

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão por Atuação em Recursos Distribuídos

Maria Inês de Miranda Pereira Machado Vaz

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE
COMPUTADORES

Orientador: Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira

Co-orientador: Engenheiro Luís Miguel Lopo Santos Seca

30 de Outubro de 2015

A Dissertação intitulada

“Controlo de Tensão em Redes de Baixa Tensão por Atuação em Recursos Distribuídos”

foi aprovada em provas realizadas em 23-10-2015

o júri



Presidente Professor Doutor Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Doutor Leonel Magalhães Carvalho
Investigador do INESC -TEC



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Maria Inês de Miranda Pereira Machado Vaz

Resumo

A necessidade de novas formas de geração de energia e redução de fontes fósseis, de forma a reduzir a dependência energética externa e a garantir sustentabilidade ambiental com a redução de emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE), resultou no lançamento de diretivas por parte da UE que promoveram a atual integração de unidades de produção dispersa nos sistemas de distribuição de energia europeus.

O desenvolvimento destas tecnologias resultou na maturação de sistemas de produção de energia renovável de baixa potência, denominados de Microgeração (microG). Apesar de a sua introdução poder trazer várias vantagens, a integração passiva deste tipo de Produção Dispersa (PD) pode também causar vários problemas, sendo alguns dos mais significativos os relacionados com os perfis de tensão na rede de Baixa Tensão (BT).

Enquanto a penetração baixa/ moderada de PD pode ajudar a alimentar algumas das cargas locais, aliviando as redes de transporte e distribuição de energia, níveis elevados de penetração poderão intensificar os problemas de controlo de tensão, resultando numa pressão adicional sobre os equipamentos do sistema de distribuição e numa eventual diminuição da qualidade de energia. Estas questões estão por trás do aparecimento do presente paradigma energético, que assenta no uso eficiente da energia suportada na gestão da procura e na aposta na PD com base renovável.

Por outro lado, as Redes Inteligentes (RI) vêm abrir um conjunto novo de soluções e possibilidades ao permitir uma gestão mais eficiente e coordenada destes recursos energéticos distribuídos através de novas funcionalidades na rede, geradoras de novos serviços, com a participação do próprio consumidor.

Este facto é particularmente significativo no caso das redes de distribuição de BT que são tradicionalmente sistemas onde existe pouca capacidade de monitorização e onde há um grau de desconhecimento da rede relativamente elevado (ao contrário, por exemplo das redes de AT e MT). Neste momento, decorrem várias iniciativas no desenvolvimento, implementação e análise deste tipo de redes, merecendo especial destaque o Projeto InovGrid - Implementação de Smart Grids, da EDP em Portugal.

É neste contexto que se insere a presente Dissertação de Mestrado. Nesta, é realizado um estudo sobre o desempenho de estratégias avançadas de controlo e operação das RD de BT, com foco nos problemas de controlo de tensão em cenários de elevada integração de recursos distribuídos, nomeadamente unidades de microG, dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis. Estas estratégias procuram tirar partido destes recursos para a resolução de problemas técnicos como é o caso da ocorrência de sobretensões e subtensões na rede de BT.

Neste trabalho são analisadas e comparadas duas soluções distintas para o problema de controlo de tensão em redes de BT: uma onde se pressupõe um conhecimento completo da rede de BT e das suas características, permitindo a realização de um controlo do tipo preventivo com base em rotinas de trânsitos de potência trifásicos desequilibrados para identificar uma série de sinais de controlo para os recursos distribuídos e outra onde se admite um grau de desconhecimento da rede e que se baseia num conjunto de regras simples para actuar nos mesmos recursos.

Para tal é utilizada uma rede real de BT onde são incorporados cenários futuros de integração de recursos distribuídos por forma a avaliar, através de simulação computacional, o desempenho de cada uma das estratégias propostas de um ponto de vista técnico.

Este estudo está inserido numa parceria entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP) e o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores - Tecnologia e Ciência (INESC TEC).

Palavras chave: Baixa Tensão, Controlo Local, Energias Renováveis, Produção Distribuída, Microgeração, Rede de Distribuição, Sistema Elétrico de Energia

Abstract

The need for new forms of energy generation and fossil fuel reduction in order to reduce external energy dependence and to ensure environmental sustainability by reducing Greenhouse Gases, resulted in the launch of policies by the EU. These policies promoted the current integration of dispersed energy production systems in European.

This technological development resulted in the maturation of low power renewable energy production systems, called Microgeneration (microG). Despite the fact that its introduction could bring several benefits to the grid, passive integration of this type of Distributed Generation can also cause several problems. Some of the most significant are those related to the voltage profiles in the low voltage network.

While the low/moderate penetration of distributed generation can help feed some of the local loads and relieve the energy transmission and distribution networks, high penetration levels could intensify the voltage control problems, resulting in additional pressure on the equipment of the distribution system and a possible decrease in power quality.

These issues are behind the emergence of this energy paradigm, which is based on the supported energy-efficient demand management and investment in distributed generation with a renewable basis.

On the other hand, smart grids come to open a new set of solutions and possibilities to achieve a more efficient and coordinated management of these distributed energy resources through new features on the grid, generating new service features in the network and new services with the participation of the consumers themselves.

This is particularly significant in low voltage distribution networks. These are systems where there is traditionally little monitoring capacity and where there is a high ignorance level regarding the network (unlike, high or medium voltage networks). Today, a number of initiatives have arisen in the development, implementation and analysis of such networks. The InovGrid Project - Implementation of Smart Grids, of EDP in Portugal, deserves a special highlight.

This Master thesis has been developed in this context. This is a study on the performance of advanced control and operation strategies of the low voltage distribution network. This focuses on voltage control problems in high distributed resources integration scenarios, such as microG units, energy storage devices and controllable loads. These strategies seek to take advantage of these resources to solve technical problems such as the occurrence of overvoltage and undervoltage in the low voltage network.

Two different solutions to the voltage control problem in low voltage networks were analyzed and compared in this paper: in one it is assumed that thorough knowledge of the low voltage network and its features are available, allowing one to do a preventive control on the grounds of a three-phase unbalanced power flow to identify a series of control signals for the distributed resources. The other is unaware of the network's characteristics and is based on a simple set of rules for operating in the same resources.

A real low voltage network is used for this purpose, encompassing future scenarios of distributed resource integration. This way, one can assess, through computer simulation, the performance of each of the proposed strategies for a technical point of view, and also make a short qualitative and economic analysis.

This study was part of a partnership between the Faculty of Engineering of the University of Porto (FEUP) and the Institute for Systems and Computer Engineering - Technology and Science (INESC TEC).

Key-words: Low Voltage, Local Control, Renewable Energies, Distributed Generation, Microgeneration, Distribution Network, Electric Power System

“Nothing will work unless you do.”

Maya Angelou

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.1.1	Enquadramento Energético Atual	3
1.2	Motivação e Objetivos	5
1.3	Estrutura da Dissertação	6
2	Estado da arte	7
2.1	Enquadramento no Sector Energético	7
2.1.1	Internacional	7
2.1.1.1	Sustentabilidade Ambiental	7
2.1.1.2	Sustentabilidade Económica	9
2.1.2	Nacional	10
2.2	Integração de Produção Dispersa nas Redes de Distribuição	11
2.2.1	Regime de Produção Dispersa em Portugal	13
2.2.2	Impacto da introdução de unidades de microG na RD	16
2.3	Redes Inteligentes	20
2.3.1	Características	21
2.3.1.1	Prosumer - Consumidor e Produtor de energia	23
2.3.2	Controlo local, centralizado e descentralizado	24
2.3.3	Micro-redes	25
2.3.4	Multi-micro-redes	27
2.3.5	Contadores Inteligentes	28
2.3.6	Projeto InovGrid	30
2.4	Conclusões	32
3	Modelização do Sistema	33
3.1	Estratégias de Controlo de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Unidades de Microgeração	33
3.1.1	Potência Reativa – Inversores FV	35
3.1.2	Redução da Injeção da Potência Ativa – P/V	36
3.1.3	Coordenação com Sistemas de Armazenamento de Energia	38
3.2	Caracterização de redes típicas de BT	38
3.2.1	Trânsito de potência em redes de distribuição de baixa tensão	39
3.2.1.1	Algoritmo do trânsito de potências	39
3.2.2	Modelos de Simulação	40
3.2.3	Caracterização da rede em estudo	42
3.2.4	Definição dos cenários de estudo	44
3.2.4.1	Cenário A	44

3.2.4.2	Cenário B	45
3.2.4.3	Ferramenta de Simulação	46
4	Metodologia e Algoritmo	47
4.1	Formulação	48
4.1.1	Implementação	48
4.1.1.1	Caso CT - Conhecimento total da Rede BT	49
4.1.1.2	Caso CP - Conhecimento parcial da Rede BT	49
4.2	Especificação de funções	49
4.2.1	Inputs	50
4.2.2	Outputs	50
4.3	Automatização do Processo	50
4.4	Descrição global da metodologia proposta	51
4.4.1	Ações de ordem e de controlo	55
5	Apresentação e Análise de Resultados	57
5.1	Resultados Numéricos	57
5.1.1	Análise do Cenário A	58
5.1.1.1	Conhecimento Total	58
5.1.1.2	Conhecimento Parcial	59
5.1.1.3	Análise Comparativa	61
5.1.2	Análise do Cenário B	62
5.1.2.1	Conhecimento Total	62
5.1.2.2	Conhecimento Parcial	64
5.1.2.3	Análise Comparativa	66
5.2	Análise de Resultados	67
6	Conclusões e perspectivas futuras	69
6.1	Conclusão	69
6.2	Perspetivas Futuras/Trabalhos Futuros	70
	Anexo A	72

Lista de Figuras

1.1	Estrutura típica de um sistema elétrico.	2
1.2	Nova infra-estrutura de gestão ativa da rede.	2
2.1	Custo de tecnologias renováveis por unidade instalada (2020-2050) [1]	9
2.2	Metas europeias e nacionais a nível energético [2].	11
2.3	Topologia típica da rede nacional. [3]	12
2.4	Produção de origem RRE de 2004 a 2015.[4]	14
2.5	Crescimento da micro e mini produção de 2008 a 2015. [4]	15
2.6	Perfil de Tensão com feeders de distribuição radial. [5]	18
2.7	Sistema exemplo, adaptado de ??	19
2.8	O sistema elétrico integrado e inteligente do futuro, adaptado de [6].	21
2.9	Distinção entre as estruturas de controlo de tensão centralizado, descentralizado e local [5].	25
2.10	Arquitetura de referência do conceito de micro-rede [7].	26
2.11	Arquitetura de gestão e controlo de uma MMR [7].	27
2.12	Evolução das diferentes tecnologias de contadores no segmento de doméstico [8].	29
2.13	Arquitetura do Projeto InovGrid [9].	31
3.1	Estratégias de integração.	35
3.2	Controlo de tensão FP(P).	36
3.3	Exemplo de integração de uma unidade microG em redes de BT.	36
3.4	Relação de controlo P/V.	37
3.5	Secção da linha trifásica de quatro condutores, considerando a terra.	40
3.6	Modelo de uma linha de distribuição trifásica com quatro condutores, ligada à terra em vários pontos.	41
3.7	Rede BT de teste	43
3.8	Pormenor da Figura 3.7, referente ao cenário A.	44
3.9	Pormenor da Figura 3.7, referente ao cenário B.	45
4.1	Fluxograma do algoritmo criado.	53
5.1	Evolução das ações de controlo no Cenário A, Caso CT.	59
5.2	Evolução das ações de controlo no Cenário A, Caso CP.	61
5.3	Valores de tensão verificados antes e após a aplicação dos casos CT e CP, no Cenário A.	61
5.4	Evolução das ações de controlo no Cenário B, Caso CT.	64
5.5	Evolução das ações de controlo no Cenário B, Caso CP.	66
5.6	Valores de tensão verificados antes e após a aplicação dos casos CT e CP, no Cenário B.	67

