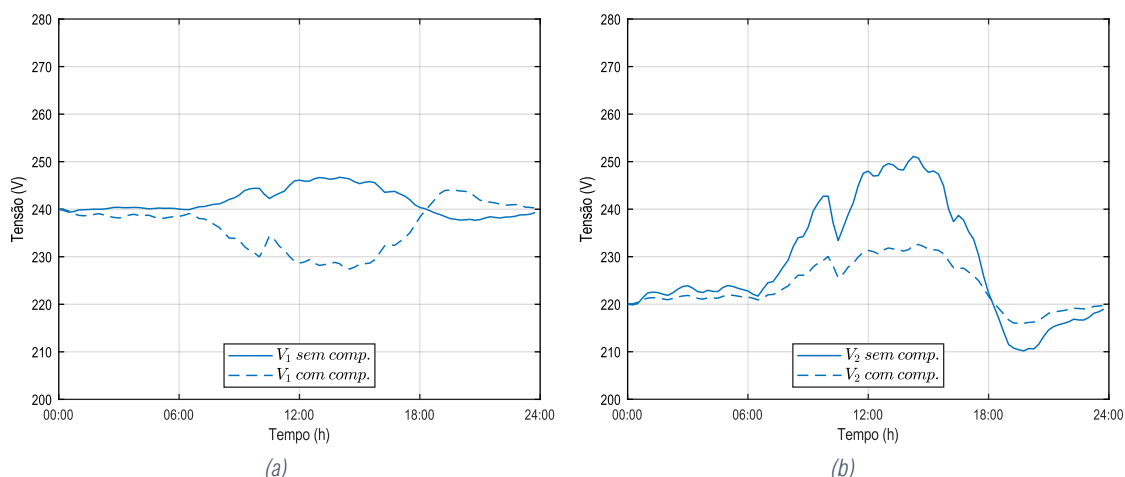


Figura 6.21 Tensão sem compensação e com compensação: (a) Início do ramal; (b) Fim do ramal.

A atuação do compensador é evidente em ambas as tensões, contudo, a tensão no fim do ramal, V_2 , beneficia de forma significativamente mais acentuada da atuação do compensador, uma vez que a diferença entre os valores mínimo e máximo da tensão é mais pronunciada nesse ponto. Na ausência do compensador, a tensão no fim do ramal oscila entre 210 V e 250 V, enquanto com o compensador, essa oscilação se encontra restrita ao intervalo entre 216 V e 232 V. A variação de tensão é de 16 V, o que contrasta com a variação de 40 V, quando o compensador não está em funcionamento. A tensão de início de ramal, V_1 , também beneficia da atuação do compensador. Apesar do compensador provocar uma variação maior na tensão, esta permanece mais próxima dos 230 V, durante um período maior, sobretudo nas horas de mais produção das unidades de GD. Numa rede com o compensador ligado a tensão na hora de pico da GD desce dos 247 V para cerca de 228 V. Esta compensação torna-se importante também quando ocorre uma sobrelevação ou sublevação na rede de distribuição de média tensão, 6,6 kV. No período do início da noite, quando a carga aumenta o compensador

também acabar por elevar a tensão V_1 , de forma que a tensão V_2 não fique abaixo do limite. Foi ainda explorado um caso que, embora excepcional, pode ocorrer. Este resulta de um aumento da tensão de entrada do transformador, combinado com um acréscimo de 20 % da GD e com uma redução da carga para 80 %. Este cenário encontra-se ilustrado na Figura 6.22 (a). O valor da tensão de compensação, ΔV , aplicada pelo compensador encontra-se ilustrado na Figura 6.22 (b).

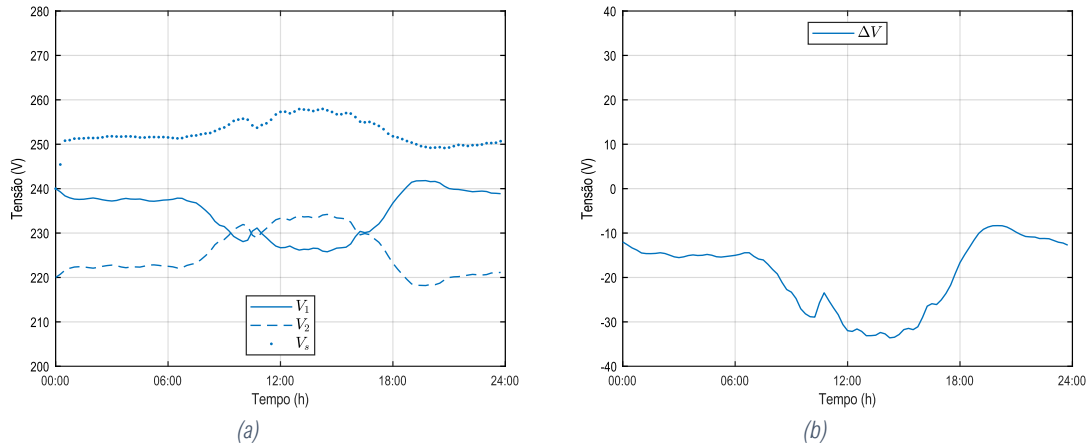


Figura 6.22 Cenário com tensão alta no transformador: (a) Tensões no secundário do transformador, V_s , no início do ramal, V_1 e no final do Ramal, V_2 ; (b) Tensão de compensação, ΔV .

Nas horas de maior produção solar, entre as 12:00h e as 16:00h, coincidentes com o período de baixo consumo, o compensador trabalha perto do limite para o qual foi desenhado, próximo do valor máximo da tensão de compensação, que foi estipulado nos 40 V. Este valor garante que o compensador corrige a tensão, mas numa diferença máxima de 40 V entre a tensão do secundário do transformador e a tensão de início de ramal. Caso a tensão de compensação atinja o valor limite então a rede deixa de ser compensada além desse valor, podendo nesse caso a tensão atingir valores fora dos regulamentos. Outro cenário analisado corresponde a uma redução da tensão de entrada do transformador, combinada com uma redução em 20 % da GD e com um aumento da carga de 20 %, conforme ilustrado na Figura 6.23 (a). A tensão de compensação correspondente encontra-se apresentada na Figura 6.23 (b).

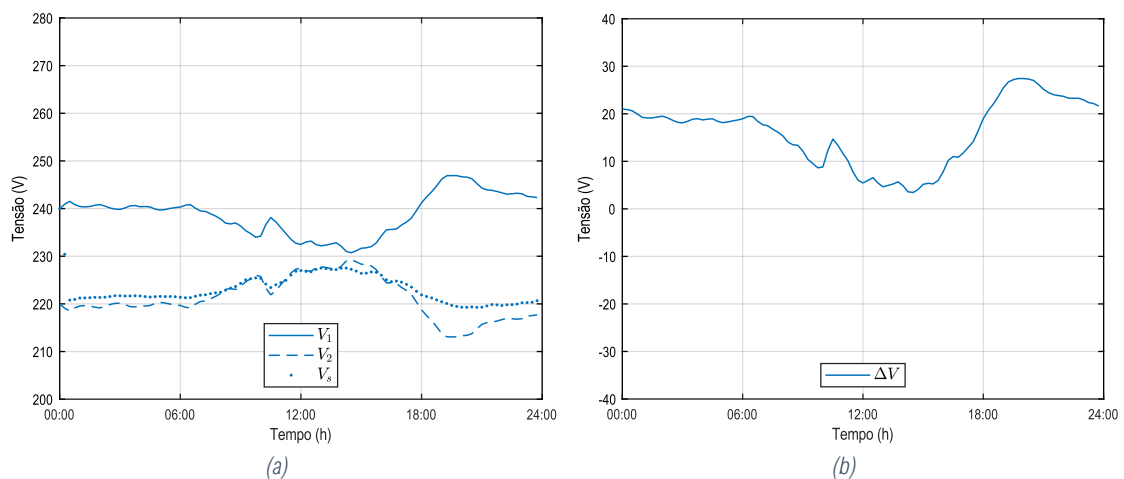


Figura 6.23 Cenário com tensão baixa no transformador: (a) Tensões no secundário do transformador, V_s , no início do ramal, V_1 e no final do Ramal, V_2 ; (b) Tensão de compensação RMS, ΔV .

Neste cenário, menos exigente para o compensador, é possível assegurar a compensação da tensão durante todas as horas do dia. O cenário descrito na Figura 6.22 revela que, para situações extremas,

os valores dimensionados para a tensão de compensação ainda seriam suficientes para manter a tensão nos valores regulamentares. Neste cenário, ao contrário do cenário da Figura 6.22, o compensador atua principalmente para manter a tensão no fim do ramal, V_2 , durante o período de maior carga da rede, entre as 18:00h e as 22:00h. Durante o dia, como a tensão no fim ramal já se encontra baixa devido à reduzida tensão à entrada do transformador do PT, a GD contribui para elevar a tensão, o que, neste caso, representa um benefício adicional para a rede e reduz a atuação do compensador. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.5.2 Tensão Constante no Fim do Ramal

Nesta secção, pretende-se apresentar os resultados de um teste que, apesar de ser meramente académico, realça a real capacidade do compensador. Neste teste, ilustrado na Figura 6.24 (a), optou-se por fixar a tensão de referência para o fim do ramal, V_{2REF} , em 220 V. Na Figura 6.24 (b) encontra-se os valores da tensão de compensação para uma tensão constante no fim do ramal.

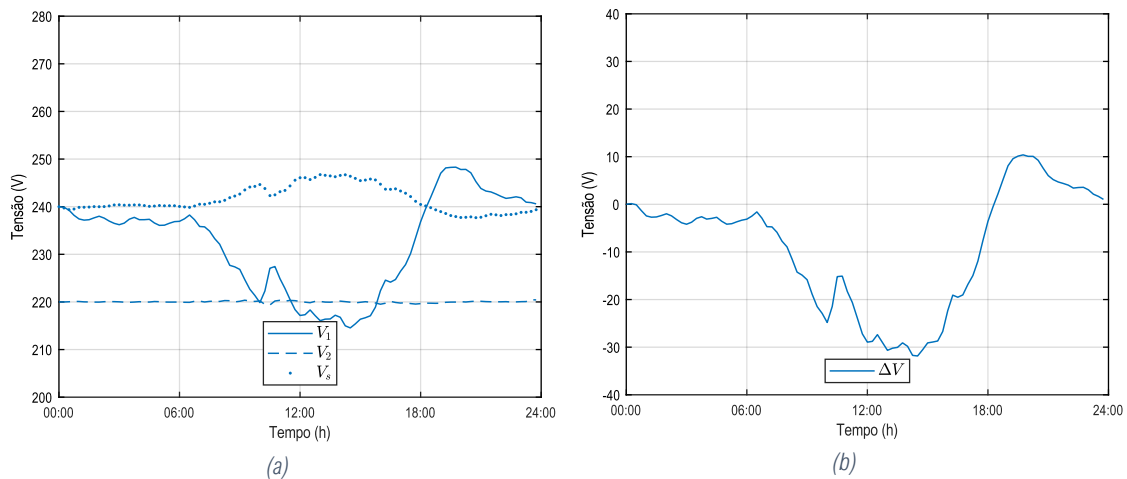


Figura 6.24 Tensão de fim de ramal com um valor fixo: (a) Tensões no secundário do transformador, V_s , no início do ramal, V_1 e no final do Ramal, V_2 ; (b) Tensão de compensação RMS, ΔV .

Na Figura 6.25 (a) encontra-se a comparação da tensão V_1 para um valor de V_{2REF} a variar em contraste com um valor de V_{2REF} constante. Na Figura 6.25 (b) fez-se a mesma análise para V_2 .

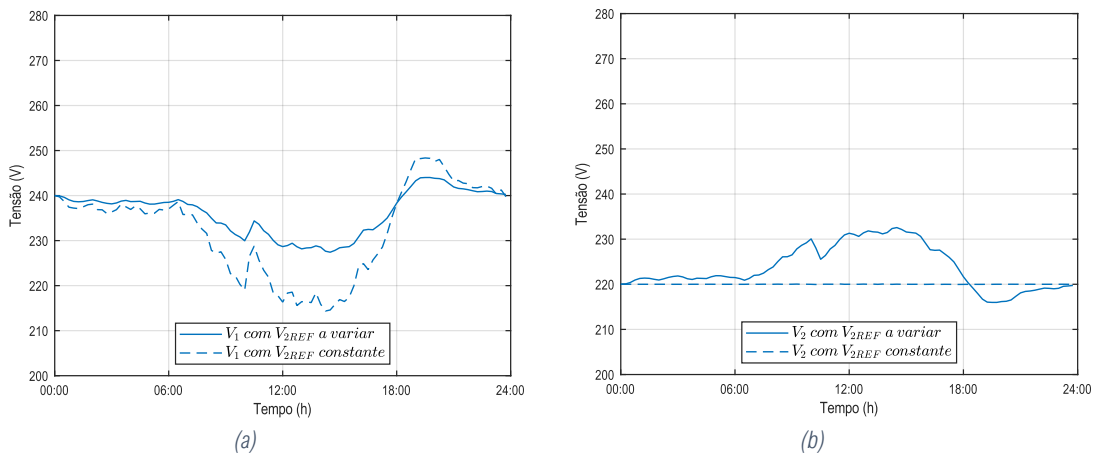


Figura 6.25 Comparação das tensões com V_{2REF} calculado e V_{2REF} constante: (a) Tensão do início do ramal, V_1 ; (b) Tensão do fim do ramal V_2 .

Para uma tensão constante em V_2 o valor de V_1 acaba por sofrer uma variação maior, em cerca de 13 V, quando comparado com o valor de V_1 para um V_{2REF} que é calculado para o melhor valor a cada instante. Naturalmente, o esforço do compensador é maior quando é exigido uma tensão fixa no fim do ramal. A diferença desse esforço encontra-se representada na Figura 6.26, onde o valor de ΔV aumenta no pior caso em 10 V para uma tensão constante no fim do ramal.

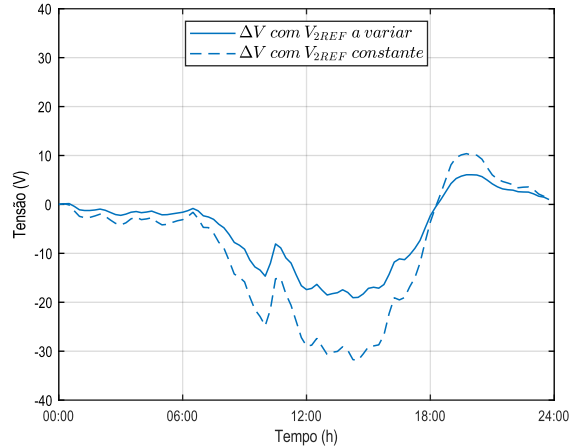


Figura 6.26 Comparação do ΔV aplicado pelo compensador para um V_{2REF} a variar e para um V_{2REF} constante.

Este teste permitiu também conjugar os dois modos de funcionamento do compensador. O compensador de tensão pode aumentar ou baixar a tensão no início do ramal dependendo da compensação a aplicar para compensar a tensão na rede de BT. Na Figura 6.27 (a) mostra-se os resultados da simulação quando a tensão no secundário do posto de transformação, V_s , está muito elevada e é necessário reduzir a tensão no início do ramal, V_1 , através da aplicação de uma tensão de compensação, ΔV , em oposição de fase com a tensão da rede de BT. Na Figura 6.27 (b) a tensão na saída do posto de transformação, V_s , está muito baixa e é necessário compensar a tensão na entrada do ramal, V_1 , com uma tensão ΔV , em fase com a tensão da rede de baixa tensão para aumentar a tensão no início do ramal, V_1 .

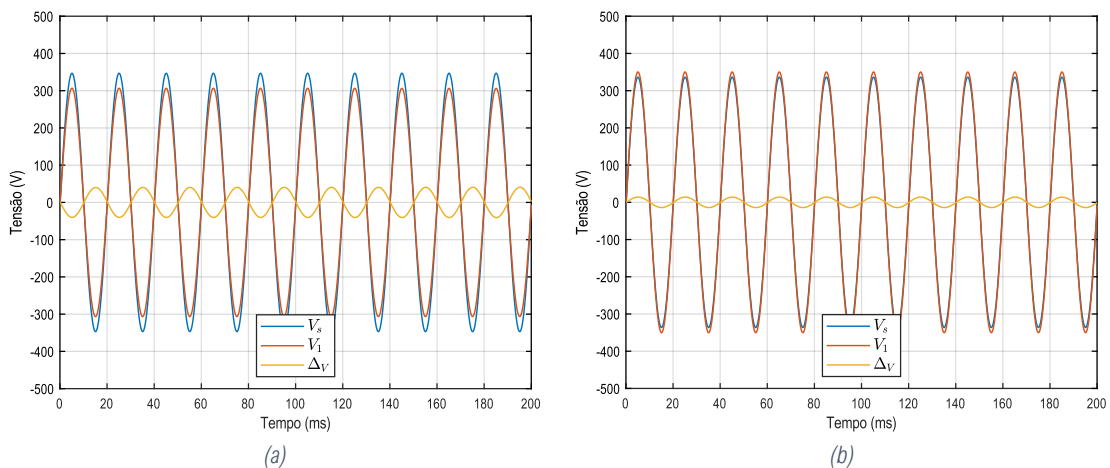


Figura 6.27 Valores instantâneos da tensão do secundário do posto de transformação, V_s , do início do ramal, V_1 e da compensação RMS, ΔV : (a) Redução da tensão no início do ramal; (b) Aumento da tensão no início do ramal.

A produção de energia renovável fotovoltaica pode sofrer variações rápidas ao longo do dia. Neste cenário, ao longo de um mesmo dia, verificou-se a necessidade de aplicar uma tensão de compensação de modo a elevar a tensão no início do ramal e, em outros momentos, de reduzir essa tensão, devido a aparecer valores elevados de tensão no fim do ramal. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.5.3 Tensão Estimada no Fim do Ramal

Nem sempre é possível obter uma medida da tensão no fim do ramal ou no ponto onde se pretende controlar a tensão. Nesses casos, a tensão V_2 tem de ser inferida, exigindo-se especial cuidado, uma vez que este valor será utilizado no cálculo da tensão de compensação a aplicar. De forma a garantir que a tensão refletia um valor fiável, efetuou-se uma simulação, sem GD, de modo a comparar a tensão real do fim do ramal, V_2 , com a tensão estimada, $V_{2Estimado}$, ilustrado na Figura 6.28.

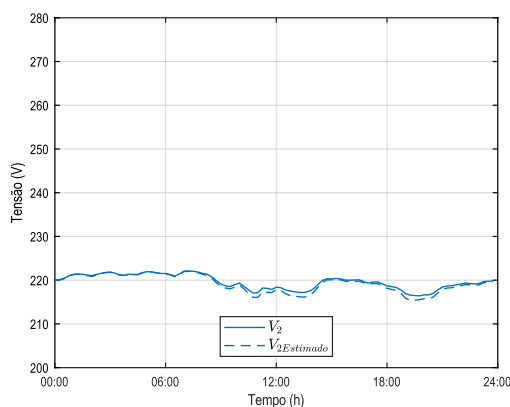


Figura 6.28 Comparação entre o valor da tensão de fim de ramal real e estimada, sem produção solar.

O modelo utilizado reflete, de forma satisfatória, a tensão do fim do ramal. Apenas em situações de maior carga se verificam ligeiras divergências, na ordem de 2 V. Com a adição da produção fotovoltaica, o modelo apresenta uma divergência mais acentuada; contudo, mantém os valores da tensão dentro dos valores desejados, conforme ilustrado na Figura 6.29.

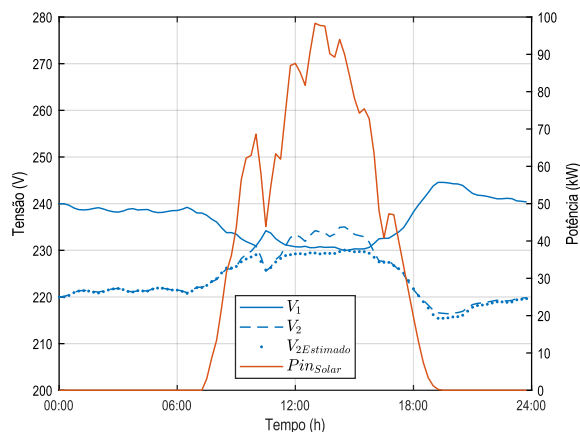


Figura 6.29 Sistema completo com o controlo a atuar com base num valor da tensão de fim de ramal V_2 estimado.

Como descrito na seção 4.2.2, um aumento da produção fotovoltaica conduz a uma maior divergência da tensão estimada em relação à tensão real. Este aspeto realça a necessidade e a importância da existência de uma ou mais medições do valor real da tensão no fim do ramal, V_2 . Apesar do erro associado à estimativa da tensão no final do ramal, este método revela-se bastante útil em redes de BT onde não existe uma medição direta da tensão no fim do ramal. As melhorias relativamente ao caso sem qualquer compensação são significativas. A comparação entre a utilização da compensação baseada numa tensão estimada e a opção de não recorrer à compensação evidencia uma diferença de aproximadamente menos 15 V na tensão de fim de ramal, conforme ilustrado na Figura 6.30.

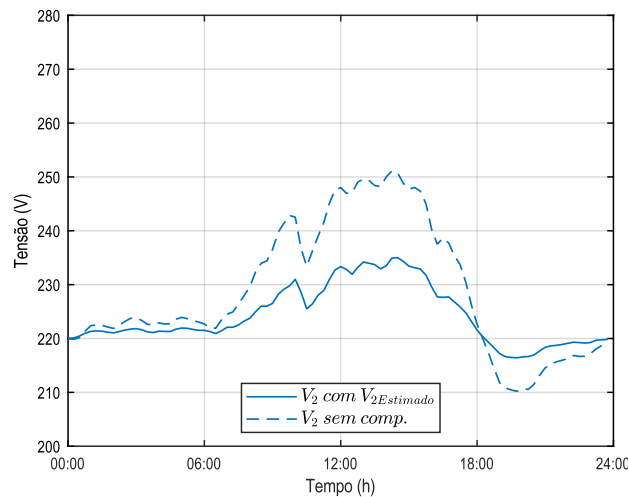


Figura 6.30 Tensão de fim de ramal com V_2 estimado em comparação com uma rede sem compensação de tensão.

A Figura 6.31 (a) demonstra que, com medida de tensão real do fim do ramal V_2 , se obtém um valor mais baixo na tensão de início do ramal. Tal ocorre porque o modelo estima a tensão V_2 com um valor ligeiramente inferior ao valor real. Dessa forma a tensão V_1 é elevada para compensar a falsa tensão baixa V_2 no fim do ramal. Por ter sido subestimado, o valor $V_{2Estimado}$, leva o compensador a concluir que a tensão no fim do ramal é inferior à real, induzindo a perceção de uma queda de tensão maior do que a existente. A análise realizada à Figura 6.31 (b) revela que, com a medição real da tensão no fim do ramal, é possível reduzir ainda mais a tensão, o que pode ser particularmente relevante em dias de elevada GD e baixo consumo.

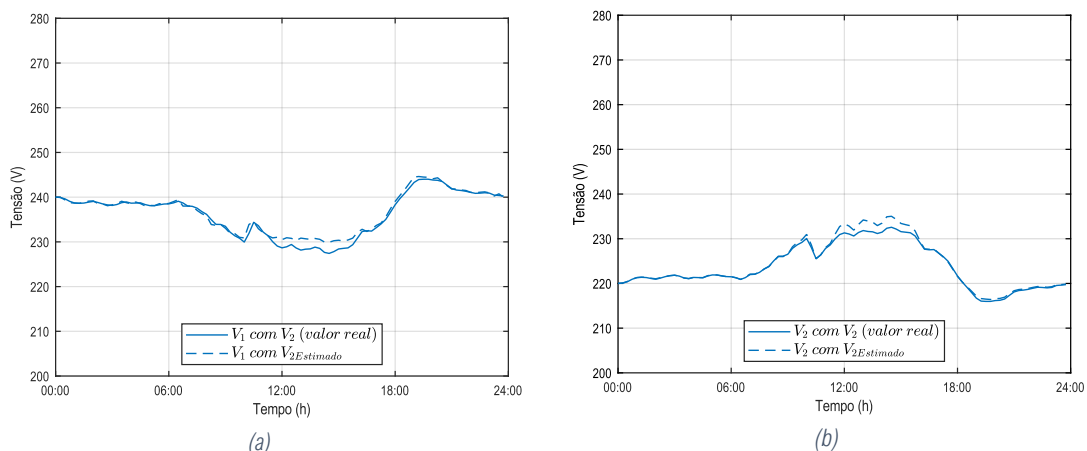


Figura 6.31 Comparação das tensões quando é feita a medição de V_2 e quando V_2 é estimado: (a) Tensão de início do ramal V_1 , com V_2 controlado por um valor real e estimado; (b) Tensão de fim do ramal V_2 , com V_2 controlado por um valor real e estimado.

Neste caso, o algoritmo não reduz ainda mais a tensão de fim do ramal porque recebe, através da tensão estimada, um valor já baixo, quando, na realidade, o valor se encontra mais elevado, provocando até o efeito contrário, elevando a tensão no início do ramal V_1 . Este comportamento afeta, de forma natural, também a tensão de início do ramal. Porém, apesar destes desvios, o compensador consegue colocar a rede mais equilibrada, mesmo utilizando apenas uma tensão medida no fim do ramal. A utilização do controlo da tensão a partir de um valor de V_2 estimado pode ser feito junto ao PT, mesmo sem um sistema de telecomunicações. Apesar do erro de medição associado, é benéfico para a rede a utilização do compensador. Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.5.4 Rede Radial

Uma rede de BT é, por norma, constituída por vários ramaís, com diferentes características, com início no mesmo PT, conforme ilustrado Figura 6.32.

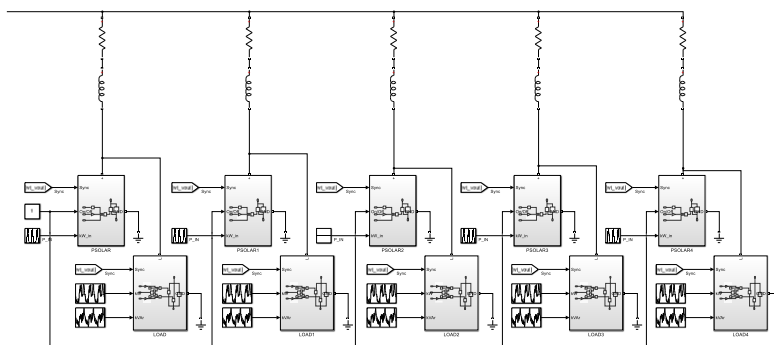


Figura 6.32 Rede radial utilizada na simulação.

Na Figura L.1 do Apêndice L, encontra-se o modelo completo do sistema de simulação com os módulos de controlo. De forma a tornar o modelo mais fiel às situações reais, a carga ativa e reativa, bem como a GD, foram divididas em cinco ramaís, conforme indicado na Tabela 6.1. O modelo de simulação encontra-se na Figura L.1 do Apêndice L.