Lista de Tabelas

1.1	Reservas Energéticas [2].	4
1.2	Tecnologias associadas a RRE [1].	4
2.1	Características de uma RI [10].	22
3.1	Fatores de Simultaneidade e Geração por <i>feeder</i> , no Cenário A.	44
3.2	Fatores de Simultaneidade e Geração por <i>feeder</i> , no Cenário B.	45
4.1	Valores de <i>set-point</i> a aplicar com CT da rede.	55
4.2	Valores de <i>set-point</i> a aplicar com CP da rede.	56
5.1	Valores de tensão verificados antes da aplicação de ações de controlo, no Cenário A.	58
5.2	Recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CT no Cenário A.	58
5.3	Lista de ações de controlo executadas, com CT no Cenário A.	58
5.4	Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controlo, com CT no Cenário A.	59
5.5	Ordem de mérito dos recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CP no Cenário A.	60
5.6	Lista de ações de controlo executadas, com CP no Cenário A.	60
5.7	Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controlo, com CP no Cenário A.	60
5.8	Informação referente às manobras efetuadas no Cenário A.	62
5.9	Valores de tensão verificados antes da aplicação de ações de controlo, no Cenário B.	62
5.10	Recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CT no Cenário B.	63
5.11	Lista de ações de controlo executadas, com CT no Cenário B.	63
5.12	Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controlo, com CT no Cenário B.	64
5.13	Ordem de mérito dos recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CP no Cenário B.	65
5.14	Lista de ações de controlo executadas, com CP no Cenário B.	65
5.15	Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controlo, com CP no Cenário B.	66
5.16	Informação referente às manobras efetuadas no Cenário B.	67
6.1	Potências contratadas por nó, com $\tan([\varphi]) = 0,4$	72
6.2	Potências instaladas nas unidades de microgeração.	73
6.3	Tabela com valores de resistências e reatâncias para a rede.	74

Abreviaturas e Símbolos

AMI	Infraestruturas de Medição Avançada
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CAMC	<i>Central Autonomous Management Controller</i>
CI	Contador Inteligente
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DMS	<i>Distribution Management System</i>
FER	Fonte de energia renovável
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito de Estufa
MAT	Muito Alta Tensão
microG	Microgeração
MMR	Multi-micro-rede
MR	Micro-rede
MT	Média Tensão
OLTC	<i>On-load Tap Changer</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
ORD	Operador da rede de distribuição
PD	Produção Dispersa
PIMC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
Pinst	Potência instalada
PLC	<i>Power Line Communication</i>
Pmax	Potência ativa máxima
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis Programa
Pref	Potência ativa de referência
RD	Rede de Distribuição
RI	Rede Inteligente
RRE	Recursos Renováveis de Energia
RT	Rede de Transporte
SAE	Sistema de armazenamento de energia
SCADA	Sistema de Supervisão de Controlo e Aquisição de Dados
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SGD	Sistema de Gestão de Distribuição

SGLP	Serviços de Gestão no lado da procura
TIC	Tecnologia da Informação e Comunicação
TP	Trânsito de Potência
UE	União Europeia
UGD	Unidade de Geração Distribuída
UTR	Unidades terminais remotas

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

O Sistema Elétrico de Energia (SEE) tradicional caracteriza-se por um fluxo de energia elétrica desde a geração nas grandes centrais até aos consumidores finais através de redes de transporte em MAT e distribuição em AT, MT e BT, como se pode verificar na Figura 1.1.

Ao longo das últimas décadas esta realidade tem contudo vindo a ser alterada. A crescente preocupação ambiental, fundamentalmente decorrente do fenómeno do aquecimento global, tem suscitado na comunidade internacional uma grande preocupação em satisfazer o crescente aumento da necessidade energética recorrendo a combustíveis fósseis.

Outros fatores como a instabilidade política associada às zonas onde se encontram os recursos fósseis de energia, as limitações (tipicamente de carácter ambiental) à construção de novas linhas de transporte necessárias à ligação de grandes unidades de geração, a incerteza generalizada nos mercados da eletricidade e a necessidade de se assegurar segurança de abastecimento têm também tido impactos no modelo clássico de exploração do SEE.

A opção por fontes de conversão de energia baseada em recurso renovável apareceu naturalmente como uma alternativa interessante mas apresenta algumas particularidades que vieram alterar este modelo perfeitamente vertical e unidirecional.

A produção de eletricidade a partir de fontes renováveis implica que a localização das centrais seja altamente dependente da disponibilidade do recurso e da tecnologia de conversão. Para além das grandes centrais hídricas e alguns parques eólicos e solares de grande dimensão, as unidades baseadas em renovável são de natureza distribuída e tipicamente de menor potência que as centrais convencionais [1].

Uma grande parte desta produção, denominada por Produção Distribuída (PD), tem sido ligada à rede de distribuição (RD) nos seus vários níveis de tensão, tendo nos últimos anos sido feita uma aposta muito significativa na integração de PD nas redes de BT junto aos locais de consumo. Esta produção, denominada por Microgeração (microG), apresenta outras vantagens para além do benefício ambiental, nomeadamente a redução de perdas no transporte da energia elétrica.

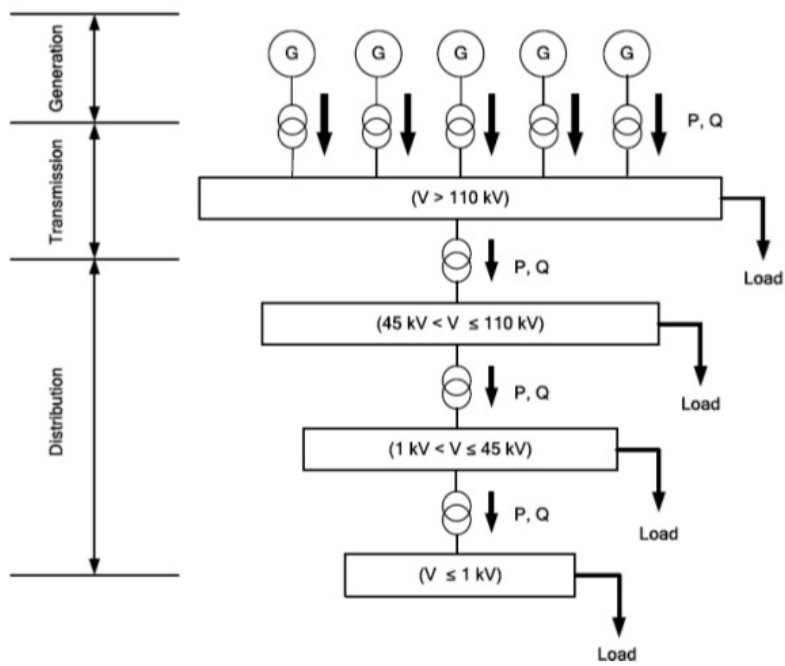


Figura 1.1: Estrutura típica de um sistema elétrico.

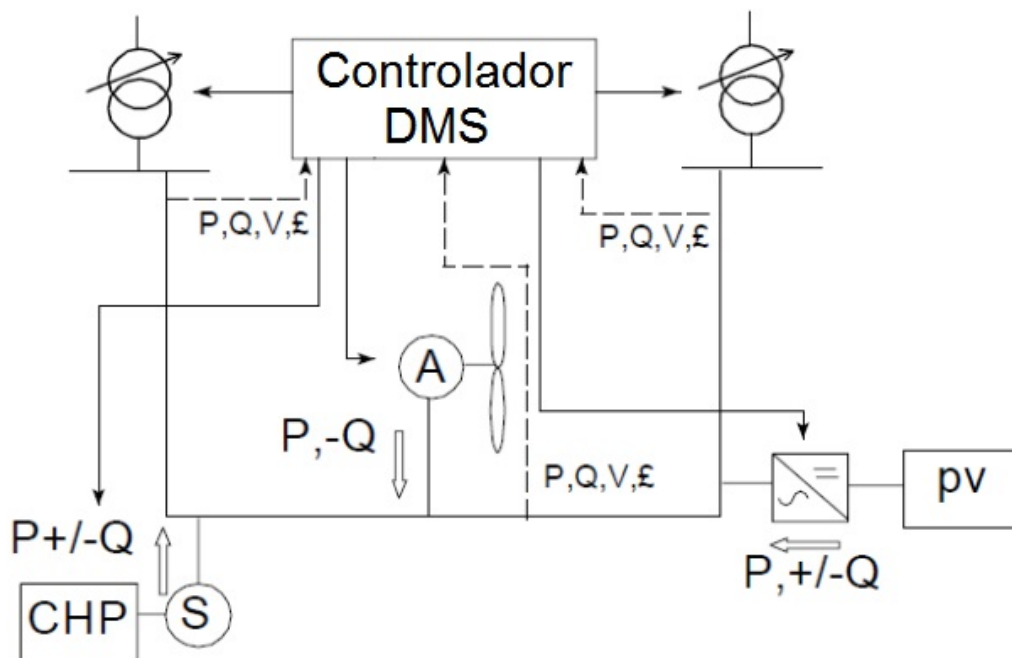


Figura 1.2: Nova infra-estrutura de gestão ativa da rede.

No entanto, a ligação de PD nas RD pode trazer, quando os seus níveis de integração forem relativamente elevados, alguns problemas técnicos dado que a rede de distribuição é planeada considerando fatores de simultaneidade sobre as potências contratadas nas instalações de utilização.

A injeção de potência junto aos nós de consumo apresenta, nomeadamente se for de base solar, elevados fatores de simultaneidade pois a disponibilidade do recurso não difere muito em áreas contíguas, situação típica nas redes de distribuição de BT. Esta situação pode levar a cenários onde, no pico de produção, todas as instalações de uma dada área estejam a injetar valores próximos da sua potência nominal.

O principal problema que se coloca é que a natureza altamente resistiva das redes neste nível de tensão pode levar ao aparecimento de sobretensões nos momentos em que estas instalações de geração distribuída estão com valores elevados de produção.

A capacidade de regulação de tensão nas redes de BT é reduzida e predominantemente baseada na alteração, em vazio, das tomadas dos transformadores. Assim, medidas que pretendem corrigir eventuais desvios nalgumas instalações podem impactar noutras, podendo inclusivamente conduzir a subtensões noutros nós da rede.

Esta gestão torna-se ainda mais complexa se tivermos em consideração que a capacidade de monitorizar e controlar a rede de BT é extremamente limitada e de natureza predominantemente reativa, baseada em Sistemas de Gestão de Incidentes que se limitam a apoiar os operadores na identificação de eventos/defeitos na rede e a orientar as equipas que se deslocam no terreno.

O aumento da integração de PD, primeiro ao nível da rede de distribuição de média, tensão e mais recentemente ao nível da baixa tensão com a microG, requer então medidas adicionais para a monitorização e controlo das redes.

Nos últimos anos, tem-se assistido à instalação de Plataformas Remotas de Telecontagem que podem disponibilizar os valores de algumas grandezas fundamentais, nomeadamente a tensão no nó de consumo com alguma periodicidade desde que suportadas numa infraestrutura de comunicações adequada. Esta informação pode ser de grande importância para aumentar a capacidade de monitorização da rede, desde que seja fornecida em quantidade e qualidade adequadas.

Na sequência destas alterações, a percepção da evolução do sistema elétrico para a denominada Rede Inteligente (RI), ou Smart Grid, é uma realidade incontornável associada ao sistema elétrico do futuro.

Esta filosofia estabelece as bases para uma gestão eficaz e integrada de fontes de geração distribuída e carga sustentadas por tecnologias de informação e comunicação. Esta gestão inteligente pressupõe a existência de sensores e de flexibilidade dos vários recursos distribuídos, que passam agora a incluir medidas de gestão da procura resultantes da alteração dos padrões de consumo mediante compensações económicas. É sobre esta temática da gestão inteligente das redes elétricas de BT que este trabalho incide.

1.1.1 Enquadramento Energético Atual

A estrutura organizacional tradicional do SEE tem por base fontes de energia não renovável, no entanto estas reservas energéticas são limitadas e extremamente poluentes.

Tabela 1.1: Reservas Energéticas [2].

Energia primária	Reservas/Produção (anos)
Petróleo	54
Gás Natural	64
Carvão	112
Nuclear	80
Renováveis	Ilimitado

A limitação de reservas (Tabela 1.1), leva a questionar a sustentabilidade do SEE a longo prazo. A degradação de recursos e ambiente, os riscos no uso da energia nuclear e a sobrepopulação, infundem uma maior procura global de energia [2].

Assim, os RRE assumem um papel fulcral no fornecimento de serviços de energia sob a forma de eletricidade, aquecimento e refrigeração, bem como soluções de transporte.

Tabela 1.2: Tecnologias associadas a RRE [1].

Recurso	Eletricidade	Aquecimento/Refrigeração	Transporte
Vento	Onshore; Offshore	-	-
Hidro	Pequena Hídrica (<10MW); Grande Hídrica (>10MW)	-	-
Solar	Fotovoltaica; Energia Solar Concentrada	Solar Térmica	-
Oceanos	Onda; Marés; Térmica; Por osmose	-	-
Geotérmica	Geotérmica Convencional (hidrotérmica); Eletricidade ORC e Ciclo Kalina; Sistemas geotérmicos melhorados; Supercritical fluids	Uso direto; Bombas Calor Geotérmico	-
Bioenergia	Biomassa; Biogás	Biomassa; Biogás	Bioetanol; Biodiesel; Biogás

Centrais com recurso a fontes renováveis de energia têm pequena dimensão comparativamente às centrais convencionais e podem ter potências entre as dezenas de kW até às centenas de kW. No entanto, estes valores dependem da tecnologia utilizada, da disponibilidade do recurso primário e da sua proximidade relativamente às cargas.

Os operadores da rede de distribuição (ORD) terão que ser capazes de prever condições quase em tempo real, com recursos sofisticados de modulação e de estimação de estados e utilizar novas ferramentas para gerir este novo sistema dinâmico de modo a cumprir a sua obrigação de continuar a equilibrar a relação oferta/procura no sistema. Esta capacidade permitirá um despacho mais eficiente à medida que os RRE são incorporados.

A penetração em grande escala das energias renováveis requer melhorias na infraestrutura da rede de transporte, tanto dentro do SEE nacional como nas interligações entre países, para equilibrar a potência variável e para transmitir a energia renovável gerada por instalações *off-shore* e estações de energia solar em grande escala. Os sistemas energéticos atuais correspondem

a cerca de 41% das emissões de carbono mundiais [11]. A fim de alcançar os objetivos globais de redução de emissões, fontes de energia renovável terão de contribuir pelo menos 50% em 2030 e perto de 100% até 2050.

1.2 Motivação e Objetivos

Com o aumento da presença de PD de fonte renovável em RD, os ORD enfrentam novos desafios. Níveis baixos ou moderados de penetração de RRE podem ajudar a fornecer alguma da carga local, o que resulta na redução de importações de energia de níveis mais elevados das RD ou RT. No entanto, se a penetração aumentar de tal modo que a produção de energia exceda a carga e a RD comece a exportar, este tipo de produção pode ser problemática, uma vez que os sistemas de distribuição não foram concebidos para lidar com a variabilidade a eles associada [12].

O impacto varia consoante a distribuição das unidades e a respetiva gestão dado que a concentração não planeada de unidades de PD em determinadas zonas da RD pode conduzir ao incumprimento das restrições e, por conseguinte, a anomalias. Estes problemas também se devem à falta de capacidade de monitorização por parte dos ORD, dado que a sua capacidade controlo da rede termina nas subestações.

Um dos principais problemas associados a RRE é o fato do período de tempo em que este produz energia não coincidir muitas vezes com o período em que a energia é exigida. Essa discrepância pode ser corrigida recorrendo a armazenamento de energia ou deslocando o consumo de energia [12]. Níveis baixos ou moderados de penetração de RRE garantem apoio ao nível das cargas e à redução de perdas associadas à distância entre a produção e o cliente, no entanto um aumento excessivo de RRE na rede pode apresentar vários problemas. Considere-se o caso Alemão: tendo em conta as metas da União Europeia (UE), o governo do país criou incentivos à instalação de unidades de produção fotovoltaica, sem avaliar o processo a longo prazo. Como a capacidade fotovoltaica instalada não está uniformemente distribuída por todo o país, algumas regiões experimentam uma elevada penetração a nível local de mais de 200 kWp/km² comparado a uma média nacional de 39 kWp/km².

Nessas regiões, a potência pode levar a valores elevados de tensão local que poderiam desencadear ações de reforço e substituição na rede, soluções com custos significativos (p.e. troca de transformador ou colocação adicional de cabos), resultando no aumento dos custos globais da integração de PD na rede Alemã [13].

Esta volatilidade e não coincidência entre produção e consumo causam problemas a nível de variações de tensão, que resulta na diminuição da qualidade de energia e coloca uma pressão adicional sobre o equipamento do sistema de distribuição. Sendo assim, não é suficiente integrar PD de maneira passiva mas sim alterar a rede e o modo como é encarada.

A integração de PD na rede de BT de um modo ativo tem inerente uma necessidade de controlo, que pode ser feita por limitação da potência ativa *feed-in*, fornecimento de energia reativa, limitação automática de tensão por controlo dinâmico de potência ativa, entre outros [13]. Indo de

encontro a estas questões, a presente dissertação tem por objetivo identificar estratégias de controlo e avaliação do impacto de tecnologias de microG na RD de BT na rede com vista a mitigar as sobre-elevações de tensão resultantes da sua integração.

Para tal foram criadas as condições necessárias à simulação de cenários de produção e de carga de uma rede de distribuição de BT real portuguesa, com recurso à implementação de trânsitos de potência na mesma, em software *Matlab*®. Os diversos níveis de capacidade de atuação sobre os recursos existentes são considerados tendo em conta a informação disponível em termos da RD de BT. Os resultados, custos e benefícios são avaliados tendo em consideração a comparação de estratégias de controlo centralizado de tensão: com conhecimento total e com conhecimento limitado da Rede BT.

1.3 Estrutura da Dissertação

No capítulo 1 é feito um enquadramento geral do problema proposto. No capítulo 2, é descrito o estado da arte, que incide em vários aspectos referentes à integração da PD e o seu impacto no SEE. É realçada a mudança de paradigma energético, as redes inteligentes e estratégias de controlo de tensão.

No capítulo 3, é realizada uma introdução teórica sobre trânsitos de potência em RD de BT, sendo descrita a plataforma de simulação utilizada, bem como os detalhes da sua implementação. As duas estratégias de controlo de tensão em RD de BT que este trabalho visa avaliar, são apresentadas em detalhe no capítulo 4, sendo expostos o princípio de funcionamento, as vantagens e as desvantagens de cada uma delas.

No capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados de uma cada das estratégias abordadas. Finalmente, o capítulo 6 traça as conclusões gerais do trabalho realizado, assim como algumas perspetivas de desenvolvimentos futuros

Encontra-se disponível um conjunto de anexos, em que são desenvolvidas algumas matérias abordadas que não foram submetidas em capítulos anteriores.

Capítulo 2

Estado da arte

Os impactos negativos associados à exploração de combustíveis fósseis, foram determinantes para moldar a agenda política mundial e redirecionar a evolução dos SEE para um crescimento sustentável. Esse caminho passou por desenvolver e incorporar tecnologias de exploração de energia renováveis. Assim, no presente capítulo aprofunda-se a evolução da integração da PD em BT até aos dias de hoje e o conceito de RI em Portugal continental. No seguimento da revisão bibliográfica efetuada, são ainda abordadas as principais soluções com vista à resolução de tais desafios, de forma a minimizar os custos de exploração e os riscos subsequentes

2.1 Enquadramento no Sector Energético

2.1.1 Internacional

As reservas naturais de combustíveis fósseis, como o petróleo, estão concentradas em poucos países a nível mundial, o que garante a instabilidade e o aumento dos preços da energia no mercado europeu [1]. Fatores como estes resultam em consequências económicas, sociais e ambientais potencialmente dramáticas.

2.1.1.1 Sustentabilidade Ambiental

De acordo com o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (PIMC), a temperatura mundial poderá aumentar até 5.8os próximos cem anos, o que resultará em prejuízos a nível dos ecossistemas e numa alteração drástica do sistema climático [2]. É então vital a criação de medidas e protocolos que visem a defesa do ambiente através da diminuição da emissão de Gases de Efeito de Estufa (GEE) para a atmosfera, satisfazendo ao mesmo tempo as necessidades energéticas. Entra então o conceito de desenvolvimento sustentável e a problemática de sustentabilidade.

Tendo em conta estas preocupações, a Organização das Nações Unidas (ONU) convocou em 1972 a Conferência das Nações Unidas sobre o Ambiente Humano, em Estocolmo (Suécia). Esta foi a primeira conferência das Nações Unidas sobre o meio ambiente e a primeira grande reunião para discutir a relação entre Homem e Ambiente. Desta forma, começou a ser delineado o conceito

de sustentabilidade. A declaração final desta conferência contém 19 princípios, estabelecendo as bases para a nova agenda ambiental do Sistema das Nações Unidas.

Estes factos foram reconhecidos em 1992, quando 154 governos e a Comunidade Europeia assinaram a *United Nations Framework Convention on Climate Change*, na Cimeira da Terra no Rio de Janeiro [11]. No seguimento de todos os esforços anteriormente citados, é atingido o que é considerado o verdadeiro ponto de viragem, o Protocolo de Quioto.

O Protocolo de Quioto é um acordo internacional assinado por 59 países em 1997 em Quioto, Japão, que veio tornar evidente as preocupações com as alterações climáticas e promover soluções para a redução dos GEE, preservando o equilíbrio ecológico e proporcionando uma melhoria na eficiência energética. Neste, os seus membros comprometeram-se a cumprir metas vinculativas a nível internacional, tais como a redução de agentes poluentes (emissores de CO₂), o aumento da eficiência energética e a diversificação do mix energético através da utilização de energias renováveis [14].

Durante um primeiro período de compromisso, 37 países industrializados comprometeram-se a reduzir as emissões de GEE para uma média de 5% em relação aos níveis de 1990. No segundo, as partes comprometeram-se a reduzir as emissões de GEE em pelo menos 18% em relação aos níveis de 1990 no período de oito anos a partir de 2013 e 2020 [14].

Tendo em consideração esta mudança de paradigma, a UE definiu objetivos bastante ambiciosos que exige que os seus membros tenham de investir seriamente nesta área. As metas definidas passam por aplicar o “Europa 2020”, em que se deverá reduzir os GEE em 20%, aumentar a eficiência energética em 20% e promover a utilização de energias renováveis de forma a que o seu peso no mix energético atinja os 20% até 2020.

Com estes objetivos, a UE assumiu um compromisso ambicioso e importante. A UE importa atualmente aproximadamente 55% de sua energia.

A Europa tem de quebrar o ciclo de aumento do consumo de energia, das importações do crescente escoamento de riqueza a pagar aos produtores de energia. Deste objetivo resultaram duas diretivas que promovem o desenvolvimento de RI [9].

1. **2006/32/CE:** Eficiência energética e faturação baseada em consumos efetivos
 - (a) Desafio de redução em 1%/ano no consumo energético;
 - (b) A redução de consumo energético para empresas públicas é de 2%/ano.