Tabela 6.1 Atribuição da potência e da GD por ramal em função dos valores apresentados na secção 3.8.

Nº do Ramal	Carga	Geração Distribuída
2.1	20 %	10 %
2.2	5 %	15 %
2.3	20 %	0 %
2.4	30 %	50 %
2.5	25 %	25 %

Após a realização da simulação, sem a compensação ligada, de modo a analisar o comportamento da rede, obteve-se os resultados das tensões no final de cada ramal ilustrados na Figura 6.33 (a). No segundo teste, já com a compensação ligada, obteve-se os resultados das tensões no final de cada ramal, apresentadas na Figura 6.33 (b). A tensão do ramal 2.4 é a que apresenta a maior variação, resultado de ser precisamente o ramal com mais carga, bem como o ramal com maior capacidade de GD instalada. Este ramal regista as tensões mais baixas nos períodos sem GD e as tensões mais

elevadas nos períodos com GD. Por outro lado, o ramal 2.3, que não dispõem de GD, apresenta uma tensão ligeiramente mais baixa, consequência da redução da tensão de início do ramal V_1 .

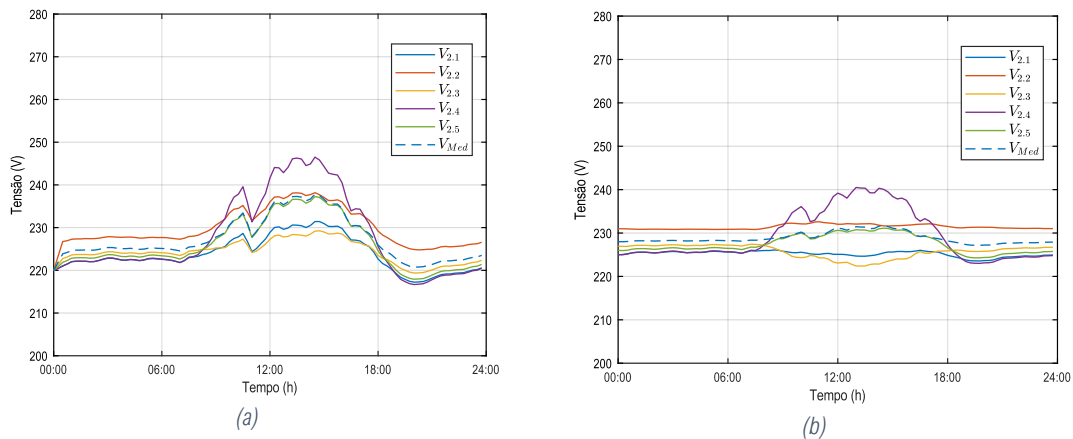


Figura 6.33 Tensões finais dos ramos: (a) Sem compensação; (b) Com compensação.

Os ramos 2.1, 2.2 e 2.5, apesar de mais equilibrados, acabam também por beneficiar da compensação e apresentam melhores valores de tensão no fim do ramal. Na Figura 6.34 encontra-se os resultados das tensões V_s , V_1 e V_{2Med} para uma rede com vários ramos e na Figura 6.35 a comparação do ΔV numa rede com vários ramos em detrimento de uma rede com um único ramal.

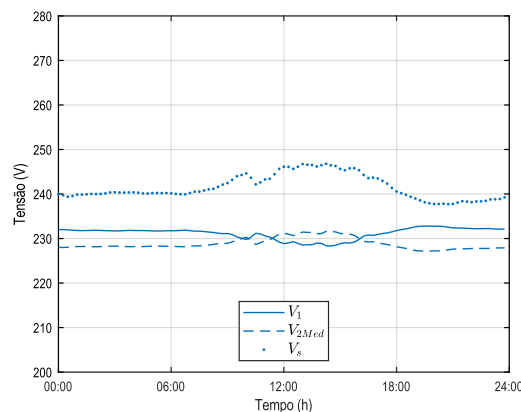


Figura 6.34 Tensões à saída do transformador, V_s , no início do ramal, V_1 e o valor calculado no final do ramal, V_{2Med}

O valor da tensão no fim do ramal, que anteriormente era um valor real ou estimado, é agora calculado, devido à existência de múltiplos valores de tensão no final de cada ramal e designado de V_{2Med} . O valor V_{2Med} é o valor utilizado no cálculo de ΔV aplicado pelo compensador à rede de BT e resulta de um algoritmo que identifica o ramal com a tensão mais baixa e o ramal com a tensão mais alta, determinando o respetivo valor médio, conforme demonstrado na seção 4.2.3. Para uma rede radial a diferença de tensão entre V_s e V_1 é de cerca de 18 V, no pior caso.

Os resultados mostram que uma rede radial é mais exigente para o compensador conforme ilustrado na Figura 6.35, sobretudo nas horas onde não existe GD, devido às assimetrias entre ramos. Uma alternativa a esta implementação é utilização do compensador apenas no ramal ou nos ramos mais críticos, ou então em ramos com predominância de GD.

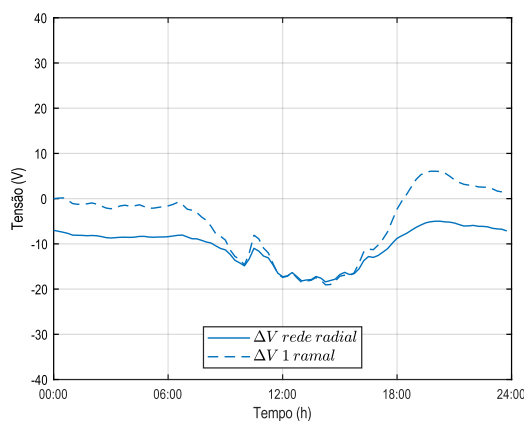


Figura 6.35 Compensação numa rede com um único ramal e numa rede com múltiplos ramos.

Os parâmetros da simulação encontram-se no Apêndice J.

6.5.5 Correção nos Ramais Problemáticos

No caso da simulação da secção 6.5.4, apenas o ramal 2.4 necessita efetivamente de correção. No entanto, aplicou-se a compensação de tensão também nos ramos 2.1, 2.2, 2.4 e 2.5 com o objetivo de baixar a tensão no fim de ramal na hora de maior GD e elevar a tensão nas horas onde existe mais carga. Os resultados da simulação com a compensação aplicada aos ramos 2.1, 2.2, 2.4 e 2.5 encontram-se ilustrados na Figura 6.36.

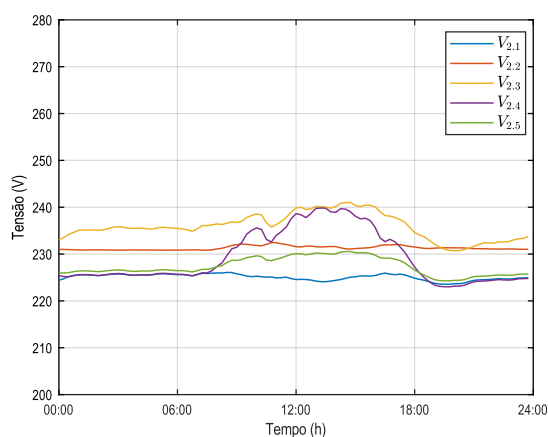


Figura 6.36 Correção da tensão V_2 nos ramos 2.1, 2.2, 2.4 e 2.5.

O valor de V_{2Med} é agora a média das tensões de fim de ramal nos ramos 2.1, 2.2, 2.4 e 2.5. Este método apesar de funcional tem de ser aplicado com precaução. No exemplo da Figura 6.36, a tensão do ramal 2.3, que não foi alvo de compensação, acaba por apresentar resultados piores, ou seja, tensões mais elevadas. O elevar da tensão no ramal 2.3 deve-se ao facto de agora o ramal estar ligado diretamente ao secundário do transformador do PT, que já possui uma tensão alta nas horas de GD e nesta configuração está sem qualquer ação do compensador. O valor deste ramal também deixa de entrar na equação demonstrada na secção 4.2.3, que desta forma não apresenta qualquer monitorização ou verificação da tensão. Idealmente poderia ser aplicada a compensação individual a cada ramal. Nesse caso, os resultados seriam semelhantes ao que é feito para uma rede só com um ramal, no entanto, essa solução aumenta os custos, por necessitar de um compensador por ramal.

7 CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentam-se as principais conclusões obtidas ao longo deste trabalho, bem como um conjunto de sugestões para desenvolvimentos futuros. Estas propostas visam, por um lado, a continuação natural da investigação realizada e, por outro lado, a exploração de abordagens alternativas ao método adotado.

7.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho foram analisados os principais conceitos associados à regulação da tensão em redes de energia, com especial enfoque nas redes de BT sujeitas a elevados níveis de GD. Esta nova realidade, cada vez mais presente, oferece benefícios ambientais e económicos significativos; contudo, introduz desafios operacionais relevantes, colocando a rede de BT perante condições de funcionamento para as quais não foi originalmente concebida.

A caracterização de uma rede de baixa tensão deve incluir os seus principais elementos, nomeadamente as linhas ou cabos, os transformadores e as cargas. Estas últimas, que no passado apresentavam um comportamento relativamente estático e previsível, tornaram-se hoje significativamente mais dinâmicas, resultado de diversos fatores, como a alteração dos hábitos de consumo das sociedades modernas e o surgimento de novas tipologias de carga, entre as quais se destaca a mobilidade elétrica. Perante esta nova realidade, os sistemas tradicionais de regulação da tensão nas redes de BT revelam-se limitados. Torna-se, portanto, necessária a investigação e o desenvolvimento de novas abordagens, baseadas em métodos de controlo diferenciados, capazes de responder às exigências e às necessidades atuais destas redes.

A modelação de uma rede deve refletir, com a maior fidelidade possível, os seus parâmetros físicos e elétricos, de modo a obter um modelo capaz de reproduzir resultados próximos da realidade. Tanto as cargas como a GD devem ser representadas de forma adequada, garantindo que a rede responde a cenários compatíveis com as condições reais de operação. Contudo, fenómenos como a variação da temperatura, o envelhecimento dos componentes ou o desgaste associado ao uso, introduzem uma complexidade adicional no processo de simulação. A sua inclusão exige modelos mais detalhados e maior capacidade computacional, tornando as simulações mais morosas. Por esse motivo, estes efeitos são frequentemente simplificados ou mesmo desconsiderados em estudos de carácter preliminar.

A regulação da tensão numa rede de baixa tensão pode ser alcançada, de forma eficaz, através da utilização de um transformador OLTC. No entanto, o transformador é um dos elementos mais onerosos da rede, tanto em termos de investimento inicial como de manutenção. A sua substituição implica custos operacionais elevados, podendo mesmo exigir a interrupção do fornecimento de energia em algumas seções da rede. Acresce ainda a complexidade associada à gestão de redes de BT que, na sua maioria, não dispõem de um nível significativo de monitorização remota, dificultando a operação e o controlo em tempo real. Mesmo com a utilização de um transformador OLTC, a regulação da tensão ocorre apenas por patamares discretos, não permitindo um controlo verdadeiramente dinâmico. Acresce que este tipo de regulação é efetuado sem qualquer confirmação da tensão no fim do ramal, baseando-se exclusivamente em valores predefinidos no PT. Como consequência, não

existe a possibilidade de ajustar a tensão para valores intermédios, limitando a capacidade de resposta às variações reais que ocorrem ao longo da rede.

Neste trabalho desenvolveu-se um equipamento capaz de regular a tensão de forma dinâmica, tirando partido da infraestrutura de rede já existente e evitando investimentos adicionais elevados. Foram testados vários métodos de controlo, destacando-se aquele em que a tensão é medida no fim do ramal. Este método apresentou os melhores resultados, embora seja também o mais dispendioso, uma vez que exige a medição da tensão num ponto localizado a algumas centenas de metros do compensador.

O método baseado na estimação da tensão no ramal revelou igualmente resultados satisfatórios, constituindo uma alternativa viável. A sua simplicidade e o facto de não requerer uma medição direta para efetuar a regulação, ainda que apresente alguns desvios, tornam-no particularmente adequado para ramais mais simples ou redes com menor complexidade.

Um transformador de um PT alimenta, regra geral, mais do que um ramal. Por esse motivo, torna-se essencial testar o compensador numa rede composta por vários ramais, cada um deles representando uma pequena rede com cargas distintas, diferentes níveis de GD e comportamentos elétricos próprios. Nesta configuração, o compensador enfrenta uma dificuldade adicional na determinação da tensão de fim do ramal a utilizar como referência. Neste trabalho optou-se por calcular o valor médio entre a tensão mais elevada e a tensão mais baixa observadas nos diferentes ramais, utilizando esse valor como referência para o compensador. Os testes realizados demonstraram que esta abordagem apresenta resultados promissores, mesmo em redes significativamente desequilibradas em termos das características individuais dos ramais.

A utilização do compensador em redes com vários ramais constitui um dos aspetos em que este equipamento pode revelar uma maior diferenciação. No caso de um transformador, qualquer alteração de configuração afeta inevitavelmente toda a rede a jusante, a menos que se recorra à instalação de múltiplos transformadores, uma solução tecnicamente possível, mas economicamente inviável. Já o compensador oferece uma flexibilidade substancialmente superior: pode ser instalado de forma a atuar sobre todos os ramais alimentados pelo PT ou apenas sobre os ramais que apresentem maiores problemas de regulação. Além disso, a sua instalação não necessita de ocorrer obrigatoriamente no início do ramal; o equipamento pode ser colocado num ponto crítico da rede ou mesmo na interseção entre dois ramais com comportamentos problemáticos, maximizando assim a eficácia da compensação.

O compensador revelou ainda a capacidade de corrigir um problema que não havia sido inicialmente considerado na tese. Em determinadas situações, as redes de BT apresentam valores de tensão elevados devido ao facto de a tensão no primário do transformador já se encontrar aumentada, consequência da geração distribuída instalada na rede de distribuição a montante. Para avaliar este cenário, elevou-se deliberadamente a tensão no primário do transformador e colocou-se o compensador a atuar sobre a rede. Os resultados demonstraram que o equipamento foi capaz de reduzir ou mesmo eliminar várias horas em que a tensão atingia valores significativamente elevados, evidenciando assim a sua eficácia também nestas condições de operação.

Foi ainda testado um cenário de carácter mais académico, onde pretendeu-se manter a tensão de fim de ramal constante, objetivo que foi alcançado com resultados satisfatórios, considerando que o compensador conseguiu manter, de forma consistente, a tensão desejada para a rede simulada.

Em resumo, este trabalho apresenta um equipamento capaz de corrigir a tensão numa rede de BT em cenários de elevada penetração de GD, de forma eficaz e pouco intrusiva. Embora o compensador tenha demonstrado um desempenho muito positivo, a sua atuação está naturalmente limitada ao intervalo para o qual foi dimensionado. Em redes fortemente desequilibradas, poderá ser necessária a utilização de equipamentos adicionais ou mesmo a atualização da própria infraestrutura de BT, de modo a garantir o cumprimento das exigências impostas pelos utilizadores e assegurar uma operação segura e estável da rede.

7.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Nesta seção, enumera-se algumas propostas para trabalhos futuros e oportunidades de melhoria:

1. Explorar a montagem de um protótipo em laboratório de modo a validar os sistemas de controlo desenhados e os resultados obtidos em simulação e assegurar a viabilidade do compensador;
2. Estudar, como alternativa ao compensador, o controlo local dos inversores de GD, aliado a uma gestão centralizada, avaliando o seu potencial para a regulação da tensão. Este tipo de controlo deverá contemplar a gestão da potência ativa, da potência reativa e de sistemas de armazenamento de pequena escala;
3. Explorar uma solução mais abrangente para o controlo de tensão, integrando múltiplos elementos capazes de intervir na regulação. A combinação de diferentes métodos, atuando em distintos escalões ou níveis de severidade, pode revelar-se vantajosa. Numa fase inicial, o controlo poderá ser exclusivamente local; contudo, ao atingir limites operacionais, um segundo método poderá ser acionado como apoio ao primeiro;
4. Investigar os sistemas de proteção adequados a esta nova realidade, garantindo a segurança da rede, dos utilizadores e das equipas de manutenção, tendo em conta a crescente presença de GD e de dispositivos com capacidade de controlo ativo;
5. Propor uma regulamentação mais rigorosa e adaptada às redes de BT, que não penalize a integração de novas instalações de GD, assegurando simultaneamente uma incorporação equilibrada e tecnicamente robusta nas infraestruturas existentes.

REFERÊNCIAS

- [1] R. L. A. e A. J.-W. , “Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2459-2471, 18 junho 2017.
- [2] E. E. Innovation, “The Rooftop Potential for PV Systems In the European Union to deliver the Paris Agreement,” United Kingdom, 2018.
- [3] E. Commission, “Photovoltaics in the European Union,” Luxembourg, 2025.
- [4] K. H. e M. R. , “Climate and Energy Policies of Key European Member States: The cases of France, Italy and Germany,” 2025.
- [5] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica*, Lisboa: IST PRESS, 2015.
- [6] M. Nasif e A. Zahedi, “Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 582-595, 2016.
- [7] ERSE, “Regulamento de Operação das Redes (ROR),” 2022.
- [8] ERSE, “Regulamento n.º 826/2023,” *Diário da República*, 2.ª série, 2023.
- [9] H. Markiewicz e A. Klajn, *Power Quality Application Guide*, Wroclaw: Wroclaw University of Technology, 2004.
- [10] C. A. d. S. Ferrolho, “Análise à Qualidade de Energia nas Instalações Eléctricas do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa,” ISEL, Lisboa, 2022.
- [11] X. Gao, J. Zhang, H. Sun, Y. Liang, L. Wei, C. Yan e Y. Xie, “A Review of Voltage Control Studies on Low Voltage Distribution Networks Containing High Penetration Distributed Photovoltaics,” *Energies*, vol. 17, nº 13, 2024.
- [12] C. Europeia, “Photovoltaic Geographical Information System,” Comissão Europeia, 08 2025. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html#!.
- [13] “Como dimensionar cablagens em instalações fotovoltaicas,” Prysmian Club, [Online]. Available: <https://www.prysmianclub.pt/como-dimensionar-cablagens-em-instalacoes-fotovoltaicas/>. [Acedido em 2025 08 15].
- [14] . D. M. C. Abhijit e A. S. , *Power System Power System Stability Analysis and Control*, Elsevier, 2020.
- [15] D. R. D. J. F. B. e T. T. C. , “Estimating the potential yield of small wind turbines in urban areas: A case study for Greater London,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, pp. 104-111, 2013.

- [16] Z. Melhem, *Electricity transmission, distribution and storage systems*, Woodhead Publishing, 2013.
- [17] M. G. Gheorghe Ghiocel Matei, “Voltage regulation in distribution networks with distributed generation — A review,” em *2016 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, Iasi, Romania, 2016.
- [18] M. D. Endang, M. A. M. M. Viyathukattuva, N. P. H., W. L. Kling e J. M. , “A case study of using OLTC to mitigate overvoltage in a rural european low voltage network,” em *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Stoke on Trent, UK, 2015.
- [19] A. N.-E. e L. F. O. , “Increasing the PV hosting capacity of LV networks: OLTC-fitted transformers vs. reinforcements,” em *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, USA, 2015.
- [20] S. Electric, “Minera SGrid,” Schneider Electric, [Online]. Available: <https://www.se.com/il/en/product-range/62109-minera-sgrid/#documents>. [Acedido em 18 10 2025].
- [21] H. Energy, “Line voltage regulators,” Hitachi Energy, [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/distribution-transformers/dry-type-transformers/line-voltage-regulators>. [Acedido em 19 10 2025].
- [22] H. Energy, “Line voltage regulator for low voltage grids,” Hitachi Energy, [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/distribution-transformers/dry-type-transformers/line-voltage-regulators/line-voltage-regulator-for-low-voltage-grids>. [Acedido em 19 10 2025].
- [23] A. S. B. H. R.W. Kenyon, “Autonomous grid-forming inverter exponential droop control for improved frequency stability,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 172, nº 111160, 2025.
- [24] F. Aboshady, O. Ceylan, A. F. Zobia, A. Ozdemir, G. Taylor e I. Pisica, “Sequentially Coordinated and Cooperative Volt/Var Control of PV Inverters in Distribution Networks,” *electronics*, vol. 12, nº 1765, 2023.
- [25] L. Vargas, J. Quirós-Tortós e G. Valverde, “2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA),” *Voltage Regulation of Active Distribution Networks Considering Dynamic Control Zones*, 21 Janeiro 2021.
- [26] J. D. R. Gonçalves, “Controlo por Orientação de Campo de um Motor de Indução para Aplicação Automotiva,” UMa, Funchal, 2022.
- [27] J. D. S. Barros, “Conversão Electrónica Multinível: Optimização para Aplicações em Qualidade de Energia Eléctrica,” IST, Lisboa, 2008.

- [28] I. R. F. M. P. D. Silva, *Ensaio de Conversores CA/CC e CC/CA Acoplados a Uma Placa de Controle Genérica Para os Módulos do Laboratório de Eletrônica de Potência*, Campina Grande, Paraíba: Universidade Federal de Campina Grande, 2012.
- [29] H. Xianjin, C. Dengwei e Z. Trillion Q, "Research on Control Characteristics of PWM Rectifier with RC-IGBT," *School of Electrical Engineering*, pp. 1570-1575, 2017.
- [30] J. C. P. Palma, *Fundamentos de Electrónica de Potência*, Lisboa: Instituto Politécnico de Lisboa, 2018.
- [31] D. d. S. Pita, "Interligação de Microrredes Híbridas com um Conversor Multinível," UMA, Funchal, 2021.
- [32] E. Mircea, L. Chen-Ching e E. Abdul-Aty, *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, Hoboken-USA: Wiley & IEEE Press, 2016.
- [33] R. T. A. O. S. S. Z. Chelli, "Hysteresis Control for Shunt Active Power Filter under Unbalanced Three-Phase Load Conditions," *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2015, 2015.
- [34] J. N. Pires, *Automação e Controlo Industrial*, Lisboa: LIDEL, 2019.
- [35] R. H. Bishop e R. C. Dorf, *Modern Control Systems Twelfth Edition*, Prentice Hall.
- [36] K. Ogata, *Modern Control Engineering Fifth Edition*, Prentice Hall.
- [37] S. Palani, *Automatic Control Systems With MATLAB Second Edition*, Springer, 2022.
- [38] I. Collins, "Phase-Locked Loop (PLL) Fundamentals," *Analog Dialogue*, vol. 52, nº 07, 2018.
- [39] P. M. S. d. Oliveira, "Estudo e controlo da resposta de inversores fotovoltaicos ao aumento da tensão em fracas redes de baixa tensão," IST, Lisboa, 2014.
- [40] T. F. D. Cascalheira, "Redes de Baixa Tensão," Instituto Politécnico de Tomar, Tomar, 2017.
- [41] R. M. A. d. Sousa, "Impacto da Microgeração na Qualidade de Energia de uma Rede de Baixa Tensão," IST, Lisboa, 2009.
- [42] EEM, "2024 Relatório e Contas," EEM, Funchal, 2024.
- [43] CABELTE, "Manual de cabos eléctricos de Baixa Tensão," CABELTE, 2016.
- [44] J. R. C. Rodrigues, "Dimensionamento de cabos BT/caminho de cabos," FEUP, Porto, 2022.
- [45] ABB, "Electrical installation handbook Volume 2 - Electrical devices," [Online]. Available: <https://library.e.abb.com/public/a5861200ea7c59fec1256dc50039e0ed/1SDC010001D0201.pdf>. [Acedido em 29 10 2025].

- [46] D. F. B. Cachão, “Impacto Técnico na Ligação de Carregadores de Veículos Elétricos às Redes de Distribuição em Baixa Tensão,” IPS, Setúbal, 2023.
- [47] E. Technology, “I V Curve Analysis for Photovoltaic System,” ELEGROW Technology, [Online]. Available: <https://elegrow.com/i-v-curve-analysis-for-photovoltaic-system/>. [Acedido em 09 2025].
- [48] E.-M. World, “Three-Phase Transformer Connections,” Electro-Magnetic World, [Online]. Available: <https://electromagneticworld.blogspot.com/2017/10/three-phase-transformer-connections.html>. [Acedido em 15 11 2025].
- [49] J. Lima Morais e J. Marinho Gomes Pereira, Guia Técnico das Instalações de Baixa Tensão, 2007.
- [50] J. L. A. e J. S. M. , “Qualidade da Energia Eléctrica,” *Revista o Electricista*, n^o 9, pp. 66-71, 2004.
- [51] P. S. B. F. Mateus, “Control Strategies of Distributed Renewable Energy Sources and Demand Response Scheduling,” Universidade de Coimbra, Coimbra, 2016.
- [52] J. P. A. Martins, “Estudo da Qualidade de Energia Eléctrica nas Instalações da Universidade do Minho,” Universidade do Minho, Minho, 2021.
- [53] “Solar Fotovoltaico,” [Online]. Available: <https://upenergy.pt/servicos/solar-fotovoltaico/>. [Acedido em 15 08 2025].
- [54] “Sistemas Fotovoltaicos,” ENAT Energias, [Online]. Available: <https://www.enat.pt/autoconsumo>. [Acedido em 15 08 2025].
- [55] R. A. d. Madeira, “Despacho n.º 240/2020 Define os procedimentos a adotar necessários à implementação da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC).,” *Jornal Oficial*, 2020.
- [56] ENAT, “Unidade de Pequena Produção (UPP),” ENAT Energias, [Online]. Available: <https://www.enat.pt/unidade-producao-venda-a-rede>. [Acedido em 10 2025].
- [57] D. J. R. e T. C. G. , “A Hybrid Diverter Design for Distribution Level On-load Tap Changers,” London, 2010.
- [58] MR, “On-load tap-changers for power transformers,” MR, [Online]. Available: <https://www.reinhausen.com/newsroom/mr-knowledge-base/tap-changer-basics>. [Acedido em 03 09 2025].
- [59] F. C. Team, “Capacitive compensation – Electrical Circuits and Systems II,” Fiveable, Agosto 2025. [Online]. Available: <https://fiveable.me/key-terms/electrical-circuits-systems-ii/capacitive-compensation>. [Acedido em 09 2025].
- [60] E. Csanyi, “Reactive Power Injection,” Electrical Engineering Portal, [Online]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/reactive-power-compensation>. [Acedido em 14 09 2025].
-

- [61] D. C. J. Z. e V. K. , “Voltage Rise Mitigation in Medium-Voltage Networks with Long Underground Cables and Low Power Demand,” *energies*, vol. 17, nº 3174, p. 19, 2024.
- [62] “Automatic Voltage Regulators (AVR) for Generator,” *electricaleasy.com*, [Online]. Available: <https://www.electricaleasy.com/2023/10/automatic-voltage-regulator-avr.html>. [Acedido em 16 09 2025].
- [63] T. L. Skvarenina, *The Power Electronics Handbook*, New York: CRC Press, 2020.
- [64] M. H. Rashid, *Power Electronics Handbook*, Lakeland, FL, United States: Elsevier, 2024.
- [65] H. M. A. G. D. B. A. A. L. F. J. e M. A. S. , “Sizing and Sitting of Static VAR Compensator (SVC) Using Hybrid Optimization of Combined Cuckoo Search (CS) and Antlion Optimization (ALO) Algorithms,” *Energies*, vol. 15, nº 4852, p. 20, 2023 06 2022.
- [66] H. Energy, “Static Var Compensators (SVC),” Hitachi Energy, [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/facts/static-var-compensation-svc>. [Acedido em 19 10 2025].
- [67] O.-t. Systems, “Supervisory Control And Data Acquisition SCADA,” Op-tec Systems, [Online]. Available: <https://op-tec.co.uk/wp-content/uploads/2026/02/SCADA.pdf>. [Acedido em 08 2025].
- [68] SIEMENS, “Engineering, Computer Science,” *Power system protection and control testing in a fully virtualized environment*, 20 novembro 2019.
- [69] T. L. Z. J. e J. L. , “IoT-Based Low-Voltage Power Distribution System Management and Control Platform,” *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, nº 902715, p. 9, 2022.
- [70] Y. K.-H. Y. S. J.-W. S. N. T.-Y. N. K. J.-C. K. e M. W.-S. , “Operation Method of On-Load Tap Changer on Main Transformer Considering Reverse Power Flow in Distribution System Connected with High Penetration on Photovoltaic System,” *Energies*, 9 5 2022.
- [71] “TAPCON® 260 D voltage regulator,” [Online]. Available: https://www.reinhausen.com/fileadmin/downloadcenter/products/voltage_regulators/discontinued_products/tapcon_260/ba/status_indicator_circuit_breaker/261-00403010.pdf. [Acedido em 01 10 2025].
- [72] S. H. M. V. e W. H. , *Core Concepts and Methods in Load Forecasting*, Springer, 2023.
- [73] F. TIS, “Minera SGrid,” Forma TIS, [Online]. Available: <https://blog.formatis.pro/minera-sgrid/>. [Acedido em 18 10 2025].
- [74] Siemens, “SIESTORAGE NEO,” Siemens, [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:4c973356793326b4cd1ce7180c50af15580f6e21/08-siestorage-energy-storage-system.pdf>. [Acedido em 21 10 2025].