2. **2005/89/CE:** Estabelece medidas que têm por objetivo garantir a segurança do fornecimento de eletricidade, a fim de assegurar o bom funcionamento do mercado interno da eletricidade e de assegurar:
 - (a) Um nível adequado de capacidade de produção;
 - (b) Um equilíbrio adequado entre a oferta e a procura;
 - (c) Um nível apropriado de interligação entre os Estados-Membros, tendo em vista o desenvolvimento do mercado interno.

Com estas diretivas, é possível reconhecer a necessidade de integrar uma gama ampla de tecnologias e políticas na oferta, transporte e distribuição que estabeleçam um sistema limpo e resistente que suporte operações de modo eficiente, flexível, fiável e acessível a longo prazo [15].

2.1.1.2 Sustentabilidade Económica

A segurança do abastecimento de energia foi o principal condutor da política energética da UE em meados da década de 1990, na transição para a energia renovável. Essa preocupação aumentou ainda mais quando a dependência das suas importações passaram de 45% em 1997 para cerca de 55% em 2008. Essa dependência torna-se um risco dado que combustíveis fósseis são mercadorias comercializadas globalmente. De acordo com a Comissão Europeia, estas importações de energia representam uma estimativa de 350.000.000.000 €, o que equivale a cerca de 700 € por ano para cada cidadão da UE. Graças à sua dependência em combustíveis fósseis importados, a UE é altamente vulnerável a qualquer interrupção no fornecimento, tanto em termos políticos como sócio-económicos [1].

A incorporação de tecnologias renováveis torna-se aliciante, dado que a sua crescente utilização contribui para uma maior segurança do aprovisionamento energético, ao diminuir a dependência de combustíveis fósseis de países terceiros e diversificar o consumo de combustível na UE.

O valor e os custos de produção de energia ainda são entidades em grande parte desconectadas do atual ambiente de negócios. O preço que se paga na conta de energia não inclui todos os custos incorridos: a poluição do ar, os custos de saúde subsequentes e as perturbações no ambiente. Alcançar uma quota de 100% de energias renováveis na UE até 2050 exige investimentos adicionais, que dependerão da implementação de medidas de poupança e eficiência energética, das escolhas de tecnologia e do grau de concorrência no sector.

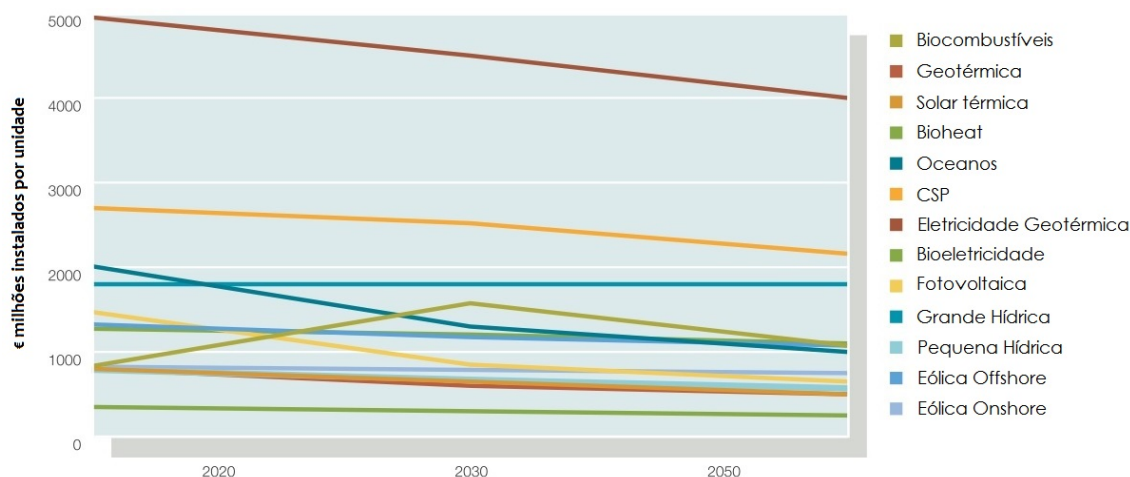


Figura 2.1: Custo de tecnologias renováveis por unidade instalada (2020-2050) [1]

A Figura 2.1 mostra a evolução dos custos médios de investimento de capital por unidade instalada das diversas tecnologias de energias renováveis até 2050. É de notar que os custos de investimento numa tecnologia específica dentro do setor pode variar significativamente. Portanto, os custos de investimento por unidade instalada de tecnologias de energia renovável são os custos médios. Os custos de melhorias de infraestrutura e extensões, bem como os custos de operação não são abordados [1].

A Estratégia de Lisboa, a Comunicação da Comissão "Europa 2020", afirma claramente que os objetivos da inovação, da competitividade sustentável e de emprego estão fortemente relacionados e que a disponibilidade da UE para ir de encontro ao "Europa 2020" desempenha um papel crucial neste respeito. A partir de uma perspectiva social, a indústria das renováveis oferece uma variedade de profissões de alta qualidade em tecnologias muito diferentes, trazendo um benefício imensurável, incentivando trabalhadores [1].

2.1.2 Nacional

A política energética portuguesa da primeira década de 2000 ficou marcada por investimentos significativos em fontes de energia renovável. Com o instalar da crise económica e novas orientações políticas, os principais documentos da estratégia para a energia – o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) - foram revistos numa lógica de racionalidade económica e sustentabilidade.

No que respeita à utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis, Portugal está comprometido com uma meta de 31% do consumo final bruto de energia e de 10% no sector dos transportes, até 2020. Estes objetivos, traçados de acordo com o "Horizonte 2020" pretendem em simultâneo reduzir a dependência energética do país e garantir a segurança de abastecimento, através da promoção de um "mix" energético equilibrado [2]

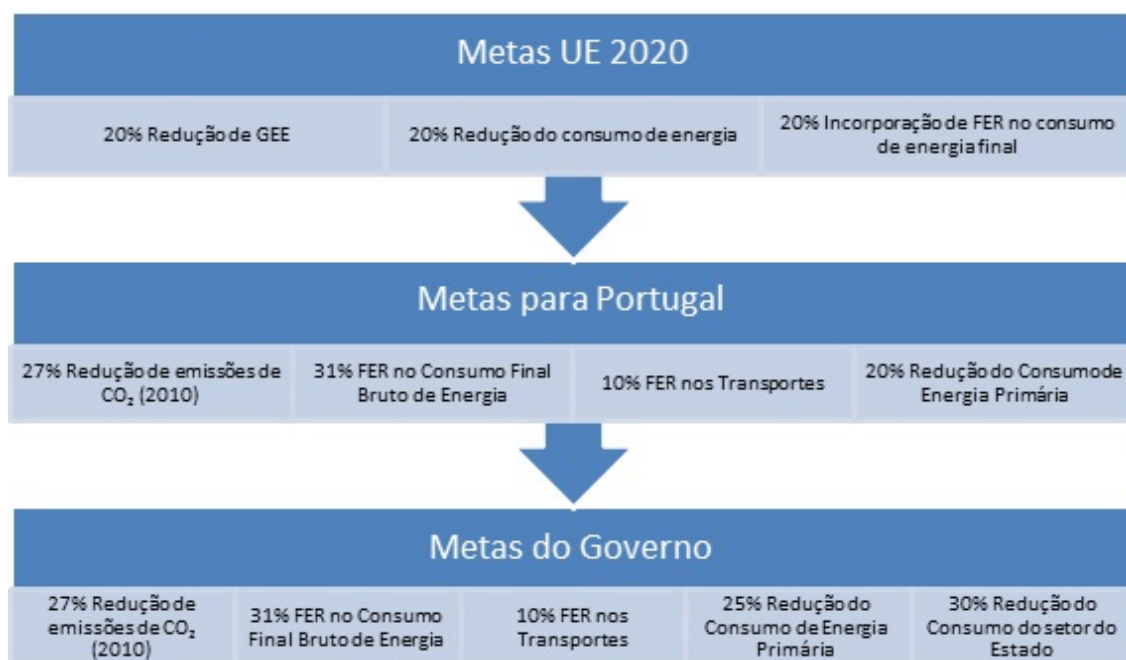


Figura 2.2: Metas europeias e nacionais a nível energético [2].

O objetivo da nova estratégia é que instrumentos de planeamento energético, como o PNAEE e PNAER, revistos e pensados em conjunto, levem Portugal a cumprir todos os compromissos assumidos de forma economicamente mais racional. Em Portugal, há um rápido crescimento da capacidade de RRE não despachável, representando mais de 50% do pico nacional de carga (cerca de 9 GW) [15]. Com vista a desenvolver as tecnologias das redes e dos contadores inteligentes de eletricidade, foi lançado em 2009 o projeto InovGrid, que será abordado na subsecção 2.3.6.

2.2 Integração de Produção Dispersa nas Redes de Distribuição

Tradicionalmente, o planeamento e desenvolvimento do parque produtor do sector elétrico estava fortemente relacionado e interligado com a RT de energia. Este processo era coordenado de forma a garantir que a totalidade da procura era satisfeita, enquanto o sistema eléctrico funcionava dentro dos limites técnicos que garantiam a segurança e fiabilidade do mesmo [16]. A utilização deste tipo de sistema assentava na elevada eficiência das grandes centrais de produção, na facilidade da operação e gestão de todo o sistema (fluxos unidireccionais de transporte e distribuição em cada instante de tempo) e simplicidade de operação.

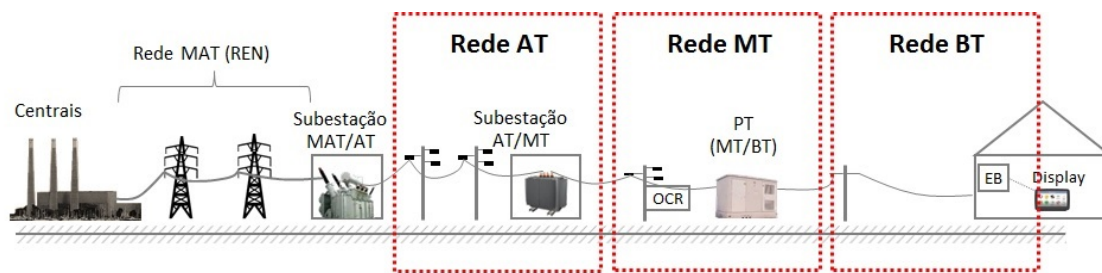


Figura 2.3: Topologia típica da rede nacional. [3]

As decisões sobre investimentos em transmissão eram tomadas centralmente, em conjunto com as decisões sobre novos investimentos em geração. Com base nas previsões da procura de energia eléctrica, os governos optavam pela construção de novas centrais de um determinado tipo ou por contratos de importação de energia. Os investimentos na RT eram feitos de acordo com os investimentos em geração, as necessidades de importação e a localização das cargas. [16]

No entanto, a grande distância geográfica entre os centros produtores e de consumo acarreta elevados valores de perdas. O sistema da RT foi inicialmente criado apenas para transportar energia das grandes centrais produtoras para os consumidores que se encontravam, por norma, a grandes distâncias.

Surge assim a necessidade de novas tecnologias de produção, com potências nominais relativamente baixas, com impactos ambientais bastante limitados (quando comparados com as tecnologias convencionais). Estas tecnologias, designadas como Produção Dispersa (PD), consistem na produção em pequena escala de energia eléctrica tendo como recurso fundamental RRE ou combustíveis fósseis em aplicações de cogeração de forma a aumentar substancialmente a eficiência global do sistema.

As potências nominais das unidades da PD variam desde algumas dezenas de kW até às dezenas de MW e encontram-se ligados nas RD de Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e, mais recentemente, às RD de Baixa Tensão (BT).

A PD é extremamente relevante na exploração do SEE devido à possibilidade da sua participação ativa na diminuição das perdas na rede em que se inserem, bem como na possibilidade de contribuir para a redução de congestionamentos em determinados ramos da rede de onde resulta um benefício direto em termos de deferimento de investimento no reforço/expansão da rede. No entanto, a crescente introdução de produção de base renovável introduz desafios técnico-económicos.

A produção à base de RRE é extremamente volátil, isto é, produz energia apenas quando os seus recursos estão disponíveis e não é controlável centralmente. Isto resulta numa produção que não coincide temporalmente com as cargas, sendo por vezes feita em períodos de menor consumo e, conseqüentemente, menores preços de mercado de energia.

Neste caso, a falta de correlação entre a produção e a carga local resulta numa maior necessidade de energia proveniente de centros produtores para que os consumidores sejam alimentados nos períodos de maior necessidade. Conseqüentemente, este problema de correlação é um fator limitador à crescente integração de PD pois acarreta um desafio para a eficiência operacional das RD.

Além disso, a RD é monitorizada por Sistema de Gestão de Distribuição (*Distribution Management System*, DMS), suportado por um Sistema de Supervisão de Controlo e Aquisição de Dados (SCADA) mas normalmente este só tem informação até à subestação AT/MT, o que implica que toda a rede a jusante do barramento de MT não seja visível para o DMS. Isto quer dizer que não existe qualquer capacidade de monitorização nem controlo remoto, o que também dificulta a integração de PD.

Outra questão relevante relativa à elevada integração de PD nas redes BT é a incapacidade de monitorização. O controlo remoto é muito limitado nas RD e exige a intervenção direta dos ORD em diversas situações, devido ao fato do número de nós ser muito superior ao de uma RT. Esta é a razão pela qual não existem SCADA's completos para a suportar.

As concessionárias das RD atendem ao crescimento natural das cargas mediante a realização de investimentos em novos equipamentos (transformadores, linhas, etc) e eventualmente novas subestações garantindo assim a operacionalidade da rede (limites térmicos de ramos e limites de quedas de tensão). Em grandes centros urbanos, o custo de reforço da rede por meios tradicionais pode ser extremamente elevado.

Assim sendo, é possível concluir que em determinados casos o uso de PD pode contribuir para suportar o diferimento de investimentos em determinadas zonas da rede.

De modo a que a integração de PD com base em RRE não comprometa o correto funcionamento da rede, é necessário desenvolver técnicas de controlo adequadas que permitam o fornecimento de energia aos clientes em conformidade com as normas de qualidade de energia e fiabilidade.

2.2.1 Regime de Produção Dispersa em Portugal

Dados da DGEG mostram um aumento de produção de origem renovável com grande evidência em 2014. Comparando a produção de origem renovável do ano de 2014 com o ano-móvel de maio de 2015, salienta-se a descida de 29% na hídrica e 5% na eólica. A forte quebra na produção renovável de energia em 2012 deveu-se à seca ocorrida nesse ano. [4]

Do início de 2006 a junho de 2015 a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a eólica (3,3 GW). No entanto em termos relativos a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual, para 439 MW.

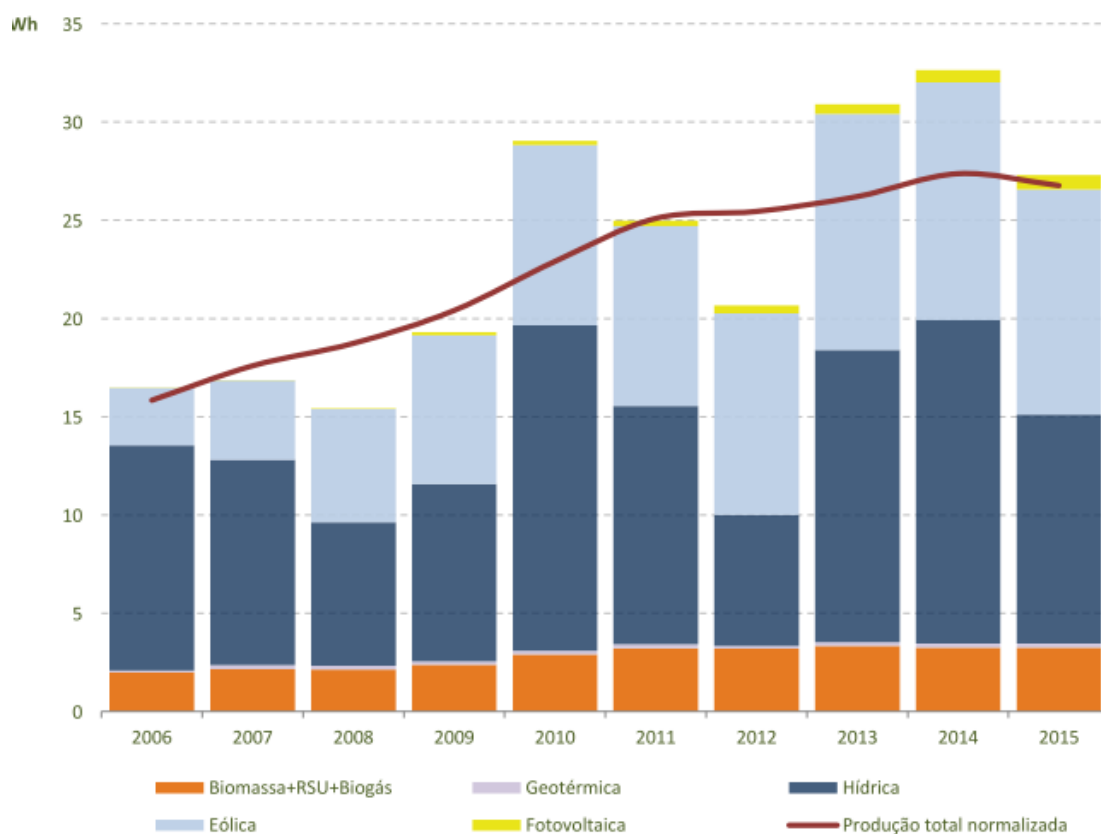


Figura 2.4: Produção de origem RRE de 2004 a 2015.[4]

O Decreto-Lei 363/2007 de 2 de novembro e o Decreto-Lei 34/2011 de 8 de março, enquadraram a produção e comercialização de energia elétrica em regime de micro e mini produção respetivamente. De 2008 a 2014 a taxa média de crescimento anual desta produção foi de 79%.



Figura 2.5: Crescimento da micro e mini produção de 2008 a 2015. [4]

No final do ano passado, o DL 153/2014 revogou o anterior enquadramento legislativo da microprodução e miniprodução (DL 25/2013) estabelecendo um novo regime de PD.

O Decreto-Lei n.º 153/2014 "cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção". Uma Unidade de Pequena Produção (UPP) fica então definida como a produção de eletricidade a partir de energias renováveis, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW.

Na generalidade, mantém os requisitos definidos na anterior legislação da microG mas, não obstante, são aplicadas algumas alterações. A inscrição de uma UPP é rejeitada e o registo recusado caso se verifique a não existência de condições técnicas de ligação à rede ou o incumprimento dos regulamentos técnicos aplicáveis, sendo que o ORD pode pronunciar-se sobre essas questões.

Deixa ainda de haver escalões de potência e de haver restrição às ligações em que a instalação de utilização esteja ligada a um PT cujo somatório de potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25% da potência do PT.

Estas entidades de produção em regime especial ligadas à RND têm direitos e deveres que estão definidos no "Regulamento da rede nacional de distribuição":

1. Estabelece as condições de relacionamento entre os ORD e as entidades com instalações a elas ligadas;
2. Estabelece o regime de fornecimento de energia reativa das instalações de produção em regime especial;

3. Estabelece a necessidade de sistemas de apoio, medição e contagem das instalações ligadas à RD;
4. Define a obrigatoriedade de proteções de interligação, de acordo com o «Guia técnico das instalações elétricas de produção independente de energia elétrica.

A ligação de uma instalação de produção obriga ainda à inclusão de sistemas de proteção e de contagem/telecontagem de energia.

É necessário garantir que os sistemas de contagem de energia estão de acordo com o "Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica" e que é apresentado um relatório de inspeção, elaborado por entidade certificada equivalente à Auditoria do Tipo 1 da LABELEC - Atividades Laboratoriais, S.A.

Os sistemas de proteção de interligação deverão ter em conta o "Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica" e é apresentado um relatório de inspeção às regulações e às proteções de interligação.

2.2.2 Impacto da introdução de unidades de microG na RD

Como já foi mencionado, com o aumento de integração da PRE nos vários níveis de tensão de RD surgem dificuldades adicionais para a gestão e o planeamento do sistema de energia.

O impacto das tecnologias de microG têm naturezas diferentes conforme a rede em causa e as suas características, sendo que os casos na rede de MT e na rede de BT são diferentes. Ambos são influenciados por fatores como o mix de tecnologias de PD presentes na rede, o nível de penetração e grau de dispersão da PD na rede e o grau de correlação entre a carga da rede e a potência injetada.

Inicialmente, o sistema da RT foi concebido para transportar energia das grandes centrais produtoras para os consumidores, garantindo a fiabilidade e segurança do abastecimento dos clientes. Com a introdução da PD, e tendo em conta o princípio geral de que as unidades de produção possam estar muito mais próximas dos locais de consumo, é facilmente perceptível que tal fator irá originar uma redução no valor das perdas e irá ainda contribuir para o descongestionamento de alguns ramos da rede.

No entanto, um aumento de integração da RRE nos vários níveis de tensão de RD traz dificuldades adicionais para a gestão e o planeamento do sistema de energia. Surgiram várias questões técnicas que representam problemas para o ORD que, sem uma gestão adequada, podem levar a um aumento no custo da ligação para PD devido às exigências de reforço de rede [17].

1. Harmónicos e Tremulação

A presença de harmónicos pode representar um perigo para o sistema pois afeta os valores de frequência contribuindo para a queda de tensão ao longo da linha, provocando dificuldades na regulação da tensão. A tremulação é um fenómeno relacionado com a intermitência associada à produção de energia solar e eólica, que provoca problemas na regulação da tensão ao longo das linhas;

2. Inversão do Trânsito de Potência

As RD apresentam uma estrutura radial, tendo sido projetadas para fornecer a energia proveniente das RT até aos consumidores seguindo um trânsito unidirecional. A ligação de unidades de microG nas redes pode alterar esta situação, dado que a energia pode ser injetada em vários pontos da rede, podendo inverter o sentido do respetivo trânsito de potência [18];

3. Congestionamentos e perdas na rede

A ligação da microG em RD pode, em alguns cenários, alterar o rumo dos fluxos de potência nos ramos da rede de forma significativa, o que pode causar problemas adicionais na gestão do trânsito de potências. Redes em que se verifique uma elevada penetração de microG podem conduzir a sobrecargas nos ramos [7]. Para além disto, o impacto da introdução da microG nas redes é notório ao nível das perdas no sistema de distribuição e já foi apresentado por vários autores em [19], [20] e [21];

4. Efeito de subida de Tensão ao longo da RD

Durante as condições de operação normais da RD, a tensão tem de ser mantida dentro dos limites superiores e inferiores, pré-definidos e admissíveis em todos os pontos da rede. Esta é a principal razão pela qual a capacidade de integração de unidades de microG é limitada, especialmente em RD rurais, normalmente fracas e radiais, dada a sua influência nos perfis de tensão nas linhas, devido à injeção de energia nas redes [22].

A Figura 2.6 mostra o perfil de tensão típico de uma rede radial, sem a introdução de unidades de microG. O ajustamento das tomadas de regulação de tensão em carga no transformador MT/BT garante níveis de tensão aceitáveis nos clientes mais afastados, mesmo durante condições de carga máxima [21].