- [75] B. M. B. e Z. S. , *Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*, Springer, 2014.
- [76] H. Energy, “Network Manager Advanced Distribution Management System (ADMS),” Hitachi Energy, 09 2025. [Online]. Available: <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/grid-and-generation-management-network-manager/network-manager-advanced-distribution-management-system-adms>.
- [77] S. Electric, “EcoStruxure™ ADMS,” [Online]. Available: <https://www.se.com/us/en/product-range/61751-ecostruxure-adms/#overview>. [Acedido em 21 09 2025].
- [78] B. R. S. Costa, “Compensador de Cavas de Tensão DVR,” IST, Lisboa, 2007.
- [79] M. João Sepúlveda, J. L. Afonso e J. S. Martins, “Compensador de Tensão do Tipo Activo Série Controlado por Computador Pessoal,” Universidade do Minho, Guimarães.
- [80] Endoks, “What is the Dynamic Voltage Regulator and How it Works?,” Endoks, [Online]. Available: <https://www.endoks.com/en/2020/08/25/what-is-the-dynamic-voltage-regulator-and-how-it-works/>. [Acedido em 09 2025].
- [81] K. Rafał, J. Biskupski, S. Bykuć e P. Chaja, “Dynamic Voltage Regulation and Unbalance Compensation in a Low-Voltage Distribution Network Using Energy Storage System,” *Applied Sciences*, vol. 12, nº 11678, p. 14, 17 Novembro 2022.

Apêndice A QUALIDADE DA TENSÃO

No passado, a qualidade de tensão era sobretudo caracterizada pela continuidade de serviço, relegando para segundo plano os valores de tensão e frequência. Este modo mais permissivo devia-se ao facto de serem utilizadas maioritariamente cargas lineares, conforme a Figura A.A.1(a), ou seja, a tensão de alimentação era sinusoidal como a corrente. A evolução da eletrónica de potência acabou por trazer para a rede equipamentos, que apesar de mais eficientes e de mais fácil controlo, funcionavam como cargas não lineares, levando ao aparecimento de harmónicos na rede.

Na Figura A.A.1 representa-se as formas de onda de uma carga não linear. A corrente neste caso deixou de ser uma onda sinusoidal, e como consequência, a tensão de alimentação fica distorcida [50].

Outro problema proveniente de circuitos com cargas não lineares é o fator de potência (FP), definido pela equação (A.1):

$$\text{Fator de Potência} = \frac{\text{Potência Ativa (W)}}{\text{Potência Aparente (VA)}} = \frac{UI \cos(\varphi)}{UI} = \cos(\varphi) \quad (\text{A.1})$$

Para cargas puramente resistivas, a tensão e a corrente encontram-se em fase o que resulta num fator de potencia unitário, ou seja, a onda de tensão está em fase com a onda de corrente. Quando são adicionadas cargas indutivas, a onda de corrente aparece atrasada em relação à tensão, o que se traduz num fator de potencia não unitário, conforme o tracejado verde na Figura A.A.1 (a). Quando são adicionadas cargas capacitivas, a onda de corrente aparece adiantada em relação à tensão. Em ambos os casos, a forma de onda da corrente continua sinusoidal. Com a introdução de cargas não lineares o fator de potência passa a ter valores que variam consideravelmente no tempo. O fator de potencia pode ser visto de forma mais simples como o desfasamento entre a onda de tensão e corrente de um circuito.

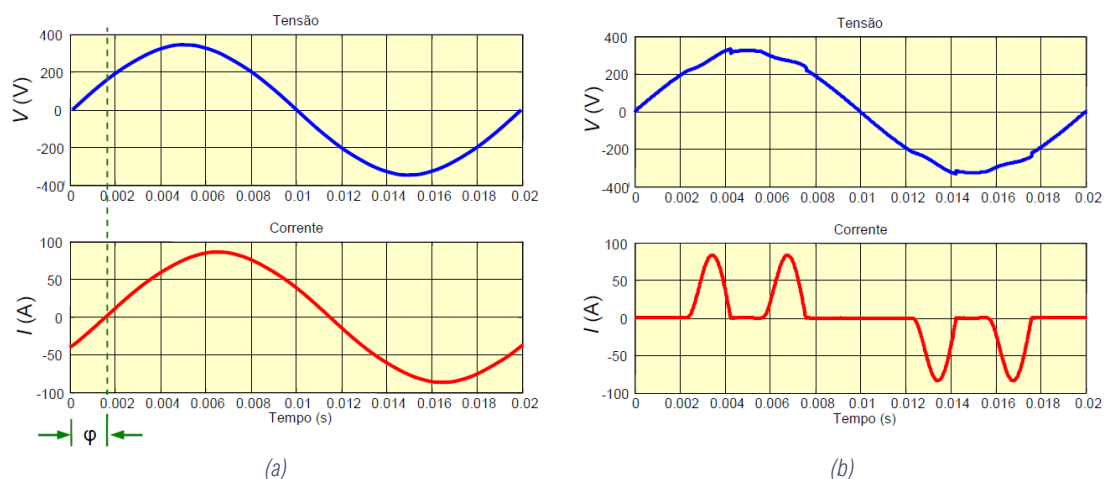


Figura A.A.1 Tensão e corrente num sistema elétrico [50]: (a) Com cargas lineares; (b) Com uma carga não linear.

Atualmente, devido as normas europeias, equipamentos devem respeitar determinados valores de poluição harmónica reduzindo em grande escala este problema [50].

A.1 Variação da Tensão

A variação da tensão também pode ser um bom indicador da qualidade da tensão fornecida aos consumidores [5]. De entre os fenómenos mais relevantes, destacam-se as cavas de tensão, as sobretensões, os micro cortes e os transitórios.

As cavas de tensão acontecem essencialmente devido a sobrecorrentes de curta duração, variando de meio ciclo (10 ms) a 1 minuto. Estas podem estar associadas a defeitos na rede como curto-circuitos, ou então são o resultado de manobras na rede, ligação de transformadores ou motores e outras cargas de elevada potência [5], [50].

As sobretensões definem-se como uma onda de tensão que se sobrepõe à onda de tensão nominal da rede com valores entre 110% e 120% da tensão nominal. As sobretensões podem ter durações superiores a 1 minuto e são classificadas como fenómenos de longa duração [51]. Estão normalmente associadas a defeitos na operação da rede elétrica [50] ou devido a descargas atmosféricas.

Os micro cortes de tensão são caracterizados por pequenos cortes periódicos na forma de onda da tensão que resultam de quedas de tensão nas indutâncias do sistema elétrico devido sobretudo a cargas com variações bruscas de corrente [50].

Os transitórios, normalmente designados de transitórios eletromagnéticos rápidos, duram tipicamente alguns ciclos e provocam impulsos ou oscilações de frequência elevada sobreposta à forma de onda da componente fundamental da tensão ou da corrente. Entre as principais causas destacam-se as descargas atmosféricas e a atuação dos órgãos de cortes da rede elétrica como disjuntores e seccionadores em carga [5].

A.2 Harmónicas

A tensão ideal numa rede de distribuição caracteriza-se por uma onda sinusoidal. No entanto, devido a fatores inerentes à exploração e utilização das redes de distribuição, existem deformação constantes na forma de onda. Estas alterações são provocadas pelo constante ligar ou desligar de cargas, pelas manobras realizadas na rede que acabam por deformar a onda de tensão. Essas deformações levam ao aparecimento de componentes harmónicas na rede que se manifestam como uma série de ondas sinusoidais de frequências múltiplas da frequência fundamental. Após a soma de todas as harmónicas dá origem a uma nova onda sinusoidal, distorcida. Outras das grandes causas do aparecimento das harmónicas são as cargas não lineares que consomem correntes que não têm um formato sinusoidal levando a distorções na tensão. O aparecimento de harmónicas na rede coloca em causa o funcionamento dos equipamentos e dos componentes elétricos [52]. Entre os principais problemas destacam-se [50]:

1. Aumento das perdas por aquecimento;
2. Saturação, ressonâncias, vibrações nos enrolamentos e redução da vida útil de transformadores;
3. Binário pulsante, ruído audível;
4. Redução da vida útil das máquinas elétricas rotativas;

5. Disparo indevido dos semicondutores de potência em retificadores controlados e reguladores de tensão;
6. Problemas na operação de relés de proteção, disjuntores e fusíveis;
7. Aumento considerável na dissipação térmica dos condensadores, levando à deterioração do dielétrico;
8. Redução da vida útil das lâmpadas e flutuação da intensidade luminosa (*flicker* – para o caso de ocorrência de sub-harmônicos);
9. Erros nos medidores de energia elétrica e instrumentos de medida;
10. Interferência eletromagnética em equipamentos de comunicação;
11. Mau funcionamento ou falhas de operação em equipamentos eletrônicos ligados à rede elétrica, tais como computadores, Controladores Lógicos Programáveis (PLCs), sistemas de controlo comandados por microcontroladores.

O THD é uma medida que permite aferir o valor da distorção, da tensão ou corrente, devido à presença de harmônicas num sinal e deve ser o mais baixo possível. O valor real do THD é dado pela equação (A.2):

$$THD_U[\%] = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_{RMS_n}^2}}{U_{RMS\ (fundamental)}} 100 \quad (A.2)$$

Onde U_{RMS_n} é o valor RMS da harmónica de ordem n e $U_{RMS\ (fundamental)}$ o valor RMS da tensão à frequência fundamental.

A equação (A.2) apesar de precisa, pode ser por vezes complexa de aplicar dado que implica o uso das séries de Fourier. É possível uma boa aproximação dividindo o sinal em duas partes. Posteriormente, o valor RMS de cada parte do sinal é medido e o valor final do THD é calculado com a equação (A.3):

$$THD_U[\%] = \frac{U_{RMS\ (harmónicas)}}{U_{RMS\ (fundamental)}} 100 \quad (A.3)$$

Onde o valor $U_{RMS\ (harmónicas)}$ é o valor RMS sem a harmónica fundamental e $U_{RMS\ (fundamental)}$ o valor RMS da harmónica fundamental.

Apêndice B DISPONIBILIDADE DE ENERGIA SOLAR EM PORTUGAL

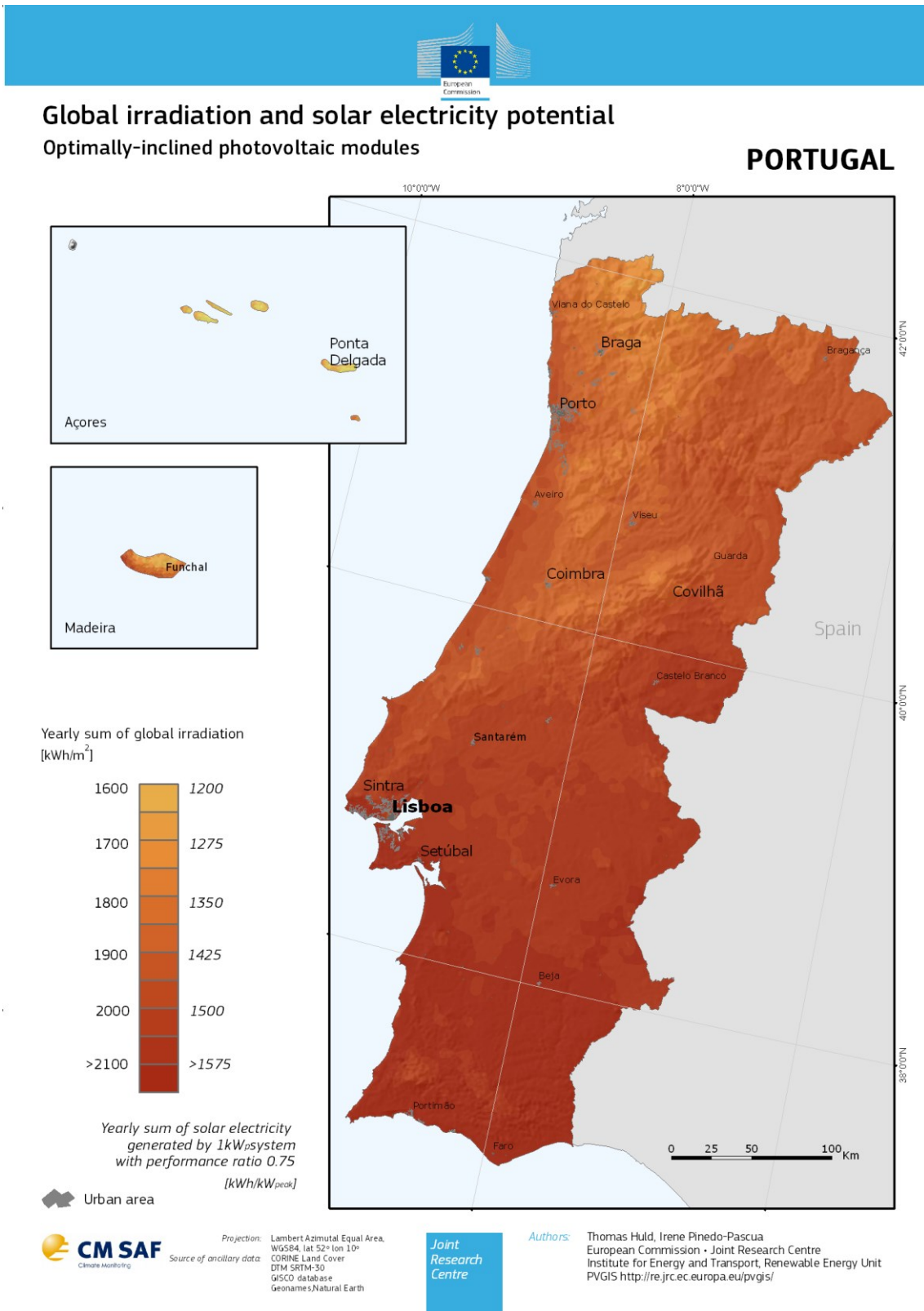


Figura B.1 Radiação global para painéis com inclinação ideal [12].

Apêndice C SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

C.1 Sistemas *On-grid*

Nos sistemas *on-grid*, o inversor é o equipamento responsável pela segurança e gestão da unidade de produção. Deve estar dotado de mecanismos de proteção e comando necessários para garantir a total segurança do sistema elétrico. Na Figura C.1 apresenta-se o esquema genérico de uma instalação *on-grid* residencial [13].

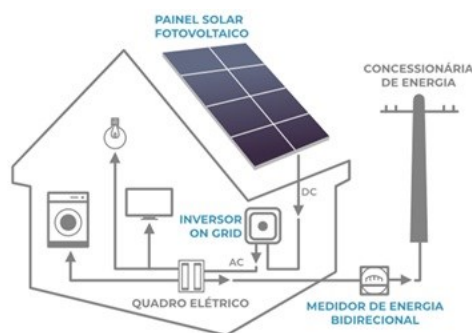


Figura C.1 Esquema convencional de um sistema *on-grid* [53].

Neste contexto, toda a energia produzida pelo sistema solar é entregue no quadro elétrico da habitação que depois é consumido pelos equipamentos presentes na instalação. No caso de excesso de produção, o excedente é enviado para a rede elétrica.

C.2 Sistemas *Off-grid*

Nos sistemas *off-grid* não existe uma ligação permanente à rede elétrica o que implica a necessidade de algum tipo de armazenamento de energia para ser utilizado quando o recurso solar não está disponível. Por norma esse armazenamento é assegurado por sistemas de baterias. [13].

Como nos sistemas *on-grid*, o inversor é responsável por assegurar a segurança dos parâmetros elétricos. Estes sistemas são normalmente utilizados em locais isolados onde a rede elétrica não chega e devem ser devidamente projetados de forma a assegurar as necessidades elétricas dos locais onde são instalados [54].

C.3 UPAC

As UPAC são sistemas de produção de energia elétrica, com base em sistemas de energias renováveis, que injetam a energia produzida diretamente na própria instalação. A energia produzida é consumida instantaneamente, na instalação reduzindo perdas no transporte de energia. Porém, no caso de não existir um sistema de armazenamento, o aproveitamento da energia produzida pelo sistema fotovoltaico ocorre apenas quando existe consumo [53].

As UPAC devem ser dimensionadas com base nos consumos reais do local e de forma a minimizar os excedentes de produção não consumida. Neste tipo de sistemas, o edifício permanece ligado à

Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), à qual pode recorrer caso a energia gerada pela UPAC não seja suficiente. Os sistemas de autoconsumo têm como principal vantagem reduzir de forma significativa a fatura da eletricidade [53].

Os sistemas de UPAC devem ser concebidos de forma a minimizar as perturbações nas redes onde estão inseridos. Em redes pequenas, como a da Região Autónoma da Madeira (RAM), a implementação de UPAC, mesmo de potências relativamente baixas, pode trazer problemas que não são graves em redes de maior dimensão, mas que no caso de redes pequenas acarretam diversos desafios.

Estima-se que atualmente, segundo dados da DRE, existam cerca de 22 MW de potência distribuída instalada na RAM. Este valor, apesar de pequeno para uma rede continental, é um valor considerável para uma rede como a da RAM que conta atualmente com pontas de cerca de 156 MW em 2024, segundo dados do relatório de contas a Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) de 2024 [42]. Considerando a ponta do ano de 2024 o valor em potência nominal das UPAC instaladas na RAM representa 14,32% deste valor o que em determinadas condições se não forem contempladas as regras de segurança pode colocar em causa a estabilidade da rede.

No caso da RAM, a instalação de UPAC está regulamentada pelo Despacho n.º 240/2020 emitido pela Direção Regional de Economia e Transportes Terrestres (DREET) renomeada atualmente como Direção Regional de Energia (DRE) que define critérios e regras para este tipo de instalações [55].

Qualquer UPAC com potência nominal igual ou superior a 350 W está sujeita a registo e fiscalização por parte da DREET. Caso exista excedente de energia, a remuneração é calculada de acordo com a equação (C.1) [55]:

$$R(\text{índice UPAC}, m) = E(\text{índice fornecida}, m) * OMIE(\text{índice } m) * 0,9 \quad (C.1)$$

Onde:

- a) R (índice UPAC, m) - A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês 'm', em (Euro);
- b) E (índice fornecida, m) - A energia fornecida no mês 'm', em kWh;
- c) OMIE (índice m) - O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês 'm', em (euro)/kWh;
- d) m - O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

C.4 UPP

As UPP são centrais fotovoltaicas com potência instalada inferior a 1 MW, destinadas à produção de eletricidade para venda à rede pública. Este tipo de instalação enquadra-se nas políticas de incentivo à geração descentralizada e à transição energética, promovendo a utilização de recursos renováveis e a redução da dependência energética nacional. Ao contrário das UPAC, toda a energia produzida é contabilizada por um contador de produção e injetada na rede elétrica pública. As principais vantagens das UPP incluem [56]:

1. Geração de rendimento adicional através da venda de energia;
2. Retorno do investimento a médio prazo;
3. Longa vida útil do sistema (aproximadamente 30 anos);
4. Valorização de ativos subaproveitados, como coberturas de edifícios;
5. Contribuição para a sustentabilidade ambiental e para a redução da dependência energética do país.

Apêndice D MÉTODOS DE CONTROLO DE TENSÃO EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas de controlo de tensão estiveram sempre presentes nas redes elétricas. Assumem diversas valências com finalidades diferentes, mas de uma forma muito geral têm como principal objetivo manter a tensão dentro uma gama de valores ideais para operação segura e eficiente dos equipamentos. Outra finalidade destes sistemas esta relacionada com a estabilização das redes elétricas. Desta forma, enumeram-se os principais objetivos dos sistemas de controlo de tensão das redes de transporte e distribuição:

1. Manter a tensão dentro dos limites estipulados de forma a garantir que a tensão fornecida aos consumidores permaneça dentro dos valores aceitáveis;
2. Aumentar a qualidade da energia com a minimização das variações de tensão e os distúrbios que podem afetar a operação dos equipamentos;
3. Estabilizar a rede em momentos de sobrecarga ou falhas, onde o controle de tensão ajuda a estabilizar a rede e reduz o risco de apagões em grandes áreas;
4. Possibilita a integração de novas fontes de energia renovável como solar e eólica onde o controlo de tensão precisa se adaptar para lidar com a variabilidade inerente deste tipo de sistemas.

Ainda sem distinguir, ou entrar em detalhes, os principais sistemas de controlo de tensão utilizados, podem ser classificados da seguinte forma:

1. Transformadores com regulação de tensão;
2. Compensação capacitiva e reativa;
3. Sistemas Automático de Controlo de Tensão ou *Automatic Voltage Regulator* (AVR);
4. *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS);
5. Controlo de tensão centralizado através de sistemas SCADA.

D.1 Transformadores com Regulador de Tensão

O transformador com regulação de tensão é provavelmente o elemento mais utilizado na regulação da tensão nas redes de transporte e distribuição. A regulação da tensão é obtida através de um comutador de tomadas instalado por norma no enrolamento onde as correntes são mais baixas, ou seja, no enrolamento de alta tensão. A comutação de tomadas pode ser realizada em carga, através dos Reguladores de Tomadas em Carga (OLTC), como representado na Figura D.1, ou em vazio através dos Reguladores de Tomadas em Vazio (NLTC). A comutação das tomadas faz variar a relação de transformação através da variação do número de espiras. No caso dos reguladores em carga, este pode ser acionado por um motor controlado através de autómato que monitoriza o nível de tensão de um determinado barramento [5].

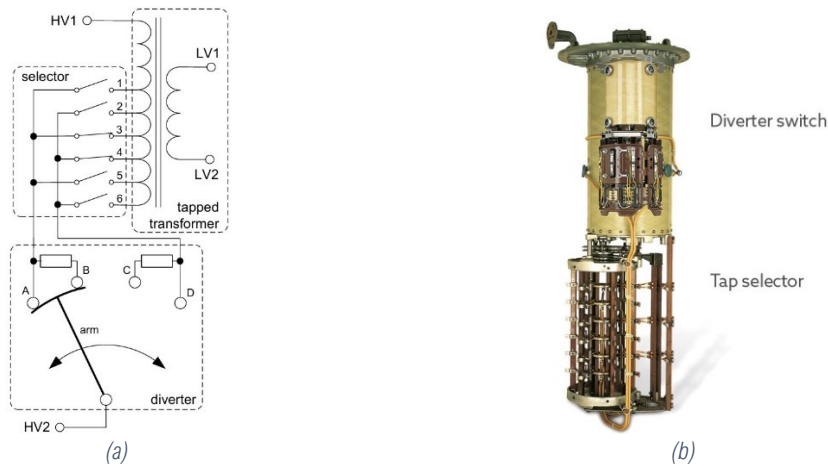


Figura D.1 Regulador de tensão de um transformador: (a) Esquema geral [57]; (b) Regulador de tensão do fabricante alemão Maschinenfabrik Reinhausen (MR) [58].

Dado que a regulação de tensão não é contínua, não é possível com estes equipamentos regular a tensão para um valor específico. Neste caso, a regulação da tensão é realizada em patamares e escolhe-se o valor mais próximo da tensão pretendida [5].

A tensão é ajustada variando o número de enrolamentos de um lado do transformador de acordo com a equação:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \rightarrow V_2 = \frac{N_2}{N_1} V_1 \quad (\text{D.1})$$

Onde v_1 é a tensão do primário do transformador, v_2 a tensão do secundário, N_1 e N_2 o número de espiras no enrolamento do primário e do secundário respetivamente. Para aumentar a tensão no secundário é necessário diminuir o número de espiras no primário. Para diminuir a tensão no secundário aplica-se o processo inverso. Este método apesar de simples é bastante eficaz na regulação da tensão, razão pela qual ainda é amplamente utilizado. Tem apenas como desvantagem uma maior manutenção devido às peças móveis que apresenta sobretudo no caso dos reguladores OLTC que sofrem um desgaste maior devido ao maior número de comutações e pelo facto de se realizarem em carga.

D.2 Compensação Capacitiva e Reativa

Designa-se compensação quando equipamentos elétricos, quer capacitivos ou indutivos, são adicionadas às redes de energia com o objetivo de corrigir ou minimizar um problema. Estes equipamentos, também designados de bancos de condensadores e bobines, permitem explorar a rede com mais segurança, reforçam a estabilidade proporcionando melhores perfis de tensão aos utilizadores e ainda corrigem o fator de potência para os valores próximos aos ideais [59], [60].

No passado as redes de distribuição apresentavam cargas maioritariamente indutivas, o que levava a uma queda de tensão no extremo da linha e uma degradação do fator de potência. Para contornar este problema eram instalados bancos de condensadores em paralelo (*shunt*) com a linha, conforme

a Figura D.2, que tinham como principal objetivo corrigir o fator de potência, mas também acabavam por regular a tensão [60].

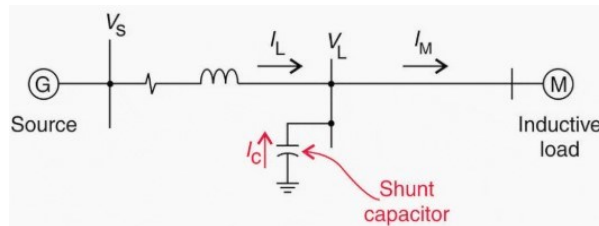


Figura D.2 Banco de condensadores numa rede de distribuição [60].