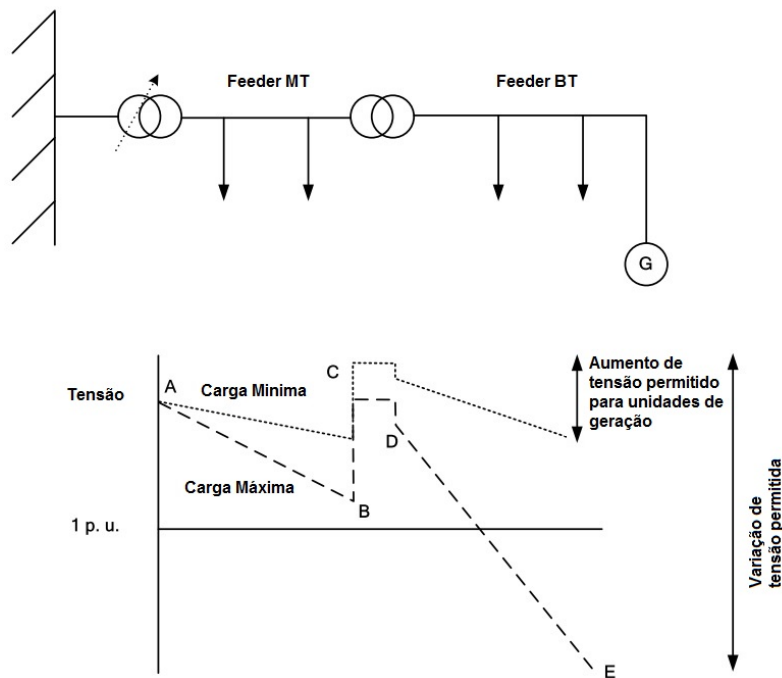


Figura 2.6: Perfil de Tensão com feeders de distribuição radial. [5]

Na Figura 2.6 é possível observar:

- A tensão é mantida constante graças ao transformador de distribuição AT/MT com capacidade para regulação de tensão por comutação das tomadas (A);
- Queda de tensão no feeder MT devido às cargas (A - B);
- Subida de tensão por alteração das tomadas do transformador MT/BT (regulação em vazio e por isso, têm grande flexibilidade de ajustamento) (B - C);
- Queda de tensão à saída o transformador de distribuição MT/BT (C - D);
- Queda de tensão no feeder BT devido às cargas (D - E).

Desta forma compreende-se que a tensão varia com a injeção de potência associada à ligação das fontes de produção dispersa. Essa variação de tensão vem por unidade (p.u.) pela seguinte expressão matemática:

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V}$$

Em que V é a tensão nominal da rede em Volt, P e Q representam, respetivamente, a potência ativa e reativa produzidas pelas unidades de microG. R e X são, respetivamente, a resistência e a reatância da rede, em Ω . Através da análise da expressão, e tendo em conta que os valores de R e X da rede se mantêm constantes, verifica-se que tanto a injeção de P como de Q influencia a magnitude dos perfis de tensão na rede.

Assim, a injeção de potência por parte da microG na rede, que está associada a um aumento nos perfis de tensão, satisfaz parcialmente o consumo das cargas, contribuindo para a redução da queda de tensão na RD. O impacto da introdução das tecnologias de microG depende de três categorias [21]:

- Unidades de PD a fornecer potência ativa e reativa;
- Unidades de PD a fornecer potência ativa e a absorver potência reativa;
- Unidades de PD a fornecer potência ativa com um fator de potência unitário.

Para verificar mais pormenorizadamente o impacto que a microG induz nas RD de BT, considere-se a Figura 2.7.

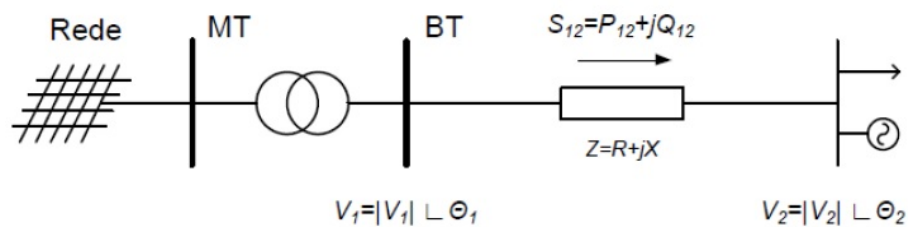


Figura 2.7: Sistema exemplo, adaptado de ??.

Sendo que o trânsito de potências na linha é determinado com recurso às seguintes expressões:

$$P_{12} = \frac{R \cdot V_1^2 - R \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \theta_{12} + X \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \theta_{12}}{R^2 + X^2}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$$

$$Q_{12} = \frac{X \cdot V_1^2 - X \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \theta_{12} - R \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \theta_{12}}{R^2 + X^2}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$$

Com:

- P_{ij} - Trânsito de potência ativa no ramo entre os barramentos i e j;
- Q_{ij} - Trânsito de potência reativa no ramo entre os barramentos i e j;
- V_i - Módulo de tensão no barramento i;
- θ_i - Ângulo de tensão no barramento i;
- S_{ij} - Trânsito de potência aparente no ramo entre os barramentos i e j;
- R - Resistência do ramo entre os barramentos i e j;
- X - Reatância do ramo entre os barramentos i e j.

Uma das principais características das linhas de distribuição BT é o fato do valor da resistência ser normalmente muito superior ao valor da reatância ($R \gg X$). Como o valor obtido

para o coeficiente X/R é muito baixo, é possível concluir que estratégias baseadas no controlo da potência reativa não são de todo eficazes. Assim, considerando que a reatância é desprezável ($X=0$), as expressões 4 e 4 podem ser simplificadas:

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \theta_{12}}{R}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$$

$$Q_{12} = \frac{V_1 \cdot V_2 \cdot \sin \theta_{12}}{R}; \theta_{12} = \theta_1 - \theta_2$$

Para que se verifique então uma situação de inversão do fluxo de potência é necessário que $V_2 > V_1$, sendo que no caso da ocorrência desta situação o valor nominal de V_2 poderá estar acima do limite técnico de tensão máxima admissível. Assim sendo, no caso da Figura 2.7, se a potência produzida localmente pela microG exceder o consumo local, o sentido do trânsito de potência poderá ser alterado, sendo esse excedente de potência injetado na rede MT a montante.

Em suma, num cenário em que se verifique a elevada penetração de microG nas RD de BT, compreende-se a importância de, a priori conhecer as características das RD em estudo para uma implementação bem sucedida de estratégias de controlo de tensão.

Assim sendo, a integração de grandes volumes de energia a partir de fontes intermitentes e variáveis traz problemas operacionais significativos, relacionados com a violação de condições técnicas (perfis de tensão com sobre/subtensão ou congestionamento de ramos).

Daí a necessidade de uma mudança no paradigma das RD ser necessária. Deve-se passar de uma perspectiva puramente passiva para ativa, dentro da visão das Redes Inteligentes.

2.3 Redes Inteligentes

Uma Rede Inteligente (RI) é uma rede elétrica que utiliza recursos de energia distribuída, tecnologias de comunicação e controlo avançados para fornecer energia de forma mais económica e sustentável a nível ambiental, e em resposta às necessidades dos consumidores.

Os fluxos de energia são monitorizados e ajustados às mudanças na oferta e procura de energia são ajustadas automaticamente. Quando combinadas com sistemas de medição inteligente (*Smart Metering Systems*), estas chegam aos consumidores e fornecedores através do fornecimento de informação sobre o consumo em tempo real.

As RI também podem ajudar a melhorar a integração das energias renováveis. O brilho solar e a presença de vento não são variáveis constantes e certas, pelo que é necessário combinar informações relativas às necessidades energéticas com as previsões atmosféricas.

Com contadores inteligentes (CI), que mostram o consumo e custos em tempo real, os consumidores podem adaptar o seu consumo a diferentes preços de energia ao longo do dia, o que permite poupar na conta da eletricidade por consumir mais energia em períodos de preços mais

reduzidos. Também abrem a possibilidade para os consumidores produzirem a sua própria energia e vender o excedente para a rede.

Estas possuem uma qualidade de controlo superior devido à alta velocidade e bidireccionalidade de comunicação, detecção e coordenação em tempo real de todos os ativos até ao contador do cliente e aos dispositivos de uso final.

Assim, a RI não é caracterizada apenas por uma única tecnologia ou dispositivo mas sim por um sistema interligado que proporciona um melhor controlo dos ativos de infraestruturas existentes, fornecendo funcionalidades e benefícios adicionais dos ativos e integrando novos ativos (muitas vezes pequenos, amplamente distribuídos) no paradigma operacional existente [23].

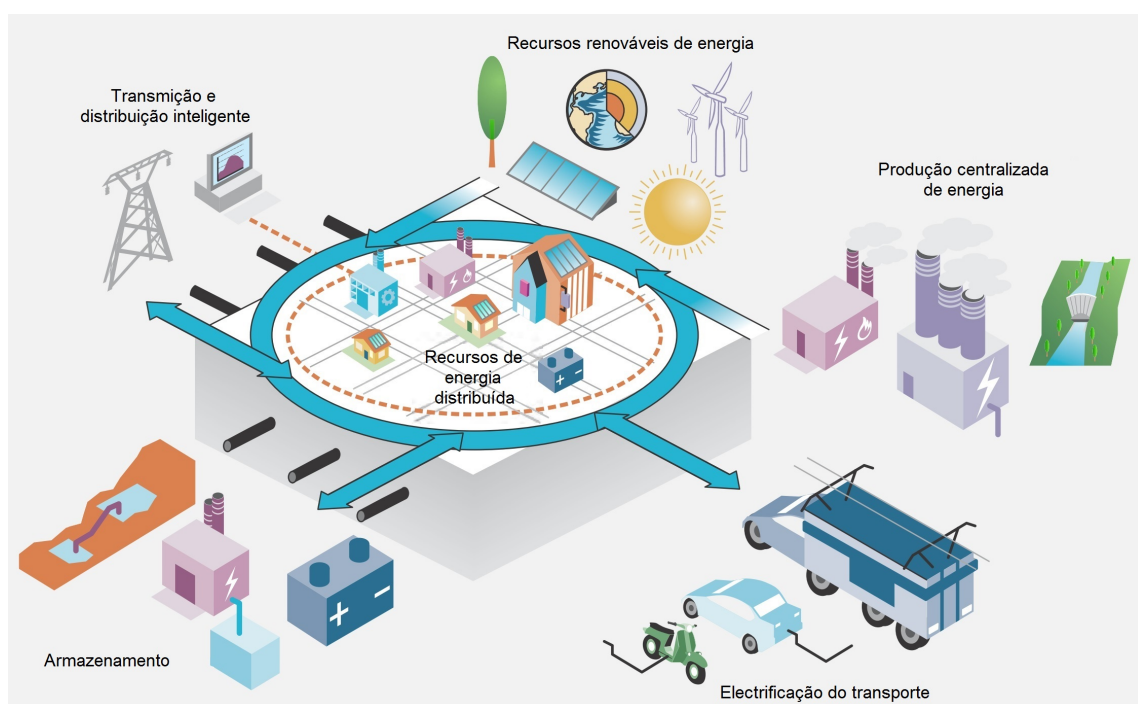


Figura 2.8: O sistema elétrico integrado e inteligente do futuro, adaptado de [6].

Os pequenos produtores, incluem turbinas eólicas, painéis solares, microturbinas, células de combustível e cogeração (calor e energia combinados). Este tipo de fontes de energia pode estar mais perto dos consumidores, ao contrário de uma grande fonte centralizada [11].

2.3.1 Características

Na Tabela 2.1 é possível verificar as diferenças entre a rede atual e a RI, tendo em conta as características pretendidas numa RD.

Tabela 2.1: Características de uma RI [10].