Os condensadores podem estar permanentemente ligados à rede, porém as redes têm perfis de carga com alguma variabilidade ao longo do dia. Um determinado valor de compensação pode ser o ideal para uma condição da rede, por exemplo com cargas altas, mas em períodos onde a carga é mais baixa esta capacidade adicional pode ser exagerada e que faz subir o nível de tensão no fim da linha. O mesmo se aplica caso o dimensionamento fosse realizado para cargas de valores mais baixos. Para ultrapassar este problema é comum ligar os bancos de condensadores em escalões consoante as necessidades da rede a cada momento. Este sistema é por norma apenas aplicado nas redes de distribuição [60].

Atualmente, com os avanços da eletrónica de potência, com os inversores que tornam as cargas indutivas em cargas com fator de potência unitário, com a massificação da iluminação LED e sobretudo com a substituição das linhas aéreas de distribuição por cabos, começam a aparecer problemas de tensões elevadas. Neste caso invés de bancos de condensadores é necessário a aplicação de bancos de bobines [61].

D.3 Sistemas Automáticos de Controlo de Tensão

É importante manter a tensão RMS constante, dentro dos limites, nos diversos níveis de uma rede de energia. Durante a geração de energia, a tensão à saída do gerador também deve ser mantida o mais constante possível. Um AVR é utilizado para controlar a tensão de saída de um gerador de energia, que pode oscilar devido às variações da carga numa rede. De forma a garantir a estabilidade da rede todos os geradores devem estar equipados com um regulador de tensão.

Nos geradores de energia, conforme a Figura D.3, são utilizados AVR integrados num sistema de controlo com *feedback* onde a tensão de saída do gerador é comparada com um valor referência. A diferença entre os dois valores, designada de erro, é utilizada para controlar corrente do enrolamento de campo do gerador (excitação do grupo), i_F , de forma a aproximar a tensão de saída do gerador ao valor da tensão de referência [62].

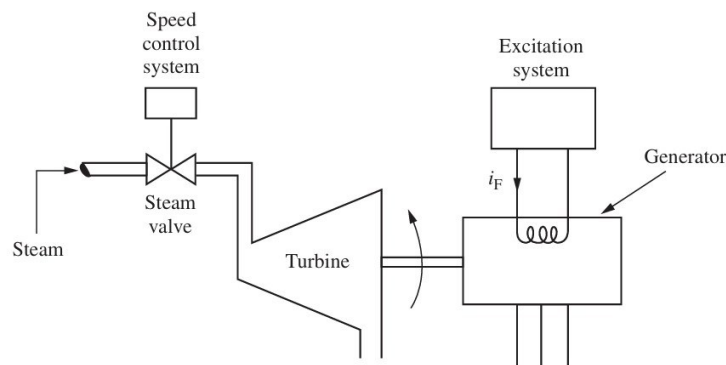


Figura D.3 Grupo gerador de energia com controle de tensão [14].

Quando a corrente de excitação do gerador aumenta, a tensão de saída aumenta e diminui quando a corrente de excitação é reduzida. A tensão de saída é diretamente proporcional à corrente de excitação do gerador [62]. O sistema de controle da corrente do enrolamento de campo pode ser um sistema de controle do tipo PID, no entanto atualmente já existem sistemas mais complexos para este tipo de sistemas de controle.

D.4 Flexible Alternating Current Transmission Systems

Um sistema elétrico convencional é a união dos centros de produção com os centros de consumo através das linhas de transporte e distribuição de energia. Os sistemas de produção, transporte e distribuição tradicionalmente pertenciam à mesma empresa verticalmente integrada que praticava tarifas reguladas. Atualmente, este conceito tem sido alterado para um mercado onde operam diversas empresas que podem produzir, transportar e distribuir energia com o objetivo de aumentar a competitividade. Este novo paradigma exige estratégias de controle mais rigorosas em todas as etapas de uma rede de energia de forma a garantir a segurança estabilidade a fiabilidade exigida a uma infraestrutura de energia elétrica [63].

Os FACTS surgiram para preencher essa lacuna em substituição de equipamentos mais antigos, por vezes mecânicos [63]. Estes dispositivos são baseados em eletrônica de potência e têm-se demonstrado eficazes no controle do fluxo de potência e no amortecimento das oscilações do sistema elétrico garantido uma maior estabilidade e fiabilidade [16].

O principal componente de um FACTS é o *Voltage Source Converter* (VSC), que é basicamente uma fonte de tensão, composta por uma bateria ou por um condensador, de forma a manter uma tensão contínua (DC) praticamente constante. O fluxo de potência é controlado através da direção da corrente DC que neste caso força o FACTS a absorver potência ou a injetar potência na rede. Os dispositivos FACTS mais relevantes denominam-se de [16]:

1. *Static Synchronous Compensator* (STATCOM);
2. *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC);
3. *Static Var Compensators* (SVC);
4. *Unified Power Flow Controller* (UPFC).

D.4.1 Static Synchronous Compensator

O STATCOM, equivalente ao da Figura D.4, é um equipamento que ligado em paralelo é utilizado sobretudo para controlo de potência reativa podendo operar com função capacitiva ou indutiva e é composto por um único VSC. A correção é realizada através da corrente consumida ou injetada na linha. O STATCOM tem também a possibilidade de trocar potência ativa com a linha através da carga e descarga do condensador do link DC [16].

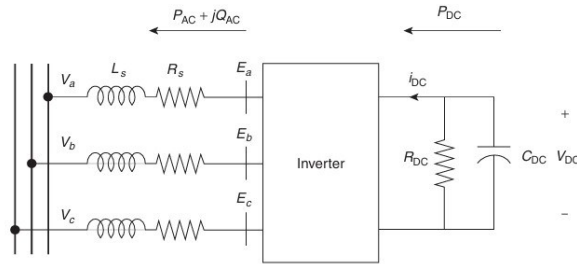


Figura D.4 Circuito equivalente de um STATCOM [16].

Este tipo de equipamento funciona de modo que a potência ativa média seja aproximadamente zero. Ao injetar uma corrente de magnitude variável em quadratura com a tensão o STATCOM pode injetar potência reativa na rede. Ao contrário do SVC, o STATCOM não utiliza um condensador para produzir potência reativa, mas para manter uma tensão constante para a operação do inversor composto por um circuito de controlo com um controlador PI [16].

D.4.2 Static Synchronous Series Compensator

O SSSC é um equipamento baseado no VSC, mas ligado numa configuração série através de um transformador e também pode fornecer compensação indutiva ou reativa independentemente da corrente da linha, conforme a Figura D.5 [16].

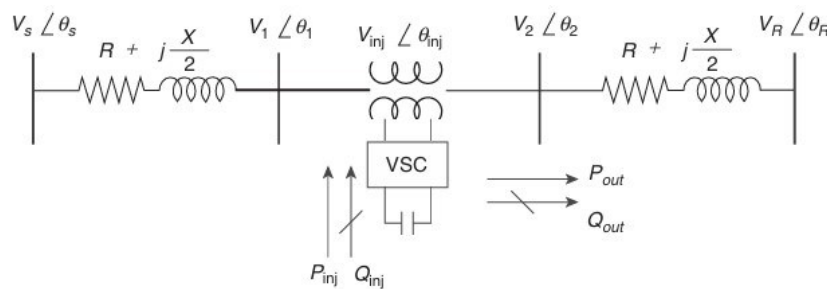


Figura D.5 SSSC no meio de duas linhas [16].

O transformador série é usado para injetar uma tensão controlada independente em quadratura com a corrente da linha com o objetivo de aumentar ou diminuir a queda de tensão no fim da linha e desta forma controlar a potência transmitida. De uma forma geral podemos considerar um SSSC como um equipamento capaz de controlar a impedância de uma linha. Estes sistemas também são controlados por sistemas de controlo do tipo PI [16].

D.4.3 Static Var Compensators

O *Static Var Compensator* (SVC) é projetado para operar em modo de compensação capacitiva ou indutiva, ajustando a potência reativa de forma eficiente. Este dispositivo é amplamente utilizado tanto para a regulação da tensão como para a correção do fator de potência. O esquema básico de um SVC trifásico é constituído por um *Thyristor-Controlled Reactor* (TCR) ligado em paralelo a um banco de condensadores, que serve como base de controlo do SVC, conforme ilustrado na Figura D.6 [64].

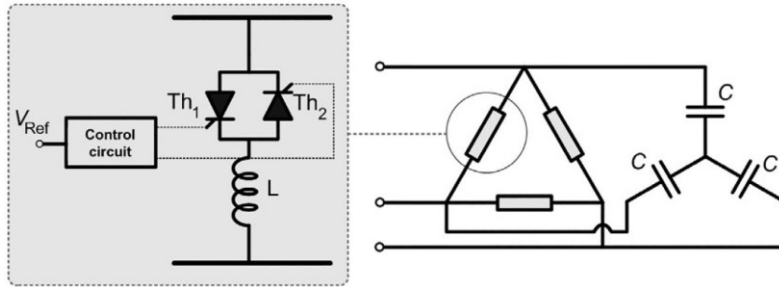


Figura D.6 Diagrama de um SVC [64].

O banco de condensadores é ligado em estrela, mas pode ser ligado em paralelo com um *Thyristor-Switched Capacitor* (TSC) para oferecer maior flexibilidade nas gamas de controlo. O circuito integra ainda filtros, que são indispensáveis para atenuar as harmónicas geradas pelas operações de *switching* dos tiristores. A capacidade do SVC é calculada de forma a gerar a máxima potência reativa que possa ser necessária para o controlo do sistema [64].

O SVC controla a potência reativa ajustando o ângulo de disparo dos tiristores do TCR entre 90° e 180° , permitindo a transição entre a potência reativa capacitiva máxima a 180° e a potência reativa indutiva máxima a 90° . Para uma compensação eficaz da potência reativa indutiva, a potência reativa máxima da bobina do TCR deve ser superior à do banco de condensadores. O SVC atua como uma susceptância ajustável para a rede, conforme a Figura D.7, e é amplamente utilizado a nível global. No entanto, o controlo do ângulo de disparo dos tiristores gera correntes harmónicas de baixa ordem, sendo necessário o uso de transformadores Y- Δ e filtros passivos para as atenuar [64].

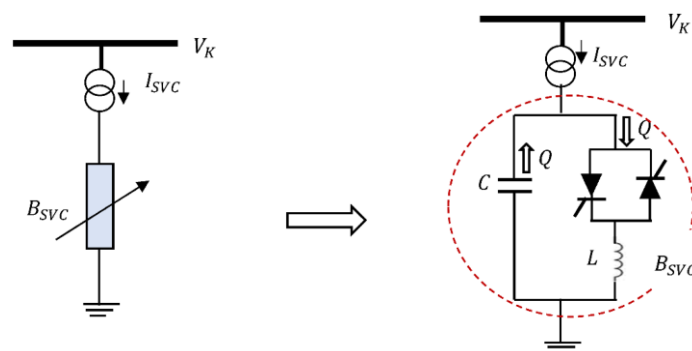


Figura D.7 Modelo simplificado de um SVC [65].

A empresa Hitachi Energy oferece uma solução completa para os SVC, destacando que, embora esses dispositivos sejam altamente eficazes no controlo rápido da tensão nas linhas, regulando-a tanto em condições normais como em situações de contingência, fornecendo potência reativa dinâmica, aumentando a capacidade de transferência, reduzindo perdas, mitigando oscilações de potência ativa

e prevenindo sobretensões em caso de perda de carga, é essencial que sejam personalizados para responder às necessidades específicas de cada consumidor [66].

Os SVC são compostos por uma combinação de diferentes componentes, como TCR, TSC e filtros de harmónicas. As topologias mais comuns incluem TCR/FC e TCR/TSC/FC, sendo que a utilização de ramos TSC apresenta a vantagem de reduzir as perdas, ao permitir a diminuição do tamanho dos filtros [66].

D.4.4 Unified Power Flow Controller

O UPFC, representado na Figura D.8, combina a tecnologia STATCOM com a tecnologia SSSC tornando-o extramente versátil. É composto por dois conversores, um ligado em paralelo e outro em série, interligados com por um *link* DC composto por um condensador. O conversor ligado em série injeta uma tensão com magnitude e fase controlada com a linha em série. Desta forma é possível fornecer potência ativa ou reativa à linha [16].

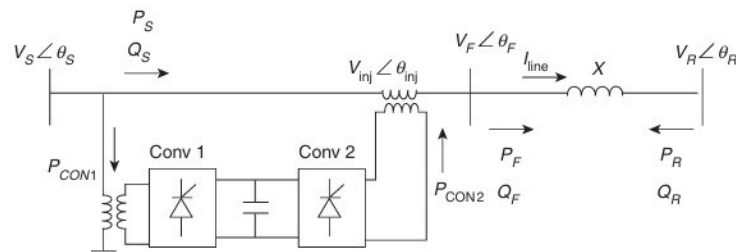


Figura D.8 Sistema UPFC [16].

Considera-se dois barramentos designados de v_s (barramento emissor) e v_r (barramento recetor). O barramento v_f (barramento fictício) é o barramento onde está aligado o UPFC e é onde a tensão será corrigida. O UPFC pode aumentar ou diminuir a quantidade de potência ativa transmitida através da linha com variação da tensão ao mesmo tempo que consegue reduzir ou aumentar a reactância da linha. Porém este equipamento não pode gerar a sua própria energia. Neste caso a energia fornecida pelo conversor em série com a linha tem de ser compensada pelo conversor em paralelo através do condensador do *link* DC. Ignorando as perdas, considera-se que a potência fornecida pelo conversor 2 é igual a potência extraída pelo conversor 1 [16].

Uma das formas mais simples de interpretar o funcionamento de um UPFC é modelar o equipamento como uma fonte de tensão em série com a linha, como demonstrado na Figura D.9 [16].

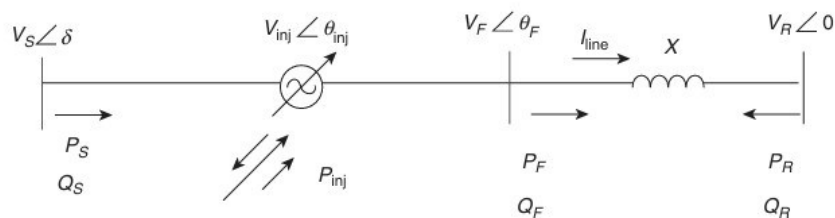


Figura D.9 UPFC representado como uma fonte de tensão série [16].

O controlo destes sistemas é baseado em controladores do tipo PI que ajusta o valor de referência para manter o valor pretendido de potência ativa e reativa e o valor de tensão do *link* DC. Este tipo de controlo funciona bem para valores de referência que variam lentamente [16].

D.4.5 Sistemas de Supervisão Controlo e Aquisição de Dados

Os sistemas de controlo de tensão centralizados permitem uma visão centralizada de uma rede. Estes tipos de sistemas, que têm outras funções além do controlo de tensão, são normalmente conhecidos por sistema SCADA e são constituídos por um conjunto de equipamentos ligados por uma rede de telecomunicações que tem como objetivo a recolha de dados e a atuação sobre os autómatos ou também designados de PLC (*Programmable Logic Controllers*). Na Figura D.10 está ilustrado a arquitetura convencional de um sistema SCADA.

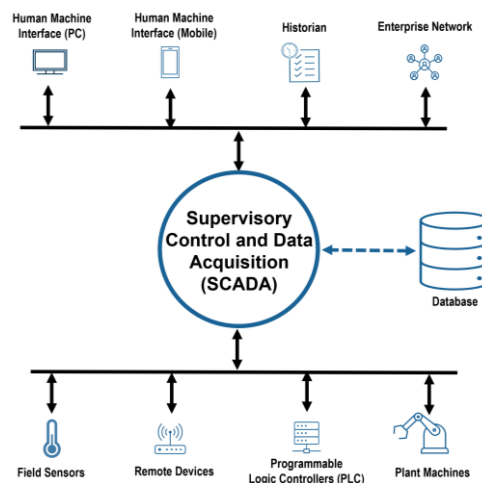


Figura D.10 Arquitetura de um sistema SCADA [67].

Na sua grande maioria os sistemas SCADA são compostos por um conjunto de servidores centralizados, que efetuam todo o processamento. Os dados recebidos são posteriormente apresentados aos operadores para análise e gestão em tempo real. São depois armazenados numa base de dados para estudos futuros, análise de manobras ou reconfiguração da rede em caso de trabalhos ou manutenção e para análise da evolução de determinados parâmetros com o objetivo de planeamento ou investimento na rede elétrica.

Os sistemas SCADA centralizam toda a informação operacional num Centro de Despacho, onde os operadores coordenam e gerem a rede elétrica. Estes sistemas foram originalmente concebidos para redes de transporte ou grandes centrais de produção, tendo como função monitorizar e controlar toda a rede onde a tensão é apenas um dos muitos parâmetros observados.

Quando a tensão sai dos limites definidos, o SCADA gera automaticamente um alerta, cabendo ao operador decidir se é necessária alguma intervenção. Em condições normais, o OLTC do transformador ajusta automaticamente a tensão sem intervenção humana, sendo o operador apenas responsável por acompanhar o processo. Caso seja necessário atingir um valor específico de tensão, o operador pode enviar uma ordem manual através do Centro de Despacho para o equipamento responsável pela regulação e, de seguida, confirmar o resultado através da leitura atualizada da tensão.

O Centro de Despacho não estabelece uma comunicação direta com os reguladores de tensão. Essa interação é assegurada pelas Unidades Remotas Terminais (RTU) instaladas nas subestações de transporte e distribuição. A RTU funciona como interface local, responsável pela recolha, agregação e transmissão de sinais, estados e medições provenientes dos equipamentos da subestação para o SCADA. Estes equipamentos encontram-se ao nível da estação, conforme mostra a Figura D.11.

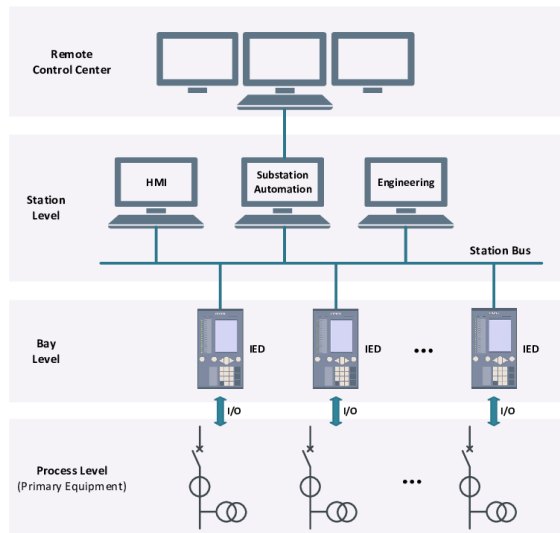


Figura D.11 Esquema de uma subestação [68].

Este modelo descentralizado permite que os algoritmos de controlo de tensão, frequentemente integrados na própria RTU ou em autómatos dedicados, atuem autonomamente ao nível da instalação, reservando ao Centro de Despacho um papel predominantemente supervisor e interveniente apenas em situações excecionais ou quando a automatização local não consegue restabelecer condições operacionais adequadas.

Recentemente foram criados sistemas SCADA com o objetivo de monitorizar os parâmetros das redes de distribuição de BT. Devido ao elevado número de pontos a monitorizar, não é viável tecnicamente e financeiramente colocar uma RTU em cada instalação. Assistiu-se a uma evolução na arquitetura tradicional dos sistemas SCADA, onde existem agora um maior número de dispositivos, por vezes descentralizados, ligados ao SCADA. As redes IoT também acabaram por facilitar este tipo de integrações levando a utilização massiva de novos dispositivos de monitorização e controlo de redes de BT [69].

D.5 Comparação dos Métodos de regulação de Tensão

Nas subsecções anteriores apresentou-se alguns métodos de controlo, que podem ser aplicados em diversas fases de uma rede de energia. Na Tabela D.1 apresenta-se um breve resumo das vantagens e desvantagem de cada um dos métodos enunciados anteriormente. No Apêndice E, na

Tabela E.1 encontra-se uma versão resumida de cada método.

Tabela D.1 Sistemas de regulação da tensão [16], [67].

Solução	Vantagens	Desvantagens
Transformador com regulação de tensão	Eficiência em grandes variações de carga. Controlo remoto.	Elevados custos de instalação e manutenção. Resposta lenta a flutuações rápidas.
Compensação Capacitiva e Reativa	Baixo custo. Melhora a qualidade da energia.	Necessidade de controlo contínuo. Risco de ressonância.
AVR	Rápido, eficiente e adaptável em tempo real.	Custo inicial e dependência da tecnologia.
FACTS	Alta flexibilidade e controlo preciso. Melhora a capacidade de transmissão.	Elevados custos de instalação e manutenção aliado à complexidade operacional.
SCADA	Controlo centralizado e automação de toda a rede. Monitorização em tempo real.	Custo elevado, requer infraestrutura de TI robusta.

Apêndice E RESUMO DOS MÉTODOS DE CONTROLO DE TENSÃO

Tabela E.1 Comparação dos diversos métodos de regulação da tensão [16], [67].

Tipo de Regulador	Descrição	Vantagens	Desvantagens	Aplicação Típica
Tap-Changers (on-load)	Dispositivos instalados em transformadores que ajustam a derivação de tensão enquanto o transformador está em operação.	Eficiente em grandes variações de carga. Baixa manutenção. Boa solução para variações previsíveis de carga.	Resposta mais lenta. Mais complexos e caros de instalar e manter. Menos eficaz em flutuações rápidas de tensão.	Transformadores em redes de distribuição de energia. Sistemas com variações de carga moderadas.
Banco de Condensadores / Bobines	Bancos de condensadores e bobines para fornecer ou absorver potência reativa, regulando a tensão.	Custo baixo. Boa solução para controlar a tensão em sistemas de distribuição. Melhora a qualidade da energia.	Requerem controlo contínuo para evitar surtos de tensão. Risco de ressonância em certos casos.	Redes de distribuição de energia. Controlo de tensão em regiões com flutuação de carga moderada.
AVR (Automatic Voltage Regulators)	Sistemas eletrónicos que ajustam automaticamente a excitação de geradores ou operam dispositivos de controlo para manter a tensão constante.	Respostas rápidas a distúrbios e variações de carga. Controlo dinâmico da tensão. Automático e sem necessidade de intervenção manual.	Custo elevado de instalação. Requer manutenção periódica dos componentes eletrónicos e software.	Geradores e sistemas de energia com flutuação constante de carga. Redes que exigem controlo rápido.
FACTS (Flexible AC Transmission Systems)	Sistemas avançados como STATCOM, SVC, e UPFC, que controlam a tensão e potência reativa de forma dinâmica e flexível.	Alta flexibilidade e precisão no controlo de tensão. Melhora a capacidade de transmissão e reduz perdas. - Resposta rápida a distúrbios.	Custos muito elevados de instalação e manutenção. Grande complexidade operacional.	Redes de transmissão de alta capacidade. Sistemas de longa distância e com variações rápidas de carga.
SVC (Static VAR Compensator)	Dispositivo estático que regula a potência reativa e ajusta a tensão da rede em tempo real.	Resposta rápida e eficiente. Melhora a estabilidade da rede e a qualidade da energia. Adequado para controlo em tempo real.	Custo elevado de instalação e operação. Requer manutenção especializada.	Redes de transmissão e distribuição de alta tensão. Sistemas com necessidade de controlo de tensão dinâmico.
SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	Sistema de automação que monitora e controla remotamente a tensão e outros parâmetros da rede elétrica.	Controlo centralizado e automação de toda a rede. Monitorização em tempo real. Diagnóstico e resposta rápida a falhas.	Custo elevado de instalação e operação. Depende de infraestrutura de telecomunicações robusta e comunicação contínua.	Redes de distribuição e transmissão de grande porte. Sistemas com controlo remoto e automação avançada.

Apêndice F DESCRIÇÃO DOS ALGORITMOS E TECNOLOGIAS PARA CONTROLO DE TENSÃO

F.1 Algoritmos para o Cálculo da Tensão de Referência

Nas seguintes seções serão descritos alguns algoritmos utilizados no controlo de tensão em redes de energia.

F.1.1 Tensão constante

O método de tensão constante fixa o regulador de tensão numa tomada fixa, independentemente das variações de carga. Embora definido com base na experiência do DSO para evitar problemas de tensão, ele não é eficaz para lidar com variações de carga e geração de sistemas fotovoltaicos. Assim, são necessários equipamentos adicionais para resolver problemas de sobretensão causados pela elevada penetração de sistemas fotovoltaicos ou em grandes variações da carga [70].

F.1.2 Regulação com Banda Morta

A regulação com recurso a uma banda morta é por norma o método mais simples e muito utilizado no transporte e distribuição de energia.

Neste método de controlo de tensão, ilustrado na Figura F.1, se a tensão sair da faixa de tolerância especificada após o tempo de atraso definido por T_1 é emitido um comando, e o comutador de tomadas muda, para cima ou para baixo, o rácio de tomadas conforme o caso. A largura de banda B é margem para a qual a tensão pode variar sem que sejam emitidas ordens para o regulador de tomadas atuar. Se a largura de banda for ultrapassada, mas dentro de um período T_1 o valor da tensão voltar aos valores limite então nenhuma ação é executada [71].

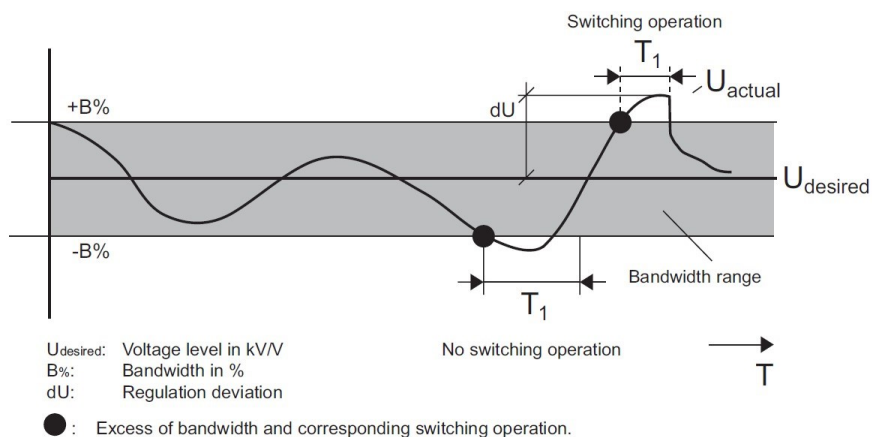


Figura F.1 Regulação da tensão com banda morta [71].

No caso de o valor exceder o limite dU , então mesmo dentro do intervalo de tempo $T1$, são executadas ações de forma a corrigir o desvio de tensão. Este processo evita comutações frequentes e flutuações indesejáveis da tensão da linha [71].

F.1.3 Compensação da Queda de Tensão

O método de compensação da queda de tensão ou LDC é utilizado para estimar a tensão quando não existem medidas do valor de tensão na linha de BT. Com base na impedância da rede de BT e na corrente de saída do transformador, neste caso medida por um transformado de corrente, é calculada uma tensão virtual para o ramal. Esta tensão é posteriormente comparada com a tensão do barramento do transformador, medida por um transformador de tensão, que fornece um valor de referência ao regulador de tomadas para o ajuste da tensão, conforme o esquema da Figura F.2 [70].