Rede Atual	Características Principais	Rede Inteligente
Responde para evitar mais danos. O foco está na proteção dos ativos após falhas no sistema.	Reparação automática	Deteta e responde automaticamente a problemas reais e emergentes de transmissão e distribuição. O foco está na prevenção. Minimiza o impacto do consumidor.
Os consumidores estão mal informados e não participam no SEE.	Motiva e inclui o consumidor	Consumidores informados, envolvidos e ativos. Penetração ampla da resposta à procura.
Vulneráveis a atos maliciosos e a desastres naturais.	Resistente a ataques	Resistente a ataques físicos e virtuais. Menos vulnerável a desastres naturais e rápida capacidade de restauração.
Focada em interrupções em vez de problemas de qualidade de energia. Resposta lenta na resolução de problemas de qualidade de energia.	Fornecer qualidade de energia para as necessidades do século XXI	Qualidade energética corresponde aos padrões da indústria e necessidades dos consumidores. Vários níveis de qualidade de energia, a vários preços.
Um número relativamente pequeno de grandes centrais geradoras fornece a maioria da geração. Existem numerosos obstáculos para a instalação de produção dispersa.	Inclui todas as opções de geração e armazenamento	Elevada diversidade de dispositivos de geração e armazenamento distribuído, implementados para complementar as grandes centrais geradoras. Conveniência "Plug-and-play". Foco e acesso mais significativos a fontes de energia renováveis.
Mercados grossistas limitados, ainda a trabalhar para encontrar os melhores modelos de operação. Não bem integrados uns com os outros. Congestionamento na transmissão separa compradores e vendedores.	Permite mercados	Operações de mercado de atacado maduras em vigor; bem integradas a nível nacional e com coordenadores fiáveis. Os mercados retalhistas florescem se for caso disso. Congestionamento de transmissão mínimo.
Integração mínima de dados operacionais limitados com processos e tecnologias de gestão de ativos.	Otimiza ativos e opera de forma eficiente	Deteção e medição de condições de rede de forma abrangente. Tecnologias da rede integradas com o processo de gestão de ativos para gerir de forma mais eficaz os ativos e os custos. Condição de manutenção com base.

As características de uma RI podem ser subdivididas em duas grandes categorias de capacidades funcionais: as que permitem a participação informada dos clientes no mercado e uso inteligente e informado ao cliente de energia e aquelas que suportam um melhor desempenho por parte das *utilities*.

De modo a que seja bem planeada, projetada, implementada e operada, deverá permitir a participação ativa por parte dos consumidores, acomodar todas as opções de geração e armazenamento e habilitar novos produtos, serviços e mercados.

Ainda deverá proporcionar qualidade de energia para a gama de necessidades de uma economia digital, otimizar a utilização dos ativos e eficiência operacional, antecipar e responder a perturbações do sistema e operar de forma resiliente contra o ataque físico e cibernético e desastres naturais [10].

A implementação do conceito de RI requer uma maior automatização e controlo nos sistemas de distribuição eléctricos, de modo a que seja capaz de acomodar RRE. Envolve não apenas fontes de geração mas também ações no lado da procura através de contratos especiais com os clientes, que devem ser coordenados pelo ORD com ações de controlo tradicionais [24].

Neste caso, as Tecnologias da Informação e Comunicação (TIC) são utilizadas para interligar facilmente um elevado número de ativos de geração renovável no sistema de alimentação (*plug-and-play*) e fornecer informação de maior qualidade do estado do sistema ao ORD (para que este o possa operar de forma mais eficiente).

Estas também minimizam *upgrades* da rede graças à utilização eficiente de ativos e a uma coordenação eficiente da geração de energia [11].

A RI emerge assim como uma rede elétrica que consegue integrar as ações de todos os intervenientes a ela conectados, tanto produtores como consumidores, de forma inteligente com o objetivo primário de fornecer eletricidade de forma sustentável, económica e segura.

2.3.1.1 Prosumer - Consumidor e Produtor de energia

A fim de utilizar plenamente a geração distribuída de eletricidade, a partir de, por exemplo, painéis solares instalados em cada casa, os consumidores terão de utilizar a rede de maneiras diferentes e serão cada vez mais *Prosumers* - consumidores e produtores de energia, com capacidade de vender energia elétrica excedente iria à rede. Energia irá fluir em ambos os sentidos e outros serviços auxiliares também poderão ser por eles fornecidos.

Durante as horas de pico, é possível produzir energia solar quando a necessidade doméstica é menor. Quando a atividade solar diminui é que a eletricidade é necessária em casa para cozinhar alimentos, recarregar o carro elétrico, etc.

Infraestruturas e sistemas para gerir este ambiente de "energia transaccional" terão de ser desenvolvidos e implementados e tarifas e preços terão de ser reformulados para garantir a equidade dos consumidores de energia tradicionais, fornecedores de serviços públicos tradicionais e dos *Prosumers* [25].

Não é possível programar na totalidade a geração de eletricidade por meio de unidades de produção dispersa para quando esta é necessária.

De modo a que isso seja possível, são precisos contadores inteligentes o suficiente para monitorar tanto a geração como o consumo de energia elétrica em tempo real. Esta informação deve ser comunicada com a prestação de serviços das *utilities*, a fim de se calcular o balanço energético.

A configuração atual da rede elétrica não está projetado para uma grande quantidade de energia elétrica produzida a nível local. Se grandes quantidades de geração elétrica local fossem injetadas na rede, esta perderia o equilíbrio, causando graves perturbações a nível de tensão.

O poder do *Prosumer* tem por valências o consumidor final ser dono da sua geração de electricidade, podendo escolher se quer vender qualquer energia excedente para a rede ou não. O "driver" básico é a diferença entre os mercados grossista e retalhista de energia. Se esta diferença for demasiado elevada, os consumidores são aliciados a investir em PD [26].

Tecnologias com capacidades de detecção e de controlo remoto irão garantir uma maior consciência situacional, que permitirá um melhor planeamento de *upgrades* e manutenção dos sistemas por parte das *utilities*.

As interdependências e interações entre operações de transporte e distribuição vão crescer. A RD vai parecer e agir mais como a actual rede de transmissão enquanto garante o equilíbrio da oferta e da procura os consumidores/produtores/*Prosumers*.

2.3.2 Controlo local, centralizado e descentralizado

A Figura 2.9 mostra que a estrutura do DMS, pode ser dividida hierarquicamente em níveis de controlo centralizado, descentralizado e local.

A estrutura de controlo centralizado é composta por subsistemas acoplados em que cada controlador considera variáveis de saída de todos os subsistemas para formar suas variáveis de saída.

Por outro lado, a estrutura de controlo descentralizado é composta por subsistemas acoplados em que cada controlador considera apenas variáveis de saída a partir do subsistema anexado a si, para formar variáveis de saída.

Neste contexto, um controlador centralizado recebe valores de medição e envia os valores definidos para entidades escolhidas dentro do respectivo nível de controlo. Por outro lado, abordagens de controlo descentralizado abrangem somente subsistemas da RD. Nesses casos, o controlador Micro-DMS comunica apenas com entidades dentro da sua subsecção.

No entanto, um subsistema controlado de forma descentralizada em si pode ser uma parte da abordagem de controlo centralizado superior, se a troca de informações for limitada a comunicação entre o centro de controlo e as unidades de Micro-DMS.

Abordagens de controlo local não envolvem qualquer comunicação entre entidades individuais. As medições são registadas, processadas e interpretadas pela respectiva entidade controladora. Por exemplo, um inversor fotovoltaico (a entidade) mede a magnitude da tensão local no seu terminal de saída e usa essa informação para mudar os seus pontos de operação de potência activa ou reactiva em conformidade.

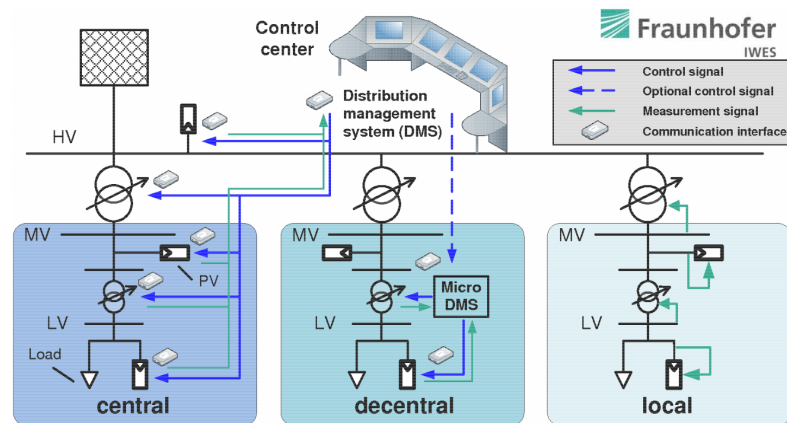


Figura 2.9: Distinção entre as estruturas de controle de tensão centralizado, descentralizado e local [5].

As três abordagens de controle hierárquicos podem operar de modo autônomo, se não trocarem informações com dispositivos ou entidades fora do respectivo nível de controle. No entanto, num contexto da gestão do sistema de distribuição, uma abordagem de controle local pode ser sempre considerada como autônoma.

É de notar que as estratégias de controle de tensão têm um grau relativamente baixo de liberdade, uma vez que o seu comportamento é normalmente predefinido por parâmetros iniciais e não incluem qualquer forma de inteligência artificial.

2.3.3 Micro-redes

As Micro-Redes (MR) são sistemas de distribuição de energia elétrica que contêm cargas e recursos de energia distribuída (tais como geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis) que podem ser operados de forma coordenada e controlada enquanto estiver ligada à rede principal e/ou em modo isolado. Estas surgiram como uma evolução natural das RD, sendo a solução que permite a integração em larga escala de RRE, fazendo uso de sistemas de gestão e monitorização avançados [7].

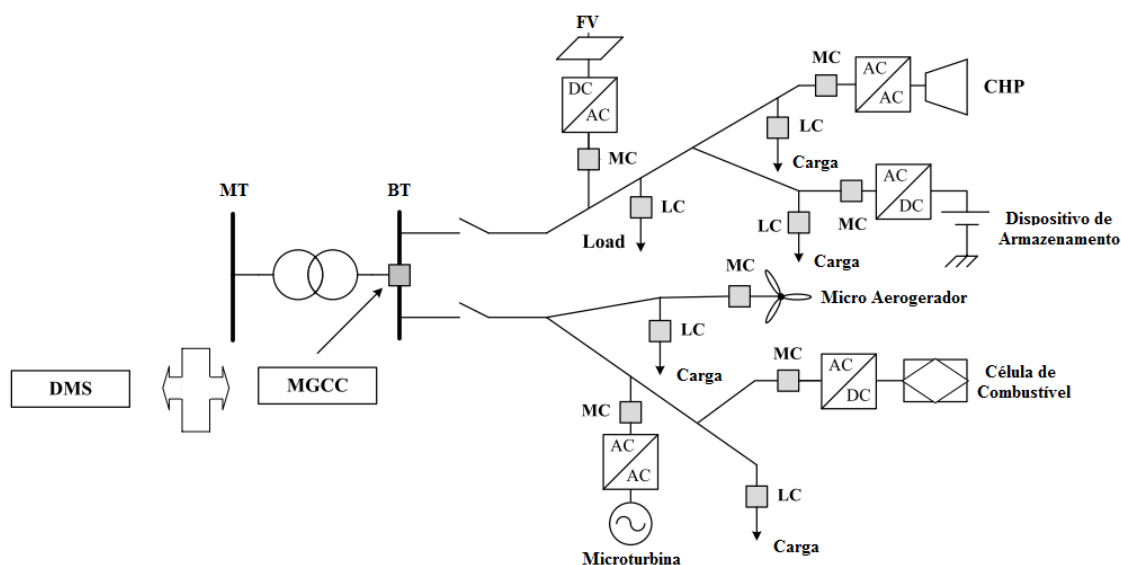


Figura 2.10: Arquitetura de referência do conceito de micro-rede [7].

De modo a assegurar elevados níveis de flexibilidade na sua operação, existe um sistema hierárquico que controla a MR. O nível mais elevado é constituído pelo *Micro Grid Central Controller* (MGCC). No nível inferior estão inseridos os controladores e dispositivos de armazenamento (*MicroSource Controller*, MC) e os sistemas de controlo das cargas que são alimentadas pela MR *Load Controller* (LC).