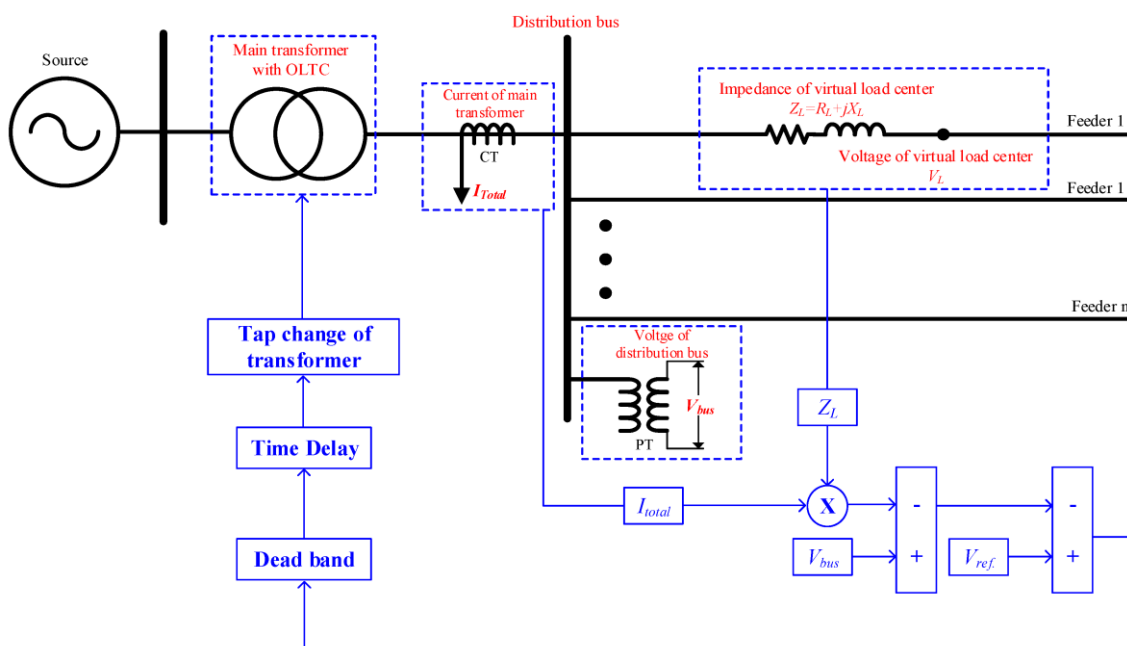


Figura F.2 Método de compensação da queda de tensão [70].

No entanto, este método não considera a influência de sistemas fotovoltaicos o que pode levar a problemas de baixa tensão em linhas ligadas apenas à carga, especialmente quando há fluxo de potência no sentido inverso devido elevada produção na rede de distribuição. Para mitigar estas limitações, é recomendada a instalação de equipamentos de medição de tensão em seções específicas das linhas de forma a ajustar a operação do OLTC para lidar com a produção fotovoltaica e evitar oscilações da tensão [70].

F.1.4 Medida de Tensão nos Ramais de Distribuição

Quando há uma medição de tensão em um ramal, como ilustrado na Figura F.3 o processo de correção da tensão torna-se significativamente mais simples. Nesse caso, o valor medido é diretamente comparado com um valor de referência, que é utilizado para acionar o regulador de tomadas.

Diferentemente do método LDC, a medição direta da tensão em um ramal proporciona maior estabilidade, pois a atuação do regulador é baseada em um valor real, e não em uma estimativa. No entanto, como é comum que um transformador alimente vários ramais, a escolha do ramal para a medição de tensão pode ser complexa. Para resolver esse problema, é essencial desenvolver um algoritmo capaz de minimizar os erros e determinar, em tempo real, qual ramal apresenta maior criticidade, garantindo que os demais permaneçam dentro dos limites operacionais [70].

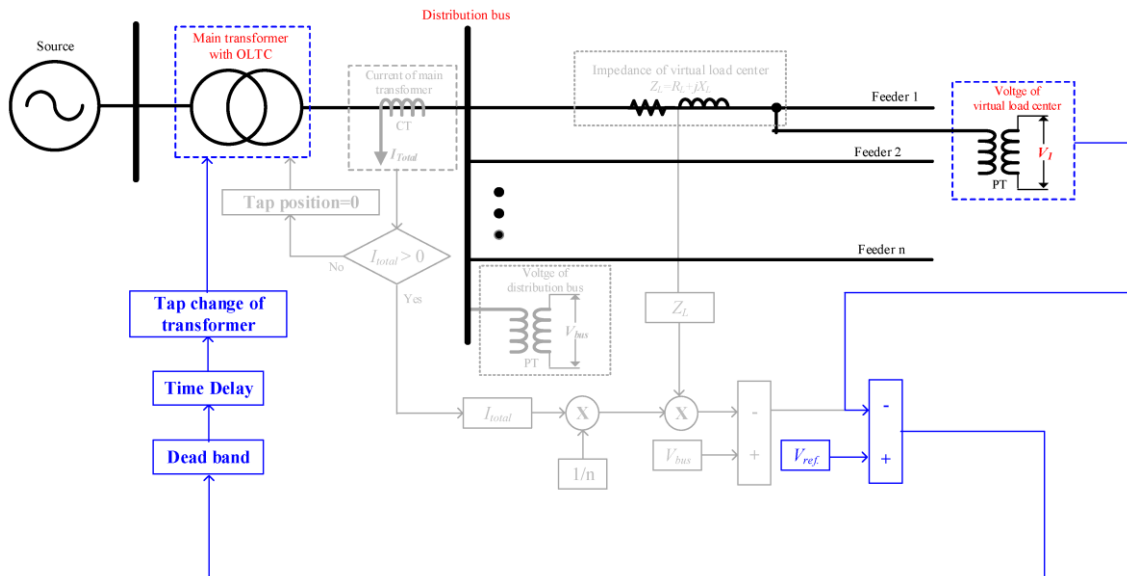


Figura F.3 Medida de tensão num dos ramais [70].

F.1.5 Previsão da Tensão

As recentes evoluções nos modelos de previsão indicam que, no futuro, esse método poderá se tornar uma forma eficaz de controlar a tensão em redes de distribuição. Enquanto a previsão de carga já apresenta um nível de assertividade mais elevado, a previsão da disponibilidade de geração fotovoltaica ainda carece da necessidade de desenvolvimento de algoritmos mais avançados [72].

Quando implementado, esse método permitirá a previsão em tempo real tanto da carga quanto da geração solar, possibilitando o cálculo do valor de referência para o regulador de tomadas com base nesses dados. No entanto, sua eficácia estará diretamente vinculada ao grau de precisão das previsões realizadas. Para assegurar a segurança e a estabilidade da rede, será indispensável a implementação de medidas de *feedback* da tensão em diversos pontos da rede de distribuição [72].

F.1.6 Algoritmo para Cálculo da Tensão de Referência

Um estudo propôs um método melhorado de operação do OLTC para resolver o problema de regulação de tensão, assumindo que é possível realizar medições de tensão em cada seção de rede de BT. O OLTC opera frequentemente para ajustar a tensão a um ponto de referência selecionado. Para resolver o problema de tensão, é essencial definir corretamente o valor de referência da tensão. A tensão de referência é calculada com a seguinte equação [70]:

$$V_{i,k.ref.} = \begin{cases} V_{under\ limit} + \left[(V_{nom} * \alpha_i) * \left(1 - \frac{r_{i,k}}{r_{i.total}} \right) \right], & \text{potência do TR para a rede BT} \\ V_{upper\ limit} - \left[(V_{nom} * \alpha_i) * \left(1 - \frac{r_{i,k}}{r_{i.total}} \right) \right], & \text{potência da rede BT para o TR} \end{cases} \quad (F.1)$$

onde i é o número do *feeder*, k o número do nó, $V_{i,k.ref.}$ a tensão de referência no nó K do *feeder* i , V_{nom} a tensão nominal, $V_{upper\ limit}$ a tensão máxima, $V_{under\ limit}$ a tensão mínima, α_i a variação da tensão no primeiro e ultimo nó, $r_{i.total}$ a distância total do *feeder* i , e $r_{i,k}$ a distância desde o transformador até ao nó K do *feeder* i [70].

Quando o fluxo de potência é do transformador para a carga o OLTC opera com base na saída que contém o nó com a menor tensão, permitindo resolver eficazmente o problema de baixa tensão. Por outro lado, quando a potência circula em sentido inverso, o problema de sobretensão pode ser mitigado se for tomada como referência a saída que contém o nó com a maior tensão [70].

De forma geral, o último nó tende a ser seleccionado devido à influência combinada da carga e da produção fotovoltaica. Contudo, a tensão no primeiro nó pode sofrer variações significativas quando o OLTC atua com base no último nó. Assim, para minimizar as flutuações de tensão, o OLTC deve operar num ponto intermédio da linha, de forma semelhante ao que ocorre no método LDC [70]

$$\Delta V_{i,k} = V_{i,k.ref.} - V_{i,k} \quad (F.2)$$

onde $\Delta V_{i,k}$ é a diferença entre a tensão referencia, $V_{i,k.ref.}$, e a tensão medida no nó k do *feeder* i e $V_{i,k}$ a tensão medida no nó K do *feeder* i . A Figura F.4, ilustra o método proposto para definir a tensão de referência. No caso da potência no sentido convencional, é seleccionado o ramo com a menor tensão, permitindo resolver o problema de baixa tensão. No sentido contrário o ponto de referência é escolhido com base na linha que apresenta a maior tensão de forma a resolver o problema de sobretensão associado ao fluxo reverso [70].

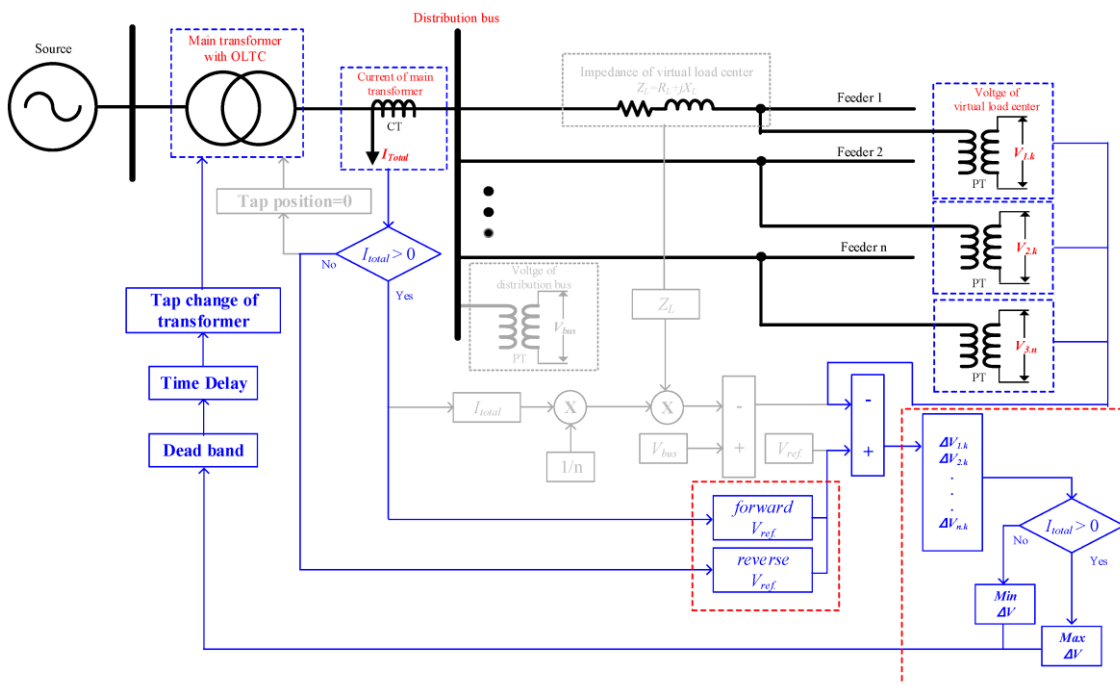


Figura F.4 Método proposto para resolver o problema da tensão de referência [70].

O algoritmo de cálculo do valor da tensão de referência encontra-se em detalhe na Figura F.5. Novamente este algoritmo foi desenvolvido para uma rede de distribuição de média tensão e terá de ser adaptado para uma rede de distribuição de BT.

As equações descritas no algoritmo como *Equation 1* e *Equation 2* são as equações definidas em (F.1) e (F.2) respetivamente.

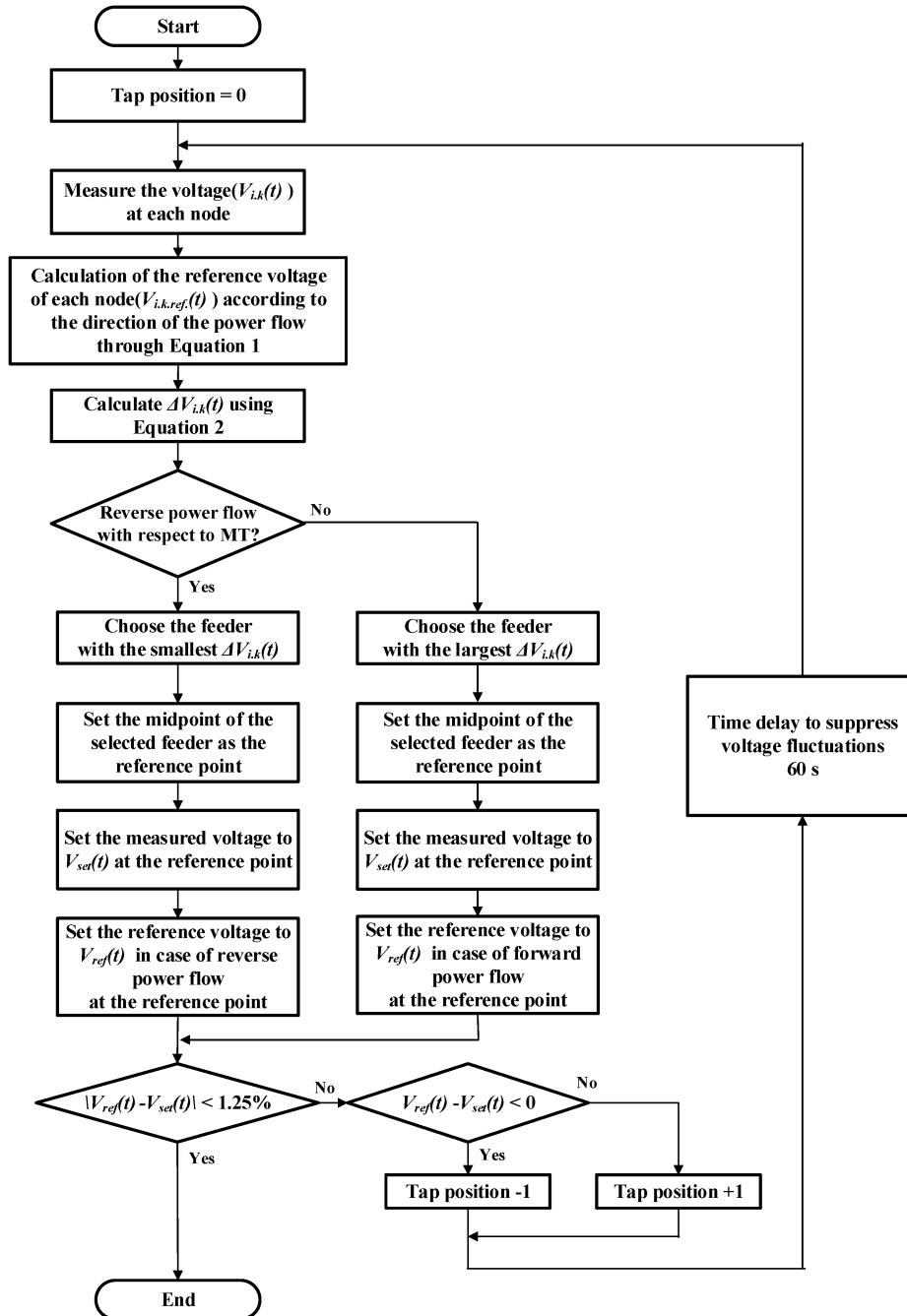


Figura F.5 Algoritmo de cálculo do valor de referência [70].

O algoritmo controla um OLTC, que ajusta a tensão num transformador. O desafio surge com a GD, onde o fluxo de potência pode inverter o que altera o comportamento da tensão. O método tenta manter a tensão dentro dos limites, tanto quando a energia flui da rede para as cargas como quando flui das cargas/geração para a rede.

Com a equação (F.1), diferentes tensões de referência são aplicadas dependendo da direção do fluxo de potência no nó. Em seguida, a diferença entre a tensão de referência e a tensão medida é calculada usando a equação (F.2), e a linha para operação do OLTC é selecionada com base na direção do fluxo de potência no transformador.

Com base no transformador, a linha com o maior ΔV é selecionada para fluxo direto (*forward*), e a linha com o menor ΔV é selecionada para fluxo reverso (*reverse*). De forma semelhante ao LDC, o OLTC opera com base num centro de carga virtual da linha selecionada através da tensão atribuída no ponto de referência e designada de v_{set} . A posição do OLTC desce se a tensão medida for maior que a tensão de referência; e sobe no caso contrário. Para suprimir flutuações de tensão, o OLTC é atua a cada 60 s até que a tensão de referência seja igual àquela antes da medição. A posição do OLTC é zero na tensão nominal e a tensão aumenta e diminui nas posições positiva e negativa, respetivamente. Em conclusão, a posição positiva é aplicada para evitar subtensão quando a potência circula do transformador para a carga, e a posição negativa é aplicada para evitar uma sobretensão quando a potência circula da carga para o transformador. O algoritmo é basicamente um controlador inteligente que:

1. Determina a sentido do fluxo de potência;
2. Escolhe a linha onde o problema de tensão é mais crítico;
3. Ajusta o transformador lentamente para evitar instabilidade na rede;
4. Aplica estratégias diferentes para fluxos *forward* e *reverse*.

F.2 Tecnologias Comerciais Instaladas para o Controlo de Tensão em Baixa Tensão

Nesta secção, pretende-se apresentar e detalhar alguns dos métodos de controlo de tensão atualmente em operação. Historicamente, as redes de distribuição de BT eram menos monitorizadas, o que resultou numa gama mais limitada de produtos para regulação de tensão, especialmente quando comparadas às soluções disponíveis para as redes de transporte. Além disso, no passado, as redes de distribuição de BT eram relativamente estáticas, ou seja, não havia necessidade de ajustar os parâmetros de forma dinâmica. Contudo, as condições atuais alteraram-se significativamente, obrigando os fabricantes a desenvolver e adaptar tecnologias que permitam uma regulação eficiente da tensão nas redes de BT, de forma a responder às novas exigências do sistema elétrico.

F.2.1 Regulação de Tomadas Schneider

A empresa Schneider, na gama de transformadores Minera SGrid Transformer, descrito na Figura F.6, optou por uma tecnologia que produz o mesmo resultado que um transformador de tomadas, mas sem peças móveis. O princípio de funcionamento assenta na utilização de enrolamentos adicionais no lado de alta tensão, em série com o enrolamento principal, que permitem a regulação dinâmica da tensão [70]. A regulação de tensão é efetuada através de um sistema automático de monitorização e controlo em malha fechada, capaz de ajustar dinamicamente o nível de tensão em função das variações de carga e dos perfis de produção distribuída, assegurando, assim, a estabilidade da tensão na saída em tempo real.

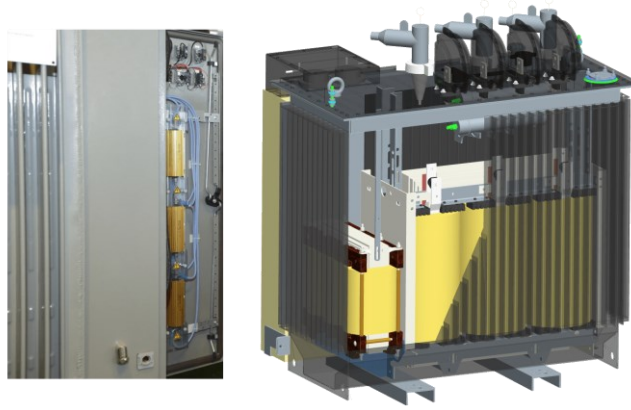


Figura F.6 Transformador Minera SGrid da Schneider [73].

O ajuste da relação de transformação é realizado mediante a comutação de contactores, responsáveis por adicionar ou remover espiras do enrolamento de regulação conforme as necessidades. Este processo permite compensar de forma contínua as flutuações de tensão detetadas no ponto de medição, mantendo os valores dentro dos limites regulamentares. O princípio de funcionamento do sistema encontra-se representado na Figura F.7 [73].

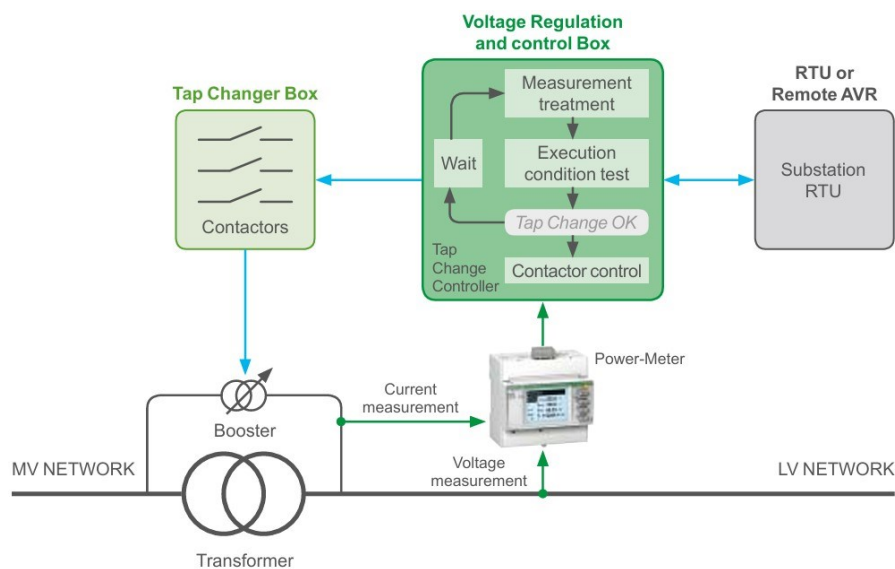


Figura F.7 Princípio de funcionamento do transformador com regulação de tensão da Schneider [20].

O enrolamento de compensação, de dimensão reduzida, é ligado em serie com o enrolamento principal de alta tensão. Neste caso a tensão efetiva no primário é descrita por [20]:

$$V_{\text{Primário}} = V_{\text{Rede}} + V_{\text{Compensação}} \quad (\text{F.3})$$

onde, a tensão total no lado primário $V_{\text{Primário}}$ resulta da soma entre a tensão da rede V_{Rede} e a tensão induzida no enrolamento de compensação $V_{\text{Compensação}}$. O sistema de controlo recorre a contactores eletromecânicos para comutar a ligação do enrolamento de compensação, permitindo a alteração da polaridade ou o completo desacoplamento deste enrolamento, em função das necessidades de regulação de tensão [20].

O enrolamento de compensação gera uma tensão induzida proporcional à corrente que circula no circuito primário. Quando o enrolamento é ligado numa determinada polaridade, a tensão induzida soma-se à tensão da rede, originando um efeito de elevação de tensão (modo *boost*). Quando a ligação é invertida, a tensão da bobina subtrai-se à tensão da rede, produzindo um efeito de redução de tensão (modo *buck*).

Por fim, quando não é necessária qualquer correção, o enrolamento de compensação é desligado do circuito, mantendo-se a tensão de alimentação inalterada. Este princípio de funcionamento permite uma regulação contínua e adaptativa da tensão, assegurando a manutenção dos valores dentro dos limites regulamentares de operação e contribuindo para a estabilidade e qualidade da energia elétrica fornecida [20].

Ainda assim de forma a minimizar o número de operações dos contactores a Schneider optou por implementar 4 métodos de regulação de tensão designados de [20]:

1. *Standard Regulation*;
2. *Regulation by Line Drop Compensation*;
3. *Regulation by Line Drop Compensation with ABC points*;
4. *Remote AVR*.

F.2.1.1 *Standard Regulation*

Com a regulação *standard* é definida uma tensão de referência para ser posteriormente comparada com a média das tensões medidas U_r , pelo equipamento de medida, designado de *Power-Meter*, descrito na Figura F.7.

O autómato de controlo da tensão verifica se o valor da tensão da rede U_r está dentro do limite estipulado por $U_c \pm U_{v1t}$, onde U_{v1t} é a banda morta para o valor de referência de U_c , em que não existe a necessidade de efetuar correções, ou seja, não existem manobras dos contactores. Se o valor de U_c esta fora da banda morta estipulada as seguintes condições são verificadas aqui [20].

$$U_r < U_c - U_{v1t} \quad (F.4)$$

$$U_r > U_c + U_{v1t} \quad (F.5)$$

Na Figura F.8 estão definidas graficamente as condições descritas nas equações (F.4) e (F.5). Para valores medidos U_r dentro da zona cinzenta não será executado qualquer tipo de ajuste de tensão [20].



Figura F.8 Valor da tensão de referência com a banda morta inferior e superior [20].

Quando o valor U_r está fora da banda morta, após um atraso de tempo TA1 (60 s por padrão), é acionado o mecanismo de contactores para diminuir ou aumentar a tensão. Se a diferença entre U_r e U_c , ainda assim for superior à tolerância, outra sequência é ativada após um atraso de tempo TA2 (10 s por padrão). O processo é repetido até que a diferença entre U_r e U_c , seja inferior à faixa de histerese U_{v1t} [20].

F.2.1.2 Regulation by Line Drop Compensation

A regulação por LDC permite a regulação da tensão em um determinado ponto da linha de BT localizado a uma distância L do PT. Neste caso o sistema de controlo de tensão executa a regulação, mas adequa a compensação tendo em conta o valor da queda de tensão na linha de acordo com a Figura F.9 [20].

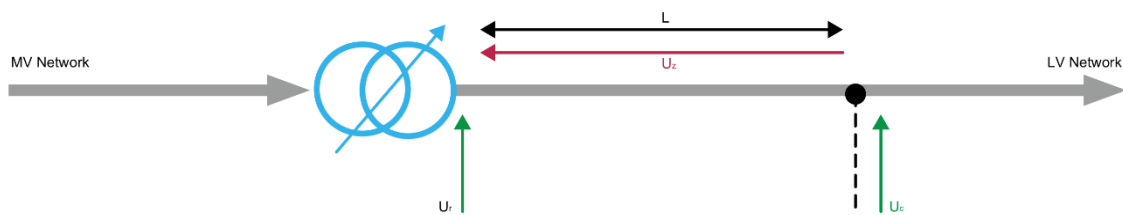


Figura F.9 Esquema da linha da BT com o valor estimado da tensão num determinado ponto da linha [20].

A compensação ocorre considerando a equação [20]:

$$U_r = U_z + U_c \quad (F.6)$$

onde U_c é agora a tensão estimada na linha à distância L do transformador. Neste cenário existem dois casos possíveis, um em que é necessário baixar o valor de U_r , Figura F.10 (a), e outro em que é necessário subir o valor de U_r , Figura F.10 (b) [20].

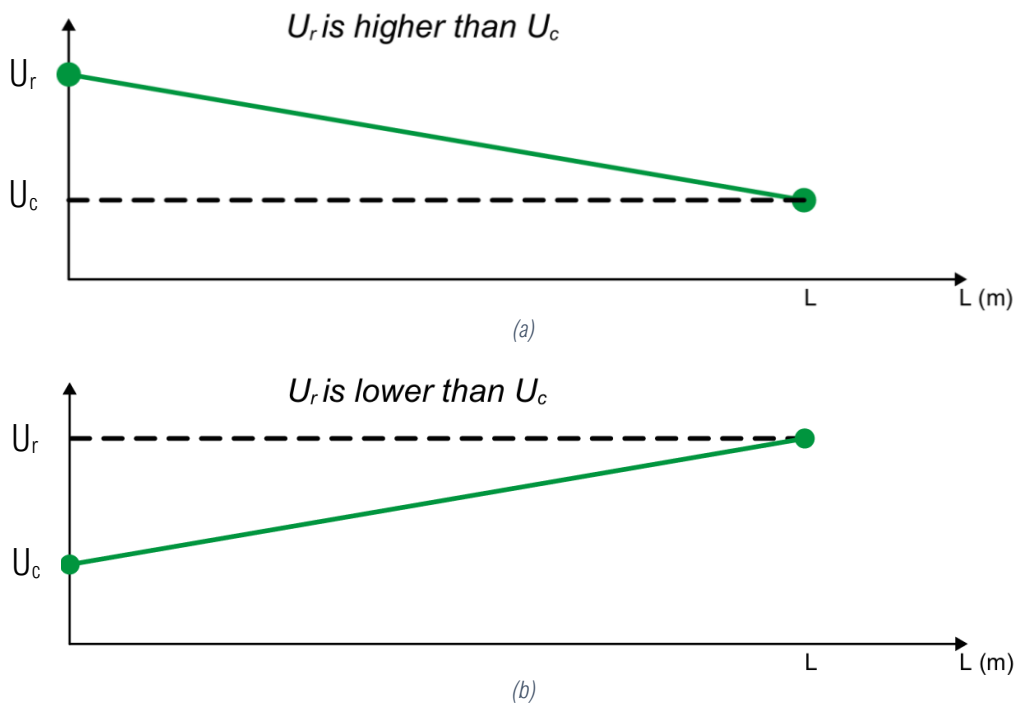


Figura F.10 Operação de controlo da tensão [20]: (a) Subida da tensão; (b) Descida da tensão.

Numa situação de consumo, com potência a fluir do transformador para a carga, para uma tensão desejada U_c à distância L , o valor da tensão à saída do transformador U_r tem de subir de forma a compensar a queda de tensão, conforme descrito na Figura F.10 (a) [20].

Numa situação de produção, com potência a fluir para o transformador, para uma tensão desejada U_c à distância L , o valor da tensão à saída do transformador U_r tem de descer de forma a compensar a elevação da tensão devido a produção, conforme descrito na Figura F.10 (b) [20].

A queda de tensão na linha pode ser calculada de duas formas [20]:

1. A partir da corrente medida I_F e da corrente nominal I_N ;
2. Ou a partir da impedância da linha e da corrente medida I_F .

Com o primeiro método, a corrente I_F é medida através do *Power Meter* e filtrada pelo PLC. A corrente nominal I_N é calculada com [20]:

$$I_N = 1000 \frac{S_r}{U_N \sqrt{3}} \quad (F.7)$$

onde s_r representa a potência nominal do transformador (em kVA) e U_N a tensão nominal entre fases do lado de baixa tensão. A tensão de compensação U_{C-LDC} é então dada por [20]:

$$U_{C-LDC} = \pm \frac{V_{comp} I_F}{\%S_r I_N} 100 \quad (F.8)$$

onde V_{comp} é a tensão de compensação definida como uma percentagem de U_N para uma determinada percentagem da potência nominal do transformador [20].

Com o segundo método a corrente é medida através do *Power Meter* e a compensação τ_{C-LDC} (%) é definida por [20]:

$$\tau_{C-LDC} = \pm Z \frac{I_F}{U_N} 100 \quad (\text{F.9})$$

onde Z representa a impedância da linha.

F.2.1.3 Regulation by Line Drop Compensation with ABC Points

A potência ativa medida através de um *Power Meter* é comparada com uma curva, previamente configurada, com diversos pontos. Cada ponto contém uma potência e uma tensão correspondentes, conforme mostra a Figura F.11 [20].

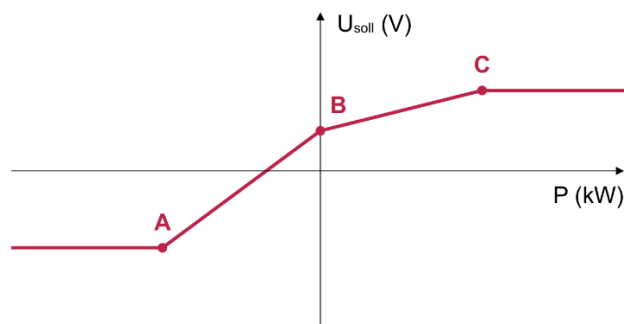


Figura F.11 Curva de tensão e potência de um ramal [20].

O ponto de ajuste da tensão utilizado para o regulador de tomadas, está relacionado à posição de potência ativa na curva [20]

F.2.1.4 Remote AVR

Este tipo de regulação é utilizado quando há um dispositivo de regulação externo. Por norma a comunicação entre o regulador de tomadas e o dispositivo de regulação externo é baseada no protocolo IEC 104 ou Modbus [20]. Neste caso o *setpoint* de tensão pode ser também um comando do tipo *setpoint* emitido por um sistema de controlo centralizado como um Centro de Despacho [20].

F.2.2 Armazenamento SIESTORAGE NEO Siemens

A Alemanha, impulsionada pela transição energética e pela eliminação gradual da energia nuclear, estabeleceu novas condições para o fornecimento de energia. Uma das metodologias adotadas para aumentar a penetração de energia renovável na rede foi a implementação de sistemas de armazenamento. Estes sistemas têm como principal objetivo equilibrar a geração e o consumo de eletricidade [74].

O sistema SIESTORAGE, ilustrado na Figura F.12, desenvolvido pela Siemens e posteriormente atualizado para o SIESTORAGE NEO, permite a utilização de baterias para gerir de forma mais eficiente os picos de carga na rede.

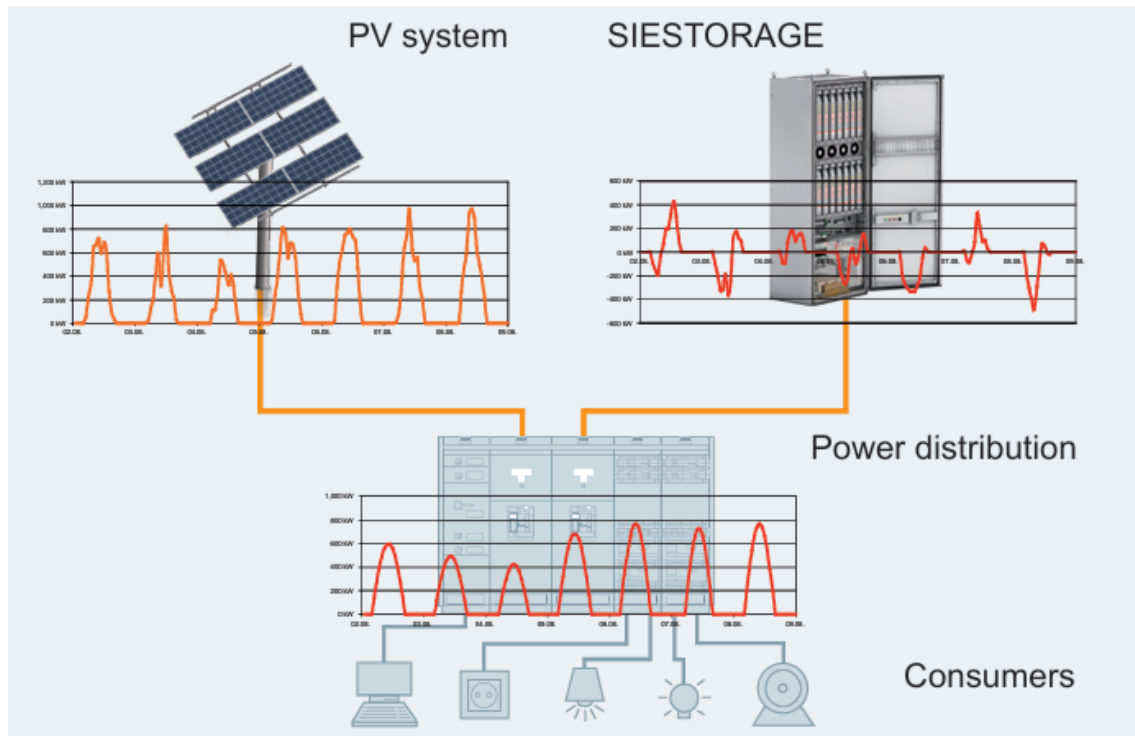


Figura F.12 Esquema de conceito do SIESTORAGE da Siemens [74].

Este sistema foi concebido, sobretudo, para balancear a carga numa rede elétrica através de algoritmos de gestão, podendo também contribuir para o controlo da tensão, especialmente em ramos com uma produção solar significativa. O seu *design* compacto e escalável torna este produto uma alternativa viável para as redes de distribuição de BT [74].

F.2.3 Monitorização da Rede

A monitorização de uma rede elétrica através de sensores ou sistemas de monitorização tem um impacto profundo na fiabilidade, eficiência, segurança e resiliência da rede. A monitorização contínua de uma rede permite [75]:

1. **Aumento da Fiabilidade e Redução de Interrupções:** a monitorização contínua permite detetar falhas e anomalias em tempo real, reduzindo o tempo de resposta e de interrupção do serviço. Pode ajudar a identificar pontos críticos, evitando avarias maiores. Diminui o tempo de não fornecimento de energia da rede através de deteção precoce de problemas;
2. **Monitorização e Diagnóstico em Tempo Real:** atualmente uma ampla gama de sensores permite a monitorização da tensão, corrente, temperatura e outras grandezas em dispositivos relativamente compactos e com protocolos *standard*. Permite também a deteção de descargas elétricas, que são precursoras de falhas em cabos e equipamentos. A de troca dados via protocolos como ModBus TCP, facilita a integração com sistemas SCADA. A monitorização melhora a capacidade de antecipar falhas e agir antes que causem interrupções;

3. **Otimização da Gestão de Ativos:** a digitalização e análise preditiva permitem prever falhas antes de ocorrerem, reduzindo custos de manutenção corretiva, reduzir perdas e melhorar a eficiência operacional e ainda prolongar a vida útil de transformadores, cabos e equipamentos críticos;
4. **Melhoria da Qualidade de Energia:** a monitorização permite avaliar se a energia fornecida está em conformidade com normas de qualidade, identificar harmónicas, flutuações de tensão, desequilíbrios e corrigir problemas que possam afetar processos industriais sensíveis;
5. **Suporte à Transição para *Smart Grids*:** a monitorização é a base para a automação avançada utilizada em redes inteligentes, na integração segura de produção distribuída, na gestão dinâmica da rede, ajustando-se a variações de carga e geração;
6. **Transparência Operacional e Suporte à Decisão:** *dashboards* iterativos e sistemas de análise permitem, visualizar falhas e eventos em tempo real, apoiar operadores na tomada de decisão e melhorar a coordenação entre equipas de campo e os centros de controlo;
7. **Sustentabilidade e Eficiência:** a monitorização contribui para reduzir desperdícios energéticos, minimizar emissões associadas a perdas e manutenções desnecessárias e operar a rede de forma mais eficiente e económica.

A monitorização transforma a rede elétrica de um sistema reativo para um sistema proativo, inteligente e resiliente. É o alicerce para *smart grids*, automação avançada, gestão de ativos, qualidade da energia fornecida, redução de custos, fiabilidade e continuidade de serviço. Atualmente os sistemas SCADA estão a aparecer nas redes de distribuição e com a designação de ADMS (*Advanced Distribution Management System*).

Estes sistemas partem da base dos sistemas SCADA, mas estão adaptados para redes de distribuição de energia tirando partido de toda a tecnologia SCADA com a adição de novas ferramentas e integração com diversos sistemas de apoio, é obviamente também dependem totalmente de dados de monitorização para operar de forma eficiente.

Atualmente, tanto a Schneider Electric como a Hitachi Energy dispõem de sistemas ADMS totalmente operacionais. Tal como os sistemas SCADA, estas soluções dependem de um fluxo contínuo de dados provenientes do terreno para alimentar os modelos da rede. Graças a essa informação, é possível realizar análises detalhadas da rede, incluindo simulações de cenários como sobrecargas, sobretensões e subtensões. Além disso, permitem o planeamento antecipado de manobras e configurações, aumentando a eficiência e a segurança operacional [76], [77].

Quando estas capacidades são complementadas com sistemas de medição remota, como os contadores inteligentes, os operadores podem criar perfis de carga georreferenciados, proporcionando uma visão mais abrangente da rede de distribuição de baixa tensão [76], [77].

Outro aspeto relevante dos sistemas ADMS é a possibilidade de obter uma visão detalhada da produção distribuída. Estes dados podem ser integrados nos perfis de carga, permitindo antecipar potenciais problemas na rede. Adicionalmente, estas plataformas oferecem uma representação

geográfica da rede de distribuição através de mapas de alta resolução, conforme ilustrado na Figura F.13, facilitando a gestão e a tomada de decisão [76], [77].

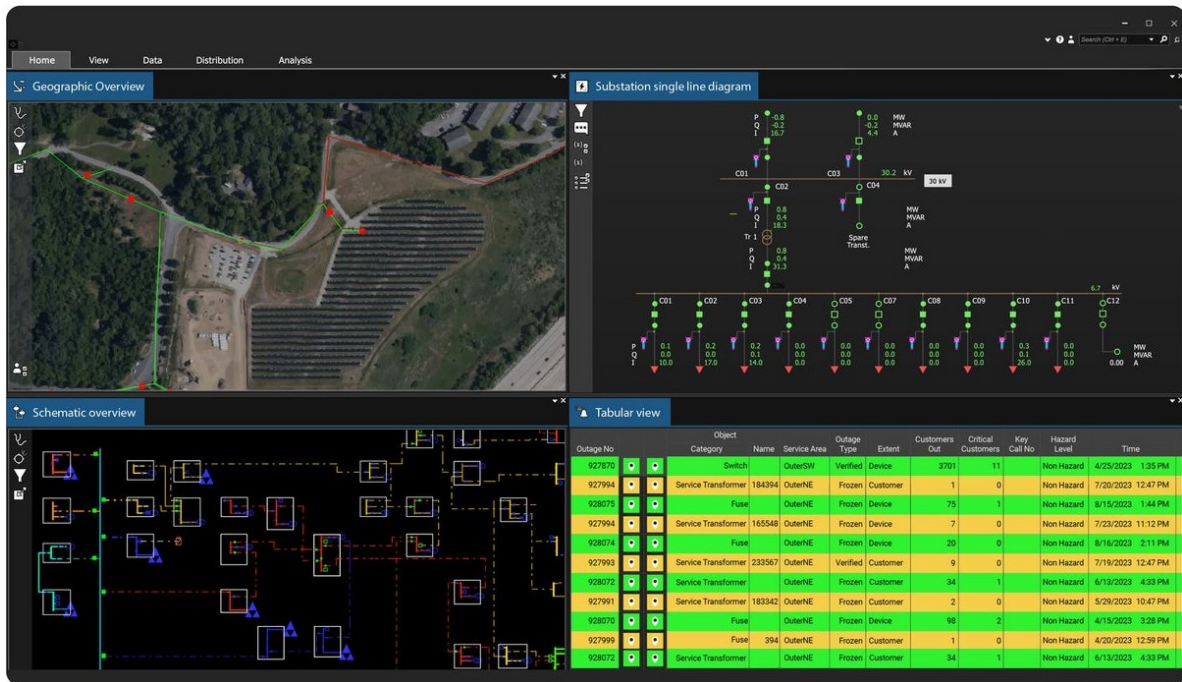


Figura F.13 Sistema ADMS da Hitachi Energy [76].

F.3 Alternativa aos Sistemas Convencionais de Controlo de Tensão

Nesta seção apenas pretende-se apresentar um sistema, que apesar de não ser desenhado para o controlo de tensão em redes de BT, pode ser adaptado depois de devidamente redimensionado.

A qualidade da energia elétrica tornou-se cada vez mais relevante devido a fatores como o aumento da procura por eletricidade, as mudanças nas características das cargas e a integração de fontes renováveis, como solar e eólica, na rede elétrica. Este conceito refere-se a um conjunto de parâmetros e limites que asseguram que os equipamentos dos utilizadores finais ligados à rede funcionem corretamente, sem perda significativa de desempenho ou redução da sua vida útil. Os problemas de qualidade da energia ocorrem devido a variações de tensão, corrente e frequência que podem causar avarias ou mau funcionamento dos equipamentos. Entre os problemas mais comuns nas redes elétricas destacam-se as cavas de tensão, oscilações de tensão (*voltage swell*), sobretensão, subtensão e desequilíbrio de tensão. Estes distúrbios podem causar falhas em equipamentos e interrupções nos processos industriais, resultando em impactos significativos na operação [78], [79].

O *Dynamic Voltage Regulator* (DVR) foi desenhado para mitigar estes problemas e surge como uma referência na compensação de tensão para equipamentos críticos. O DVR é um sistema de compensação baseado em eletrónica de potência, ligado em série com a rede elétrica. A sua função principal é impedir que as perturbações de tensão cheguem ao lado da carga, fornecendo uma compensação de tensão para que a tensão vista pela carga seja sempre ideal. A correção é realizada com a adição ou subtração de uma tensão através de um transformador ligado em série entre a rede e a carga.

F.3.1 DVR em Série

A principal função do DVR é garantir a qualidade da tensão no lado da carga, detetando e compensando as perturbações de qualidade de energia que ocorrem na tensão da rede em menos de meio ciclo. O diagrama de blocos que ilustra o princípio básico de funcionamento do DVR é apresentado na Figura F.14 [80].

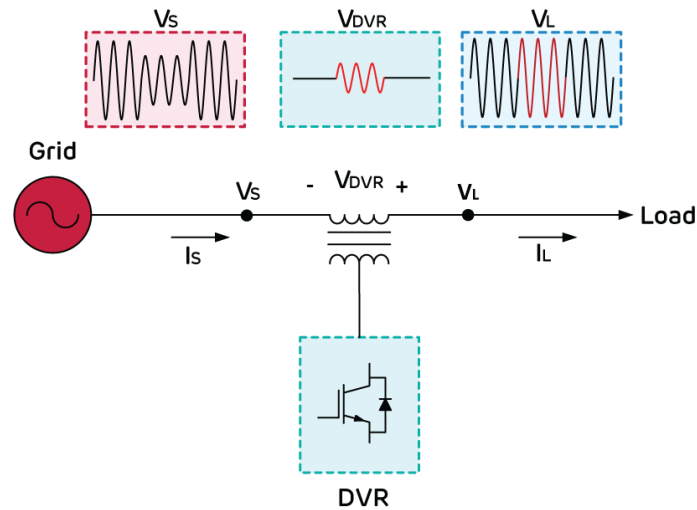


Figura F.14 Princípio de funcionamento de um DVR [80].

O DVR é constituído por dois componentes principais [80]:

1. **Sistema de Controlo:** Monitoriza continuamente a tensão da rede, deteta anomalias na rede de energia em menos de meio ciclo através de métodos avançados de deteção e controlo, e gera os sinais de comando necessários para a compensação;
2. **Circuito de Potência:** Produz a tensão de compensação e injeta-a em série com a rede, eliminando as perturbações de tensão no lado da carga.

Desta forma, o DVR assegura que as cargas ligadas permanecem protegidas contra problemas de qualidade de tensão que ocorram do lado da rede. O esquema interno monofásico encontra-se representado na Figura F.15. e consiste num retificador e num inversor ligados por um *link* DC.

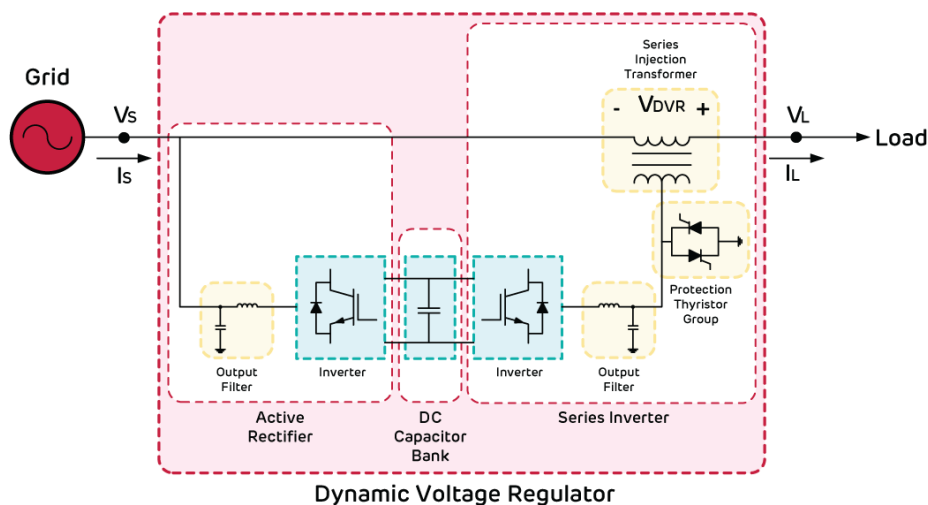


Figura F.15 Diagrama monofásico de um DVR [80].

A retificação é conseguida através da utilização de IGBT, controlados por sinais PWM. Estes componentes apresentam uma distorção harmónica de corrente significativamente inferior (THD < 3%) em comparação com retificadores convencionais de díodos ou tirístores. A sua principal função é manter uma tensão contínua constante para compensação, através do controlo do fluxo de potência da rede com base nos sinais de comutação provenientes do sistema de controlo [80].

O inversor gera a tensão necessária para a compensação, conforme os sinais de controlo e o filtro de saída remove as harmónicas de comutação, tal como no filtro do retificador de entrada. O *link* DC composto por um condensador é utilizado para armazenar a energia necessária para que o DVR cumpra os requisitos de compensação esperados durante o período até que o controlador do retificador ativo reaja no momento da compensação. O transformador em série assegura que a tensão de compensação produzida pelo inversor é injetada em série na rede e garante o isolamento entre a rede e o DVR [80].

O DVR tem na sua origem um sistema desenhado para ser aplicado a uma carga crítica com potências muito inferiores a uma rede de distribuição de BT. O conceito é o ideal para a utilização em redes de BT, mas o dimensionamento dos componentes assim como os sistemas de controlo tem de ser adaptados para as potências em causa numa rede de distribuição de BT. Outro parâmetro importante são os tempos de resposta que também deve ser ajustado a uma rede de BT, ou seja, o DVR não tem de responder com a mesma velocidade de resposta de uma carga crítica.

F.3.2 DVR em Paralelo

Outra aplicação de um DVR, publicada num artigo da *Applied Sciences*[66], descreve um estudo para a ligação deste equipamento de ligação em paralelo em detrimento da utilização de um transformador em série com a rede para a compensação da tensão em redes de BT.

Nas redes de distribuição, especialmente em zonas rurais com topologia radial e linhas aéreas de elevada impedância, os problemas de qualidade de tensão são mais frequentes. Existem múltiplas estratégias de regulação de tensão, cada uma com vantagens e desvantagens associadas [81]:

1. **OLTC em subestações:** eficaz no ponto de entrega, mas sem controlo ao longo do ramal;
2. **Reforço / aumento de rede:** reduz a impedância e a queda de tensão, porém implica investimentos elevados;
3. **Sistemas *Custom Power* (eletrónica de potência):** tecnicamente eficazes, mas caros e orientados à indústria;
4. ***Curtailment* de DER ou corte de carga:** resolve, mas reduz a receita;
5. **Gestão do lado da procura** requer infraestrutura dispendiosa;
6. **Controlo de potência reativa:** difícil de coordenar e pouco eficaz em BT com rácios R/X elevados;
7. **Integração ótima de DER e introdução de armazenamento local:** promissor; custos ainda relevantes, mas em descida.

Este sistema aborda uma via particularmente promissora, que evita investimentos adicionais na rede, através da implementação de estratégias de regulação de tensão nos conversores de potência que fazem a interface entre o DER, os carregadores de VE e o armazenamento local em pequena escala e a rede. Contudo, os códigos de rede tendem a usar as unidades de geração de forma limitada para regulação de tensão e não abordam suficientemente o desequilíbrio de tensão causado por cargas/gerações monofásicas [81].

A regulação de tensão em redes de baixa tensão tem sido amplamente estudada através da injeção de potência reativa por inversores fotovoltaicos ou do corte de potência ativa. Contudo, a eficácia destes métodos depende fortemente da impedância da rede. Em particular, nas redes rurais, onde predominam linhas aéreas com rácios R/X elevados, a potência reativa revela-se pouco eficaz na modulação da tensão e tende a aumentar as perdas, tornando o corte de potência ativa uma alternativa mais prática, embora penalizadora para o produtor devido à redução de receita. Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia surgem como uma solução mais flexível e eficiente, permitindo melhorar a qualidade de energia e reduzir a necessidade de cortes através de estratégias de controlo dependentes da tensão ou de abordagens coordenadas entre PV e armazenamento, que apresentam comportamentos distintos em ambientes urbanos e rurais. Estes sistemas podem ser instalados tanto pelos produtores como pelo operador da rede de distribuição, contribuindo para uma regulação de tensão mais robusta. As estratégias de controlo podem ser centralizadas, baseadas em otimização e despacho, ou locais, sendo estas últimas preferidas em redes de baixa tensão devido à menor necessidade de infraestrutura de comunicação. Paralelamente, o aumento de cargas monofásicas de grande dimensão intensifica o problema do desequilíbrio de tensão, que pode ser mitigado através do controlo de potência reativa, do corte ativo em inversores monofásicos ou de controlos assimétricos aplicados ao armazenamento, PV e carregamento de veículos elétricos. Embora os métodos de controlo *droop* sejam comuns em aplicações de rede, nem sempre se revelam adequados para uma regulação distribuída de tensão em redes de BT [81].

A regulação dinâmica da tensão em redes de baixa tensão requer esquemas de controlo semelhantes aos utilizados em controladores de tensão em malha fechada. O objetivo da investigação foi identificar um método completo e de fácil implementação para melhorar globalmente a qualidade da tensão em redes BT, incluindo regulação dinâmica, equilíbrio e minimização de harmónicas [81].

A solução proposta consiste na aplicação de controladores de tensão em malha fechada, baseados em medições locais e sistemas de armazenamento de energia instalados em redes de BT. Optou-se por compensação em derivação, conforme ilustrado na Figura F.16, em vez de compensação em série, por ser mais simples de instalar, permitir operação sem transformador e melhorar o perfil de tensão ao longo de todo o ramal [81].

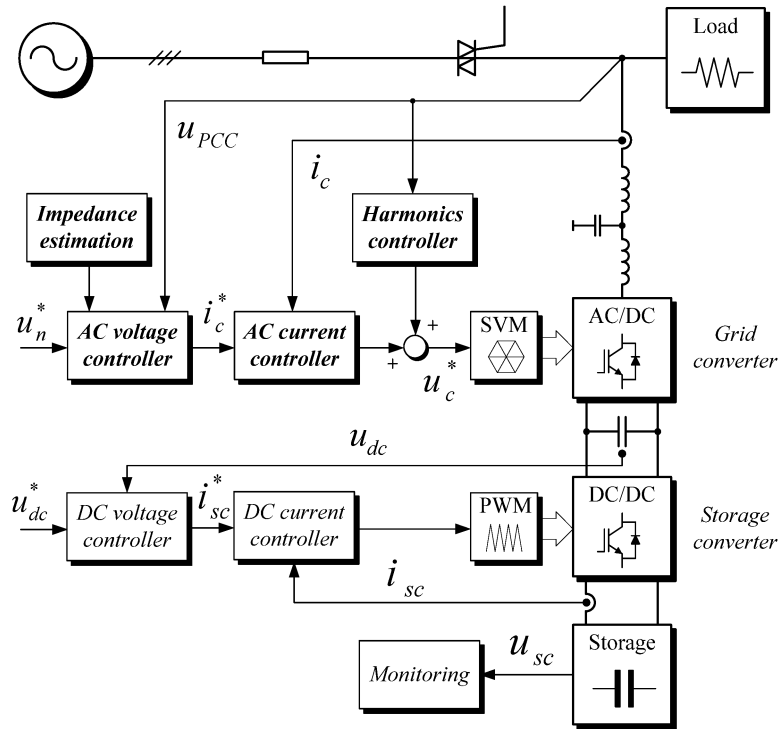


Figura F.16 Diagrama de blocos do esquema de ligação de um DVR em paralelo com a rede [81].

A principal contribuição é o desenvolvimento de uma estrutura de controlo para o conversor eletrónico que faz a interface entre o armazenamento de energia e a rede de distribuição. Este controlo assegura melhoria universal da qualidade de energia através do controlo dinâmico da tensão no ponto de acoplamento, bem como equilíbrio de tensão por injeção de corrente. A novidade está no método de definição das componentes ativa e reativa da corrente do compensador, considerando os parâmetros de impedância da rede, permitindo minimizar a corrente necessária para a regulação da tensão em comparação com soluções como controlo de potência reativa ou despacho de potência ativa [81].

Os resultados demonstram que o método proposto ajusta as componentes ativa e reativa da corrente com base na impedância estimada da rede, permitindo reduzir a corrente necessária para regular a tensão quando comparado com estratégias que utilizam apenas potência ativa ou reativa. Através da decomposição em componentes simétricas instantâneas, o controlador também realiza o balanceamento de tensão com desempenho superior a métodos simples baseados apenas na magnitude instantânea da tensão. Os resultados experimentais demonstram que o método é eficaz na regulação dinâmica da tensão, contribuindo para a mitigação de variações rápidas de tensão, *flicker*, afundamentos e elevações de tensão, além de compensar desequilíbrios. Com uma maior capacidade de armazenamento, o método pode ainda ser utilizado para regulação de tensão a longo prazo, reduzindo sobretensões e subtensões associadas a cargas elevadas ou produção excessiva. O controlador proposto funciona de forma independente dos inversores fotovoltaicos e das cargas, podendo ser integrado em redes existentes através da sua aplicação a qualquer sistema de armazenamento. Baseia-se no controlo local, dispensando infraestruturas de comunicação dispendiosas, e inclui estimação automática da impedância da rede, tornando-o uma solução “*plug and play*” [81].

F.3.3 Sistemas de Armazenamento de Baixa Potência

Os sistemas de armazenamento de energia designados de *Energy Storage System* (ESS), ilustrados na Figura F.17, podem ser uma das soluções mais eficazes e versáteis para regular a tensão em redes de baixa tensão com elevada penetração de produção distribuída. A sua principal função é absorver o excesso de energia quando a produção é elevada e libertá-la quando a tensão desce, contribuindo assim para manter os níveis de tensão dentro dos limites regulamentares.

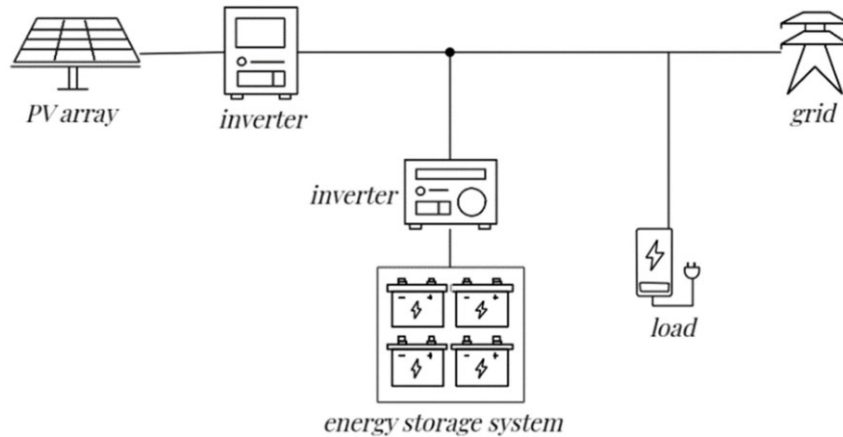


Figura F.17 Sistema de armazenamento de energia com produção distribuída [11].

O ESS atua de duas formas [11]:

1. **Carregamento (absorção de energia):** O ESS consome energia da rede quando a tensão está acima do limite. Isto reduz a potência ativa injetada pelos PV e, conseqüentemente, a sobretensão;
2. **Descarregamento (injeção de energia):** Quando a tensão desce (por aumento de carga ou queda de produção distribuída), o ESS injeta energia. Isto ajuda a elevar a tensão e estabilizar o perfil ao longo do ramal.

Este comportamento bidirecional torna os ESS extremamente eficazes em redes BT, onde a relação R/X é elevada e a tensão é muito sensível a variações de potência ativa [11].

O controlo do ESS pode ser realizado com referência nos seguintes parâmetros [11]:

1. **Controlo baseado em tensão (V-control):** o ESS carrega ou descarrega consoante a tensão medida no ponto de ligação. Este método além de simples, é rápido e totalmente local;
2. **Controlo baseado em potência ativa (P-control):** o ESS responde diretamente ao excesso de produção distribuída e quando a produção atinge o limite o ESS começa a carregar;
3. **Controlo preditivo / otimizado:** utiliza modelos mais avançados que usam previsões de carga e PV para minimizar perdas, reduzir ciclos de carga/descarga e prolongar a vida útil da bateria;
4. **Controlo coordenado com outros dispositivos:** o ESS pode trabalhar em conjunto com os inversores, OLTC e cargas flexíveis.

Esta coordenação melhora a eficiência global da regulação de tensão, porém qualquer um dos métodos necessita de algoritmos de gestão do ESS o que torna o sistema mais complexo e dispendioso.

Os sistemas de armazenamento de energia oferecem uma resposta rápida e eficaz às variações de tensão, absorvendo o excesso de produção fotovoltaica e reduzindo a necessidade de limitar a geração. Melhoram a estabilidade e a qualidade de energia, sendo particularmente úteis em redes de baixa tensão onde a tensão depende fortemente da potência ativa. No entanto, apresentam desvantagens relevantes, como o elevado custo de investimento, a degradação das baterias devido aos ciclos frequentes e a complexidade associada ao seu correto dimensionamento e localização, fatores que ainda limitam a sua adoção generalizada [11].

Ainda assim o ESS é considerado uma das soluções mais eficazes e flexíveis para regular tensão em redes de BT com elevada penetração de produção distribuída. No entanto, o seu custo e a complexidade do dimensionamento ainda limitam a adoção massiva. O futuro passa pela integração coordenada com outros recursos (OLTC ou cargas flexíveis), criando sistemas híbridos mais eficientes e económicos [11].

Apêndice G PARÂMETROS DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DA TENSÃO DA REDE DE BAIXA TENSÃO

Na Tabela G.1 encontra-se um resumo dos principais parâmetros que caracterizam um controlador do tipo PID.

Tabela G.1 Relação entre parâmetros do sistema e ganhos PID [34].

Parâmetro do sistema	Influência principal	Impacto nos ganhos PID
ω_n - Frequência natural não amortecida.	Define a rapidez intrínseca do sistema.	<ul style="list-style-type: none"> - Ganhos mais elevados (K_p, K_i, K_d) são possíveis para sistemas com ω_n elevado, pois respondem mais rápido. - Se ω_n é baixo, os ganhos devem ser reduzidos para evitar instabilidade.
ξ - Coeficiente de amortecimento.	Controla as oscilações e a estabilidade.	<ul style="list-style-type: none"> - K_p aumenta o efeito de ξ, mas pode gerar <i>overshoot</i> se exagerado. - K_d atua como amortecedor adicional, aumentando o amortecimento efetivo. - K_i reduz o amortecimento aparente, devendo ser ajustado com cuidado.
$\omega_p = \omega_n \sqrt{1 - \xi^2}$ - Frequência amortecida.	Frequência real das oscilações transitórias.	<ul style="list-style-type: none"> - Determina a velocidade das oscilações que o PID deve controlar. - Os ganhos K_d são ajustados para reduzir oscilações nesta frequência. - K_p e K_i devem ser configurados para não excitar excessivamente ω_p.

Apêndice H ESQUEMA DA REDE COM MÚLTIPLOS RAMAIS

Na Figura H.1 ilustra-se uma rede típica de distribuição de BT, denominada de rede radial, composta por diversos ramos.

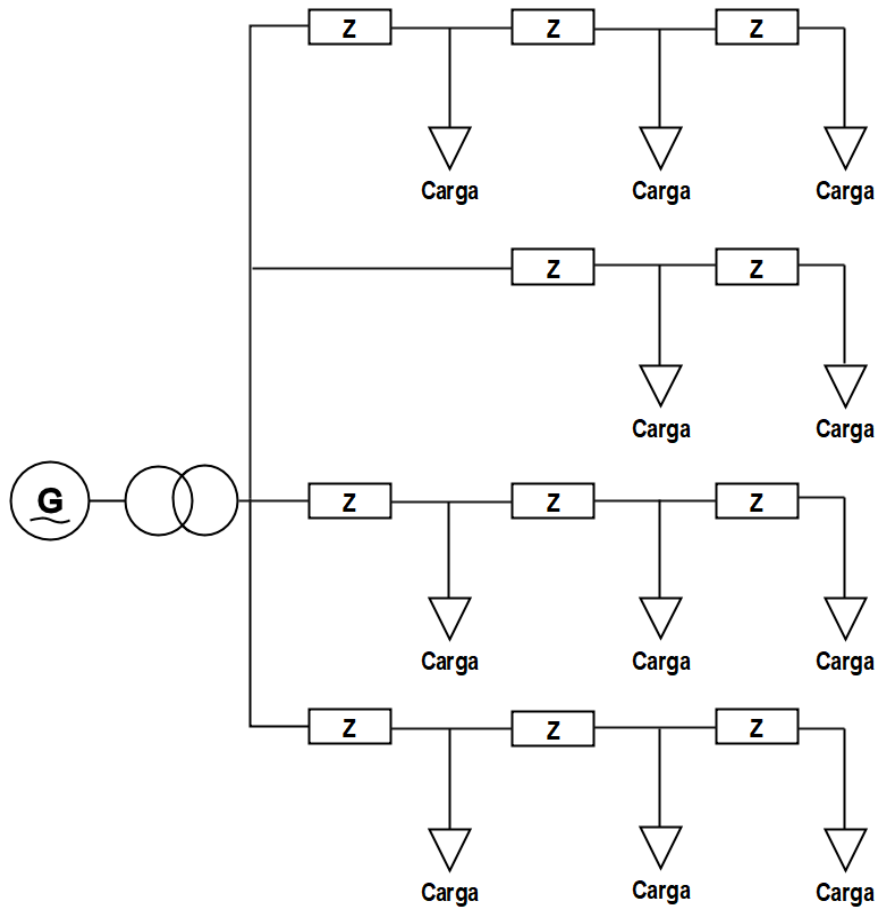


Figura H.1 Rede de distribuição com múltiplos ramos.

Apêndice I PARÂMETROS DAS LINHAS DE BAIXA TENSÃO

Na Tabela I.1 e na Tabela I.2 encontram-se os valores típicos da resistência e reactância das linhas de distribuição utilizadas nas redes de BT para condutores de cobre e alumínio, respectivamente.

Tabela I.1 Parâmetros típicos de condutores de cobre de baixa tensão (50Hz) [45].

S [mm ²]	Single-Core		Two-Core/Three-Core	
	r[Ω/km] @80°C	x[Ω/km]	r[Ω/km] @80°C	x[Ω/km]
1,5	14,8000	0,1680	15,1000	0,1180
2,5	8,9100	0,1560	9,0800	0,1090
4	5,5700	0,1430	5,6800	0,1010
6	3,7100	0,1350	3,7800	0,0955
10	2,2400	0,1190	2,2700	0,0861
16	1,4100	0,1120	1,4300	0,0817
25	0,8890	0,1060	0,9070	0,0813
35	0,6410	0,1010	0,6540	0,0783
50	0,4730	0,1010	0,4830	0,0779
70	0,3280	0,0965	0,3340	0,0751
95	0,2360	0,0975	0,2410	0,0762
120	0,1880	0,0939	0,1910	0,0740
150	0,1530	0,0928	0,1570	0,0745
185	0,1230	0,0908	0,1250	0,0742
240	0,0943	0,0902	0,0966	0,0752
300	0,0761	0,0895	0,0780	0,0750

Tabela I.2 Parâmetros típicos de condutores de alumínio de baixa tensão (50Hz) [45].

S [mm ²]	Single-Core		Two-Core/Three-Core	
	r[Ω/km] @80°C	x[Ω/km]	r[Ω/km] @80°C	x[Ω/km]
1,5	24,3840	0,1680	24,8780	0,1180
2,5	14,6800	0,1560	14,9600	0,1090
4	9,1770	0,1430	9,3580	0,1010
6	6,1120	0,1350	6,2280	0,0955
10	3,6910	0,1190	3,7400	0,0861
16	2,3230	0,1120	2,3560	0,0817
25	1,4650	0,1060	1,4940	0,0813
35	1,0560	0,1010	1,0770	0,0783
50	0,7790	0,1010	0,7960	0,0779
70	0,5400	0,0965	0,5500	0,0751
95	0,3890	0,0975	0,3970	0,0762
120	0,3100	0,0939	0,3150	0,0740
150	0,2520	0,0928	0,2590	0,0745
185	0,2030	0,0908	0,2060	0,0742
240	0,1550	0,0902	0,1590	0,0752
300	0,1250	0,0895	0,1290	0,0750

Apêndice J TABELAS COM OS VALORES DE SIMULAÇÃO

Tabela J.1 Parâmetros de simulação com o compensador em modo isolado.

C_{DC}	30 mF
C_{Δ}	0,5 mF
$K_{i\Delta}$	3,1416
$K_{i\Delta VHV}$	1,2566*103
K_{iDC}	45,143
K_{is}	-9,4248
$K_{p\Delta}$	0,2500
$K_{p\Delta VHV}$	1,1314
K_{pDC}	2,0489
K_{ps}	-9,4248
L_{Δ}	79,6 mH
L_C	14 mH
L_s	10 mH
R_{Δ}	10 m Ω
R_C	1,3 Ω
R_s	10 m Ω
V_{DC}	500 V
f_s	10 kHz
f_{SA}	25 kHz
f_{SB}	25 kHz
f_c	250 Hz
$\xi_{\Delta VHV}$	0,7071
ξ_{DC}	0,7071
$\omega_{n\Delta VHV}$	1,5708*103 rad*s-1
ω_{nDC}	31,4159 rad*s-1
$\omega_{p\Delta}$	1,5708*104 rad*s-1
ω_{ps}	1,5708*104 rad*s-1
ΔV_{DC}	10 V
$\Delta V_{HVm\acute{a}x}$	25 V
f	50 Hz

Tabela J.2 Parâmetros de simulação para uma rede sem compensação.

L_C	14 mH
L_L	85 mH
R_C	1,3225 Ω
R_L	0,1050 Ω
f	50 Hz

Tabela J.3 Parâmetros de simulação para uma rede com compensador constituído por dois conversores, um AC/DC e outro DC/AC.

C_{DC}	30 mF
C_{Δ}	0,5 mF
K_{d2}	0,0013
$K_{i\Delta}$	3,1416
K_{i2}	14,9656
$K_{i\Delta VHV}$	1,2566*103
K_{iDC}	45,143
K_{is}	-9,4248
K_{p2}	2,2799
$K_{p\Delta VHV}$	1,1314
K_{pDC}	2,0489
$K_{p\Delta}$	0,2500
K_{ps}	-9,4248
L_{Δ}	0,8 mH
L_C	14 mH
L_L	85 m H
L_s	10 mH
R_{Δ}	10 m Ω
R_C	1,3 Ω
R_L	105 m Ω
R_s	10 m Ω
f_s	10 kHz
f_{SA}	10 kHz
f_{SB}	10 kHz
f_c	300 Hz
ξ_{DC}	0,7071
$\xi_{\Delta VHV}$	0,7071
$\omega_{n\Delta VHV}$	1,5708*103 rad*s-1
ω_{nDC}	31,4159 rad*s-1
ω_{ps}	1,5708*104 rad*s-1
$\omega_{p\Delta}$	1,5708*104 rad*s-1
ΔV_{DC}	10 V
$\Delta V_{HVm\acute{a}x}$	25 V
V_{DC}	500 V
f	50 Hz

Tabela J.4 Parâmetros de simulação para uma rede com leitura de tensão, V_2 , no fim do ramal.

K_{d2}	0,0013
K_{i2}	14,9656
K_{p2}	2,2799
L_C	14 mH
L_L	0,85 mH
R_C	1,3225 Ω
R_L	0,1050 Ω
f	50 Hz
ω_n	2* π *50 rad*s ⁻¹

Tabela J.5 Parâmetros de simulação para uma rede com tensão, V_2 , no fim do ramal constante.

K_{d2}	0,0013
K_{i2}	14,9656
K_{p2}	2,2799
L_C	14 mH
L_L	0,85 mH
R_C	1,3225 Ω
R_L	0,1050 Ω
f	50 Hz
ωn	$2*\pi*50 \text{ rad}*s^{-1}$
K_{d2}	0,0013
K_{i2}	14,9656
K_{p2}	2,2799
V_{2REF}	230 V

Tabela J.6 Parâmetros de simulação para uma rede com a tensão, V_2 , no fim do ramal estimada, $V_{2Estimado}$.

K_{d2}	0,0013
K_{i2}	14,9656
K_{p2}	2,2799
L_C	14 mH
L_L	0,85 mH
R_C	1,3225 Ω
R_L	0,1050 Ω
f	50 Hz
ωn	$2*\pi*50 \text{ rad}*s^{-1}$

Tabela J.7 Parâmetros de simulação para uma rede radial.

K_{d2}	0,0013
K_{i2}	14,9656
K_{p2}	2,2799
L_C	14 mH
L_L	0,85 mH
R_C	1,3225 Ω
R_L	0,1050 Ω
f	50 Hz
ωn	$2*\pi*50 \text{ rad}*s^{-1}$

Apêndice K MODELOS DE SIMULAÇÃO DO COMPENSADOR DE TENSÃO DA REDE DE BAIXA TENSÃO

Na Figura K.1 encontra-se o modelo utilizado para o compensador de tensão ΔV . O compensador é constituído por um conversor AC/DC e por um conversor DC/AC interligados por um link DC composto por um condensador, C_{DC} . Na interface com a rede de distribuição de BT existe um transformador de relação 1:10 que interliga o compensador em série com a rede de BT. Existem ainda dois módulos de controlo responsáveis pelo controlo da tensão do link DC e pelo controlo da tensão de compensação ΔV .

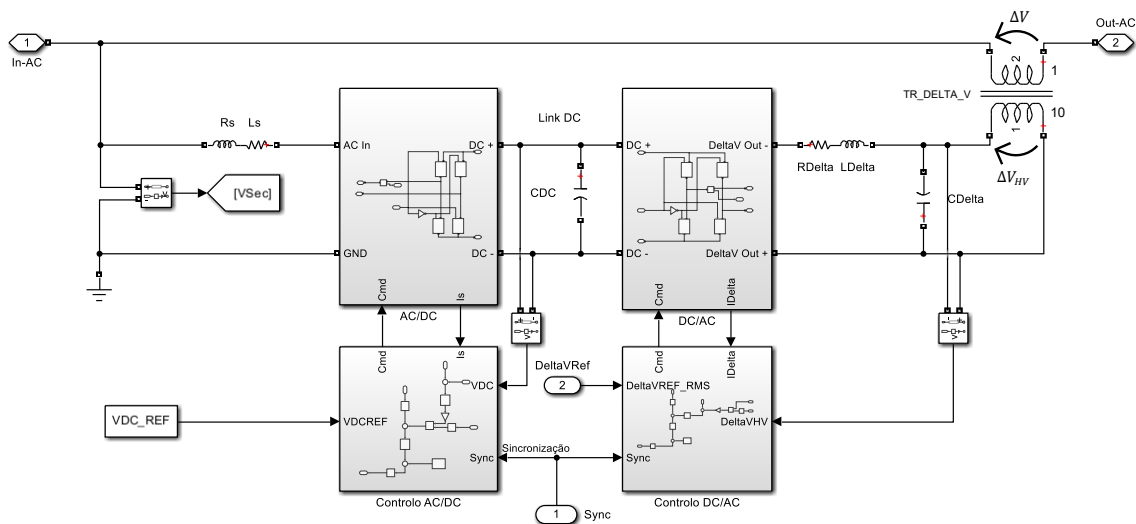


Figura K.1 Compensador de tensão com dois conversores AC/DC-DC/AC.

Para a rede, todo o conjunto é simulado num bloco conforme a Figura K.2, apenas com as entradas da rede, do valor de ΔV_{REF} e da sincronização. Como saídas, o bloco apenas disponibiliza a ligação para a rede de BT.

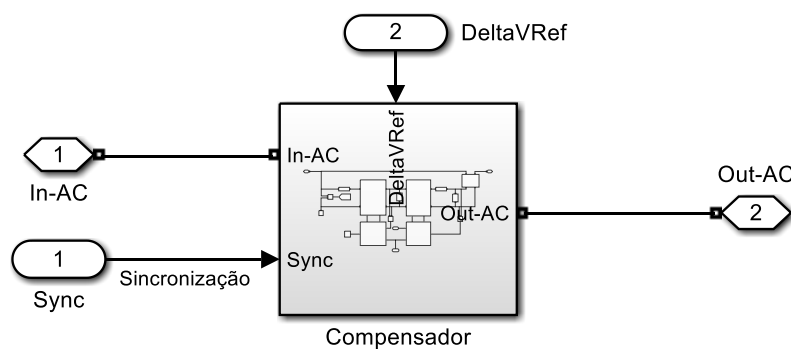


Figura K.2 Bloco compensador.

Desta forma, para o utilizador final apenas é necessário intercetar a linha da rede de distribuição de BT e fornecer o valor de ΔV_{REF} necessário para compensar a tensão. A entrada de sincronização será sempre necessária de forma a garantir que a compensação é efetuada na sequência correta. Na Figura K.3 (a) está ilustrado os quatro IGBT utilizados no controlo da corrente I_S . Na Figura K.3 (b) está ilustrado o controlador de tensão V_{DC} que gera uma corrente de referência I_{SREF} que serve para o controlo da corrente de entrada I_S .

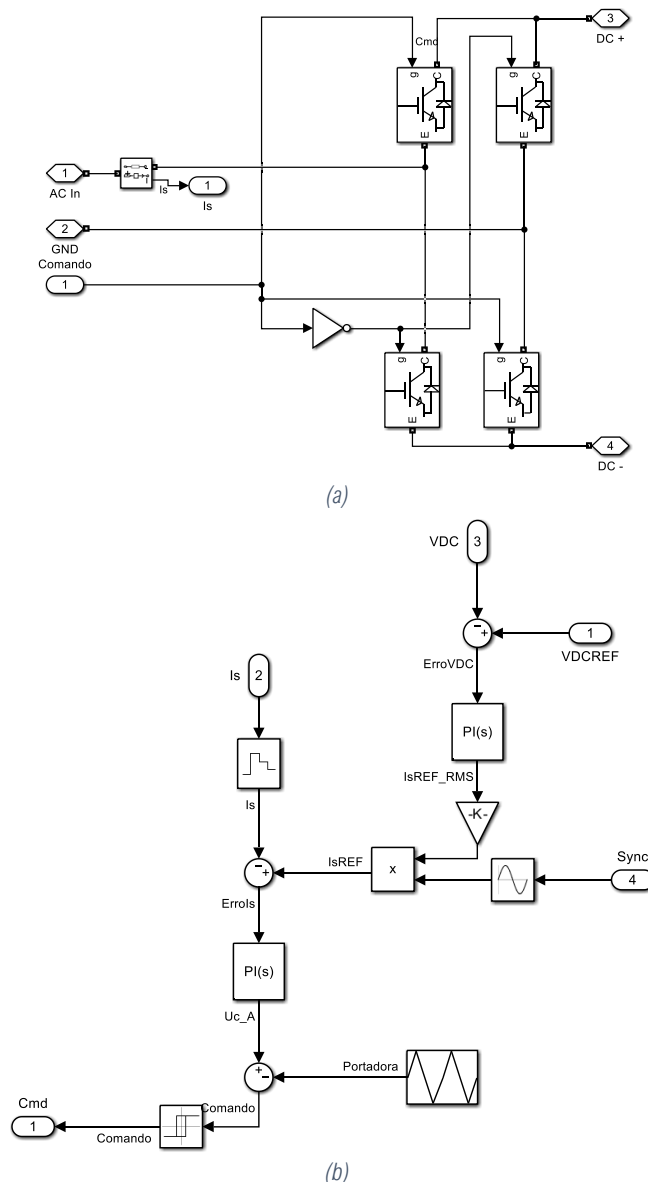


Figura K.3 Conversor AC/DC: (a) Circuito do conversor AC/DC com a corrente de entrada I_s e a tensão V_{DC} ; (b) Controlo da corrente de entrada I_s e da tensão V_{DC} .

A multiplicação de I_{SREF} por um ganho justifica-se pelo facto de a corrente sinusoidal real surgir multiplicada por um fator de $\sqrt{2}$. Na Figura K.4 (a) está ilustrado os quatro IGBT utilizados no controlo da corrente I_{Δ} . Na Figura K.4 (b) está ilustrado o controlador de tensão ΔV que controla a tensão de compensação através do cálculo de uma corrente de referência $I_{\Delta REF}$ que serve para o controlo da corrente I_{Δ} do conversor DC/AC.

A multiplicação do valor da tensão de referência ΔV_{REF} por um fator de 10, apresentada na Figura K.4 (b) resulta diretamente das características do transformador instalado em série com a linha de BT. Este transformador possui uma relação de transformação de 1:10, o que implica que a tensão medida no lado de baixa tensão corresponde apenas a um décimo da variação real de tensão existente no lado de alta tensão, ΔV_{HV} . Assim, o valor registado, ΔV encontra-se naturalmente reduzido relativamente ao valor ΔV_{HV} . Para que seja possível estabelecer uma comparação coerente entre as grandezas e garantir a correspondência física entre os dois lados do sistema, torna-se necessário aplicar um fator de correção igual à relação de transformação.

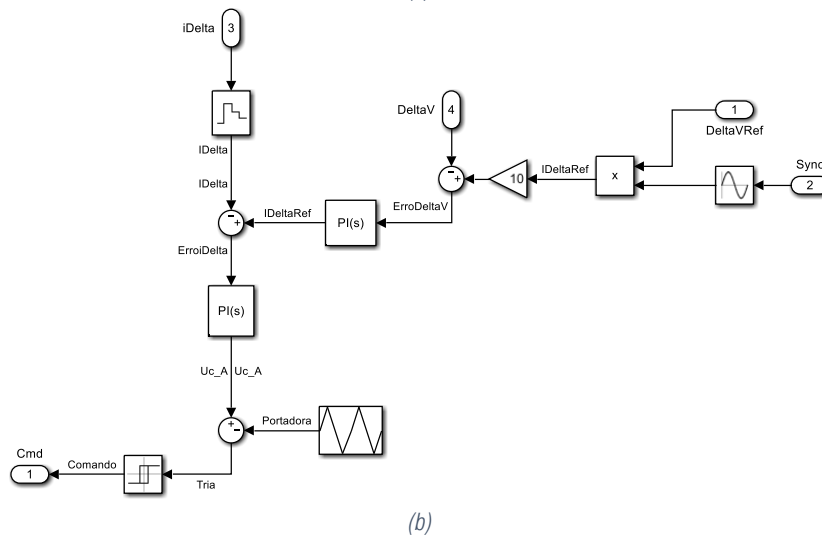
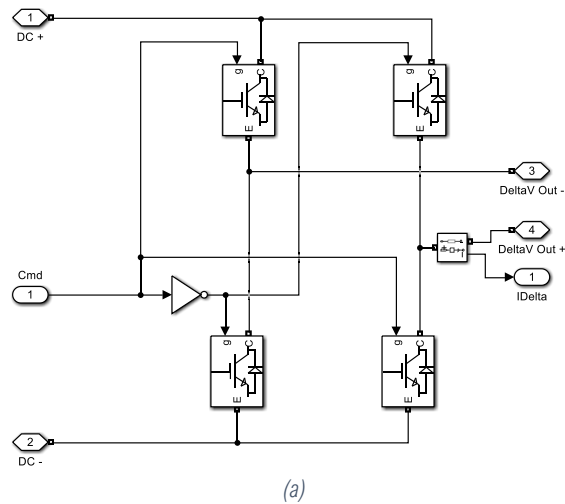


Figura K.4 Conversor DC/AC: (a) Circuito do conversor DC/AC com a corrente I_{Δ} e a tensão ΔV_{HV} ; (b) Controle da corrente I_{Δ} e da tensão ΔV_{HV} .

A multiplicação por 10 permite, portanto, reconstruir o valor equivalente da variação de tensão no lado de alta tensão, assegurando que a análise e a interpretação dos resultados são realizadas na mesma escala.

Na Tabela K.1 encontra-se o mapeamento das variáveis utilizadas no simulador Matlab/ Simulink com as variáveis descritas no relatório.

Tabela K.1 Tabela de mapeamento de variáveis do simulador.

VDC	V_{DC}
VDCREF	V_{DCREF}
ErroVDC	$Erro V_{DC}$
IsREF	I_{SREF}
Is	I_S
Errols	$Erro I_S$
Uc_A	V_T
DeltaVHV	ΔV_{HV}
ErroDeltaVHV	ΔV_{HVREF}
IDelta	I_{Δ}
IDeltaREF	$I_{\Delta REF}$
ErroIDelta	$Erro I_{\Delta}$
Uc_B	V_T

Em ambos os casos descritos foi necessário proceder à sincronização de algumas grandezas. No conversor AC/DC a corrente $I_{SREFRMS}$ é multiplicada pela entrada **Sync** que contém um sinal com a fase e frequência da rede. No caso do conversor DC/AC, foi realizado o mesmo procedimento com ΔV_{REFRMS} .

Na Figura K.5 encontra-se ilustrado o diagrama unifilar do esquema de controlo do compensador. Este esquema permite uma abstração das ligações físicas e dos componentes individuais, centrando-se essencialmente na arquitetura de controlo do sistema.

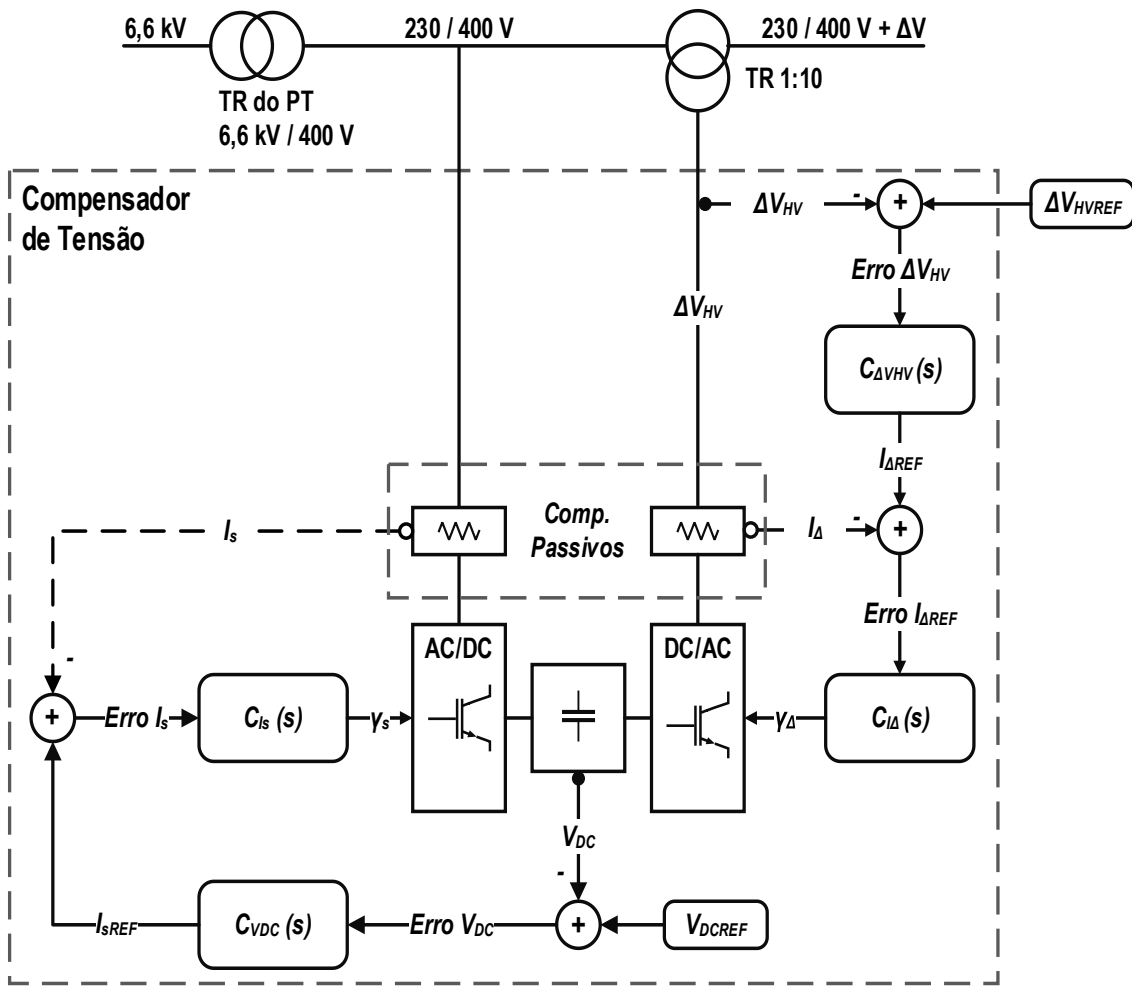


Figura K.5 Circuito de controlo unifilar do compensador de tensão.

Do ponto de vista do utilizador, o compensador apenas necessita do valor de ΔV_{REF} que pode ser calculado externamente e da ligação à rede de BT. Esta abordagem simplifica o processo de instalação em caso de utilização real deste equipamento.

Apêndice L REDE RADIAL

Na Figura L.1 ilustra-se o esquema adotado para a simulação de uma rede com múltiplos ramos.

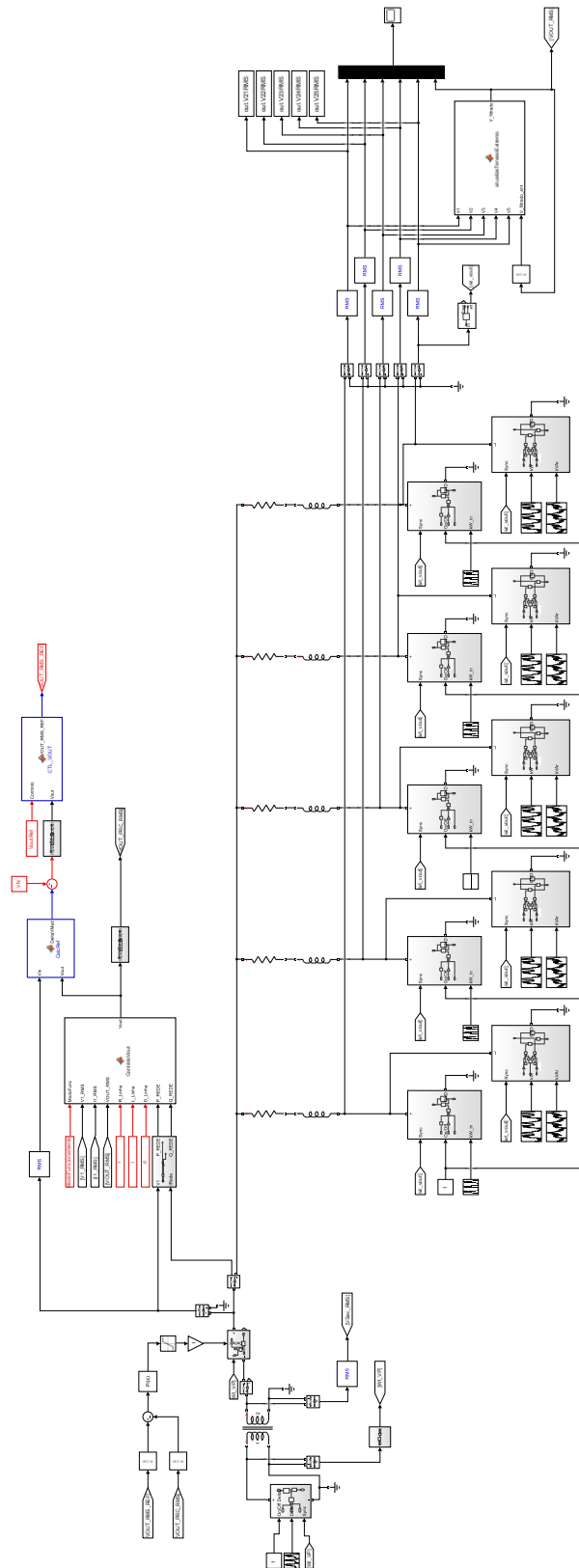


Figura L.1 Esquema de simulação para uma rede radial.

Na Figura L.2 apresenta-se o bloco com o código descrito na secção 4.2.3, para a escolha da tensão de fim de ramal média V_{2MED} quando existem diversos ramaís.

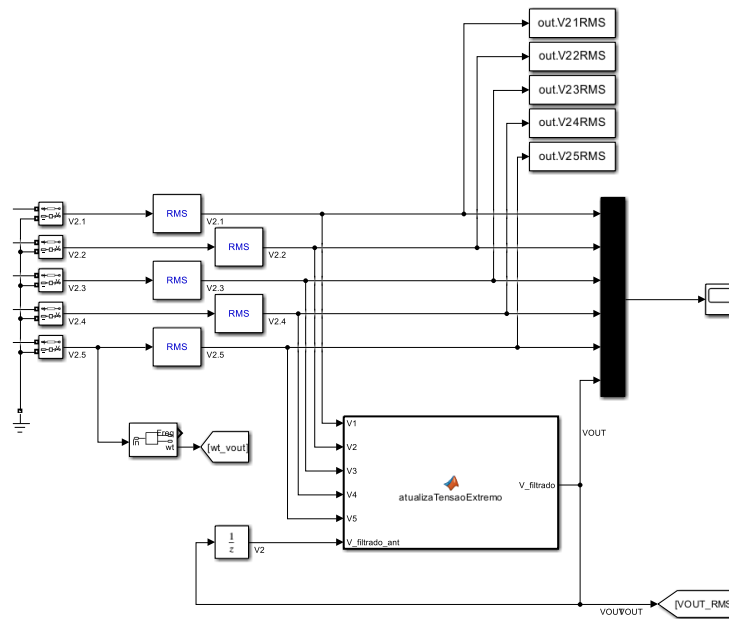


Figura L.2 Escolha da tensão de fim de ramal V_{2Med} .

Apêndice M RESULTADOS DO COMPENSADOR COM CONVERSOR COMUTADO E MODELO LINEAR

Na Figura M.1 (a) encontra-se a diferença entre as tensões no fim do ramo V_2 para a simulação com o conversor comutado em comparação com o conversor linear. Na Figura M.1 (b) fez-se a mesma análise, mas para o valor da tensão de compensação ΔV .

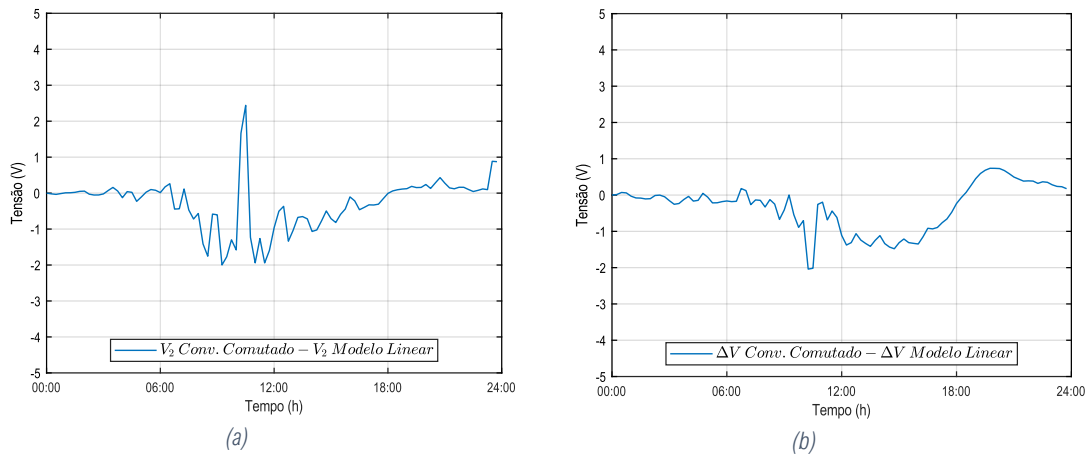


Figura M.1 Erros da tensão V_2 e da tensão de compensação ΔV para um compensador com conversor comutado em comparação com o modelo linear: (a) Erro na tensão V_2 ; (b) Erro na tensão de compensação ΔV .

Em ambos os casos as diferenças são pouco significativas o que leva à conclusão de que para efeitos de simulação os valores obtidos pelo modelo linear são equivalentes ao conversor comutado e reproduzem de forma fiel os resultados do conversor comutado. Na Figura M.2 (a) apresentam-se os valores de V_2 em comparação de V_{2REF} . Na Figura M.2 (b) é apresentada a diferença entre os dois valores.

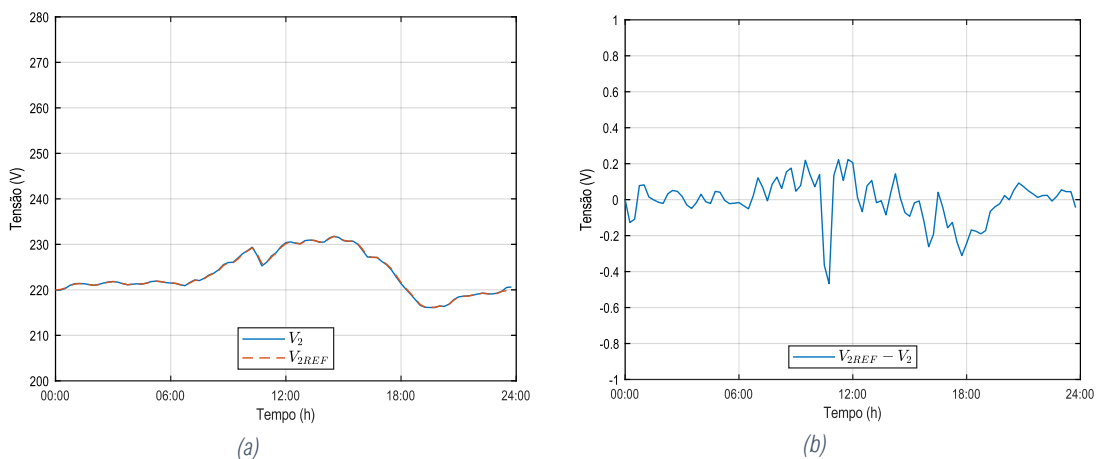


Figura M.2 Comparação dos valores de V_2 com a tensão de referência V_{2REF} : (a) Tensão V_2 em comparação com V_{2REF} ; (b) Erro máximo de V_2 .

Esta análise tem como objetivo perceber que controlador consegue que a tensão V_2 acompanhe a tensão de referência V_{2REF} . Uma análise aos resultados da Figura M.2 (b) revelam que o maior desvio encontrado foi cerca de 0,47 V. Este valor é marginal comparado com a grandeza nominal de V_2 , ou seja, o sistema consegue acompanhar a tensão de referência V_{2REF} sem dificuldades.

Na Figura M.3 (a) encontra-se a comparação da tensão V_1 para a simulação com o conversor comutado em comparação com o conversor linear. Na Figura M.3 (b) apresenta-se a diferença absoluta da tensão V_1 para ambos os modelos.

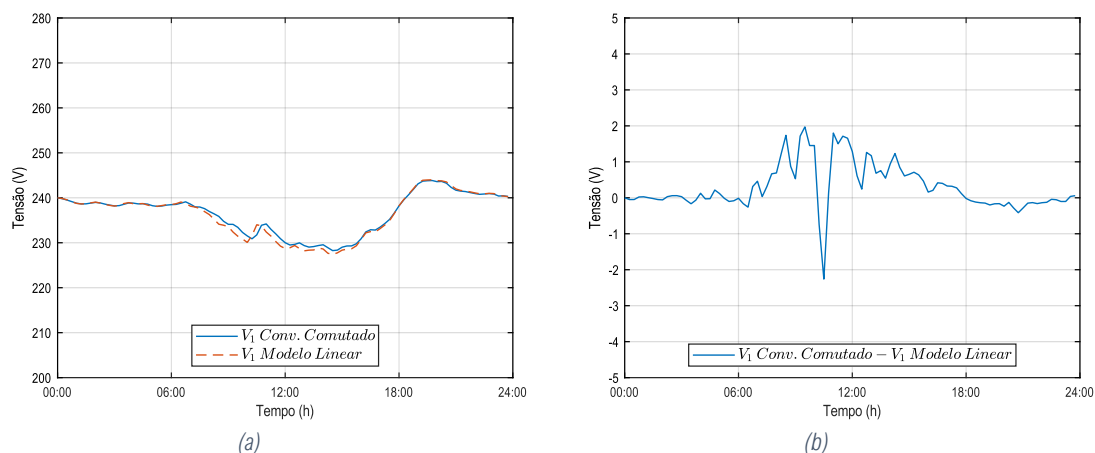


Figura M.3 Comparação dos valores de V_1 com um conversor comutado e com o modelo linear: (a) Tensão V_1 para uma conversor comutado e o modelo linear; (b) Erro de V_1 .

Em qualquer uma das situações, em ambos os modelos de simulação os resultados convergem para os mesmos valores. Na Tabela M.1 apresentam-se os resultados para a tensão no início do ramal V_1 , para a tensão no fim do ramal V_2 , para a tensão de compensação ΔV e para a tensão de referência V_{2REF} para as simulações com os dois modelos.

Tabela M.1 Erro nas simulações entre os conversores comutados e o modelo linear.

C. Comutado-M. Linear	V_1	V_2	ΔV	$V_{2REF} - V_2$
Erro máximo absoluto (V)	2,26	2,44	2,01	0,47

Para qualquer uma das grandezas analisada, em ambos os modelos de simulação os resultados de convergem para os mesmos valores.

Na Figura M.4 encontra-se, um exemplo da atuação com compensador de tensão. Neste caso em concreto a tensão do secundário V_S encontra-se acima do valor pretendido para a tensão do início do ramal.

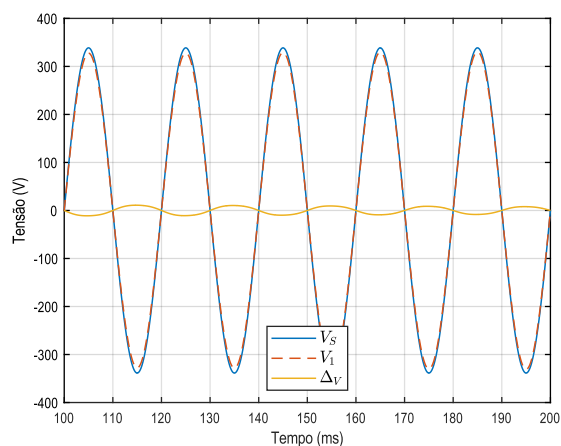


Figura M.4 Compensador em funcionamento com a redução da tensão V_1 .

O compensador corrige essa diferença adicionado um ΔV em oposição de fase de forma a reduzir a tensão V_1 . Na Figura M.5, aos 100 ms encontra-se o momento da inversão de fase da tensão de compensação ΔV .

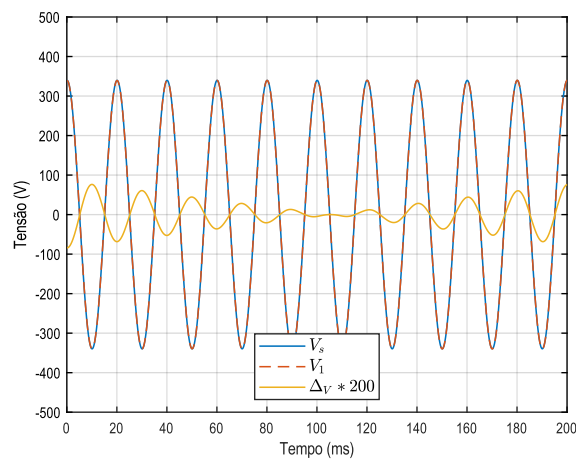


Figura M.5 Inversão da tensão de compensação.

Esta situação ocorre porque ambas as tensões estão próximas, o que resulta numa tensão de compensação com uma amplitude reduzida. No momento da inversão de fase, é expectável que as tensões no secundário do transformador e no início do ramal apresentem valores próximos, facto que se deve a que, em condições normais de operação da rede, a tensão não sofre variações bruscas de forma instantânea. Estes testes, apesar de exigentes e por vezes fora do contexto real de uma rede de BT, servem para validar o funcionamento do compensador em casos extremos, além do normal funcionamento

Neste exemplo optou-se por uma multiplicação por um fator de estaca de 200 ao valor de ΔV de forma a facilitar a visualização desta tensão.

Apêndice N BLOCOS DE CÓDIGO

Neste apêndice descreve-se, de forma sucinta, os blocos de controlo utilizados na simulação da rede de distribuição de BT. Na Figura N.1 encontra-se representado o bloco responsável pelo controlo da tensão no fim do ramal de V_2 designado de **ControloVout**.

Quando o valor de V_2 corresponde a uma grandeza medida e real, este é encaminhado diretamente para a saída do bloco. Por outro lado, quando a tensão V_2 é estimada, $V_{2Estimado}$, o seu valor é calculado internamente por este bloco.

A entrada **ModoFuncionamento** permite selecionar o modo de operação associado à tensão no fim do ramal V_2 , definindo se esta deve ser tratada como uma grandeza medida ou estimada.

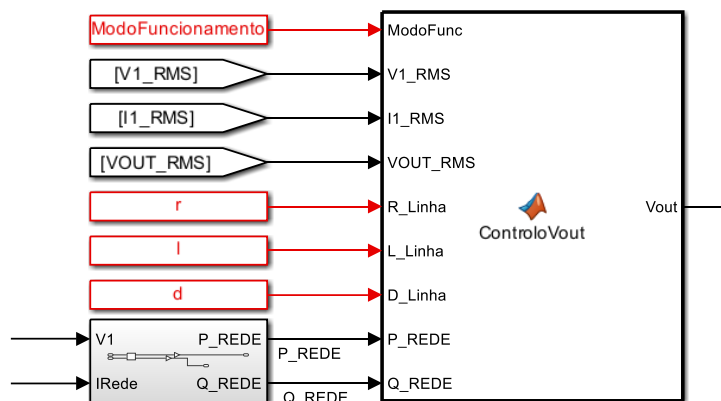


Figura N.1 Bloco de controlo da tensão no fim do ramal de V_2 .

Na Figura N.2 encontra-se representado o bloco **CalcRef**, responsável pelo cálculo do valor médio entre a tensão medida no início do ramal e a tensão no fim do ramal. Por sua vez, o bloco **CTL_VOUT** disponibiliza na saída o valor da tensão de referência V_{2REF} .

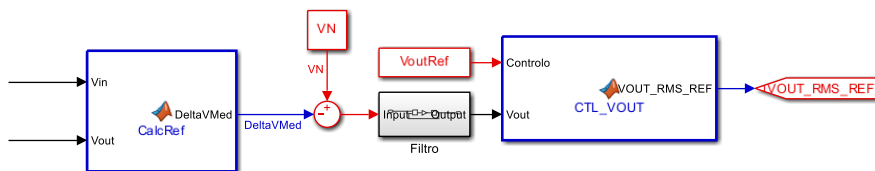


Figura N.2 Cálculo da tensão média na rede e da tensão de referência de fim de ramal V_{2REF} .

O bloco **CTL_VOUT** tem como função definir a tensão de referência utilizada pelo controlo de tensão no fim do ramal, conforme descrito no capítulo 4. Caso se pretenda impor um valor constante para a tensão no fim do ramal, ou, alternativamente, um valor variável ao longo do tempo, esse comportamento é definido através do sinal aplicado à entrada **Controlo**.