O DMS exerce comando sobre o MGCC, podendo estar interligado com mais do que um controlador central. Por outro lado o MGCC encontra-se localizado ao nível de enrolamento de BT do posto de transformação de onde deriva a MR, pelo que fica encarregue da monitorização de trânsitos de potência até à completa gestão técnica e económica, englobando a otimização do funcionamento da MR.

Enquanto entidade de controlo, o MC permite controlar os níveis de produção de P e Q, tendo as fontes essa capacidade. O LC é responsável pelo controlo de cargas, podendo interromper cargas não prioritárias, ou fazer a gestão de acordo com as especificações do cliente. A operação do sistema de controlo da MR requer a comunicação e interação entre os diferentes níveis de controlo hierárquico [7].

A possibilidade de funcionar em modo isolado permite que a MR tenha dois modos de operação do ponto de vista de controlo e operação:

1. **Modo Normal** – A MR encontra-se interligada com a rede a montante, tendo a capacidade de importar energia para alimentar as cargas locais;
2. **Modo de Emergência** – Após alguma perturbação na RD a montante, a MR pode passar a operar em rede isolada. Na sequência do colapso total ou parcial do sistema a montante, a capacidade de funcionamento autónomo em conjunto com a presença de unidades de microG com capacidade de arranque pode contribuir para a reposição de serviço na área de influência [7].

A integração maciça nas MR de UGD ligadas à MT, e consequente necessidade de uma gestão coordenada destas unidades, levou ao desenvolvimento do conceito de Multi-micro-rede (MMR).

2.3.4 Multi-micro-redes

O conceito de Multi-Micro-Rede (MMR) baseia-se na transposição da MR para o âmbito mais alargado nas redes de MT. Consiste numa estrutura de alto nível, formada ao nível da MT, que engloba redes de BT e unidades de geração ligadas através de vários feeders MT adjacentes.

Com a finalidade de controlo e gestão, as MR, unidades de geração distribuída e cargas sob controlo de DSM são consideradas células ativas neste novo tipo de sistema. O desenvolvimento deste conceito coloca problemas difíceis, devido ao aumento da dimensão da rede e complexidade da operação, uma vez que um grande número de recursos precisam ser operados em conjunto de forma coordenada.

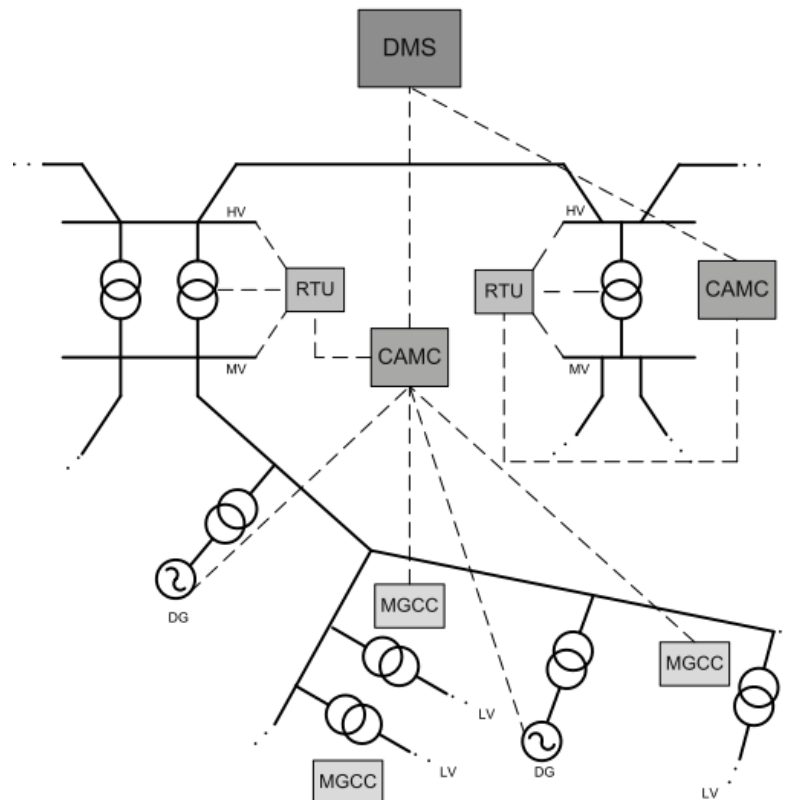


Figura 2.11: Arquitetura de gestão e controlo de uma MMR [7].

Assim sendo, a MMR está estruturada em 3 níveis de controlo:

1. Nível 1, onde a rede AT é gerida pelo DMS responsável por toda a RD;
2. Nível 2, onde a rede MT é gerida pelo CAMC que é responsável por gerir várias MR, as PD's e as cargas controláveis ligadas à rede;

3. Nível 3 onde a rede BT é gerida e controlada pelo MGCC que controla as unidades de carga e microG.

No entanto há dispositivos deste nível que são coordenados pelo CAMC (e não pelo MGCC) como as unidades de armazenamento e as tomadas dos transformadores. Estes dispositivos do nível 3 recebem comando do CAMC e enviam informação do seu funcionamento e do local do mesmo, periodicamente.

De forma análoga ao CAMC, o MGCC usa os dispositivos de rede de BT para determinar ordens de comando para os dispositivos que controlam e envia/recebe *set-points* do CAMC. O MGCC supervisiona então:

1. Unidades de microG;
2. Cargas;
3. Dispositivos de armazenamento;

O DMS controla os 2 níveis abaixo dele. Deste modo, a informação trocada entre os vários níveis de controlo resume-se a:

1. DMS e CAMC (Nível 1): ofertas do DMS para aumentar/diminuir a produção e resposta do CAMC;
2. CAMC e MGCC (Nível 2):MGCC faz ofertas para o aumento/diminuição do consumo e recebe respostas do CAMC;
3. CAMC e cargas controláveis fora da micro-rede (Nível 3): cargas fazer ofertas para aumentar/diminuir o consumo e recebem resposta do CAMC sobre alteração do consumo;
4. MGCC e controlos locais (MG e LG) (Nível 3): MGCC envia set-points de geração de Pe Q e informação sobre preços de mercado e recebe ofertas da microgeração.

O aparecimento deste novo conceito obrigou a que existisse uma adaptação das ferramentas DMS, desenvolvendo-se assim novas funcionalidades que permitissem uma correta gestão da operação. Deste modo é introduzido um novo nível de gestão sob a forma do *Central Autonomous Management Controller* (CAMC), localizado nas subestações AT/MT. Algumas das funcionalidades normalmente atribuídas ao DMS são transpostas para o CAMC, sendo responsável por realizar o interface do DMS com os controladores de baixo nível. O CAMC é um DMS pequeno e localizado.

2.3.5 Contadores Inteligentes

De acordo com a portaria nº231/2013 do Diário da República, um *smart meter* ou contador inteligente (CI), é "um equipamento de medição de energia elétrica e de gestão de informação relativa à eletricidade que favoreça a participação ativa do consumidor no mercado de fornecimento de eletricidade", isto é, é um equipamento que efetua a contagem inteligente de energia.

Os atuais contadores de energia elétrica presentes nas habitações são apenas totalizadores de energia. Com a introdução do conceito de *Smart Metering*, pretende-se que o fluxo de informação seja bidirecional o que torna possível realizar a gestão de algumas cargas e uma maior consciencialização dos clientes para os seus gastos energéticos.

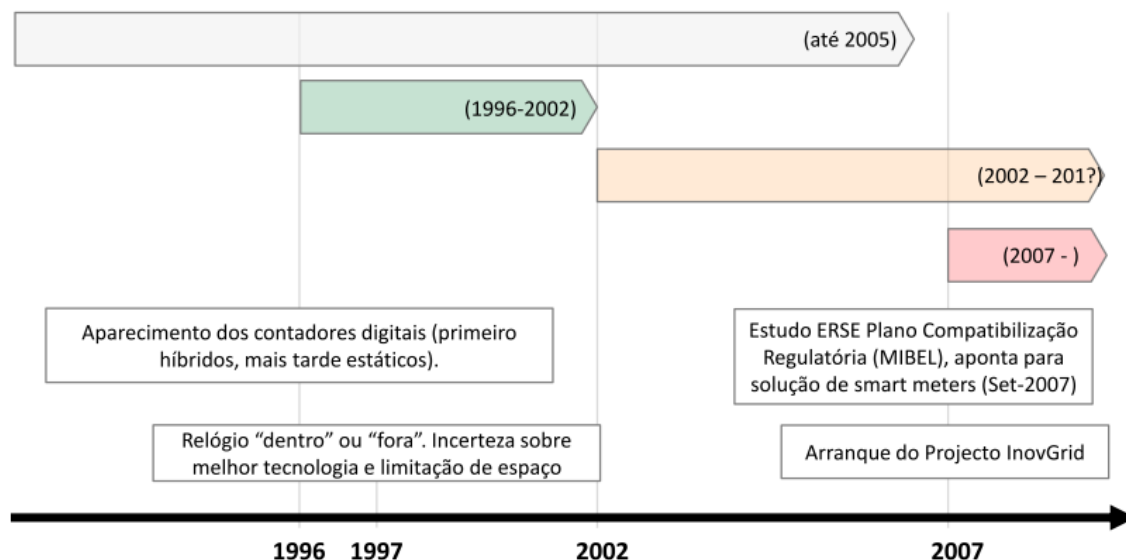


Figura 2.12: Evolução das diferentes tecnologias de contadores no segmento de doméstico [8].

A incerteza quanto a evolução da tecnologia de contagem que se regista desde meados da década de 90 ainda hoje se mantém devido à perspectiva de generalização do uso de contadores inteligentes.

A gestão de energia inerente a este tipo de contador, que passa por considerar determinados tipos de cargas como recursos que podem ser geridos de acordo com o que se revelar mais apropriado em cada instante, contribui desta forma para uma maior uniformização do diagrama de cargas. De momento, deslocar energia que seria consumida nas horas de ponta para as horas de vazio é feita através de estímulos económicos (tarifas bi/tri-horárias).

A tarifa bi-horária caracteriza-se por preços diferenciados do kWh, consoante a utilização em horas de vazio ou fora de vazio. As horas de vazio são, fundamentalmente, as horas do período noturno e fins de semana, em que é mais frequente a utilização de grandes electrodomésticos, como máquinas de lavar roupa e louça, fornos ou aquecimento [27].

Dado o progressivo envelhecimento da rede, qualquer tentativa de reforço é complexa mas os CI aliados a uma nova estratégia de gestão tornam a exploração da rede mais eficiente.

Espera-se então que o conceito de contagem inteligente seja corretamente aplicado e permita sensibilizar os consumidores para os atuais problemas da rede e incentivá-los de diversas formas a tentarem adaptar-se a estas circunstâncias. A bi-direccionalidade de comunicações permite por exemplo enviar de forma instantânea as leituras de consumo ao fornecedor e este fornecer ao cliente indicações para a adequação do consumo.

Estando então este sistema implementado, será possível ter uma visão muito mais completa dos fluxos energéticos ao nível da RD, o que doutra forma obrigaria a investimentos massivos em equipamento de medida por parte dos ORD.

2.3.6 Projeto InovGrid

Em Portugal, a visão de futuro das RI ganha forma através do projeto InovGrid. Este projeto foi impulsionado pela saída do Decreto-lei n.º 363/2007 relativo à microG, perfazendo a implementação de uma rede de distribuição inteligente em Évora, Portugal, contando com a instalação de mais de 37.200 contadores inteligentes, ou *energy boxes* [28].

O InovGrid foi desenvolvido pela EDP Distribuição, com o apoio de parceiros nacionais de produção industrial, de tecnologia e de investigação: a EDP Inovação, o INESC TEC (que atua como um centro de conhecimento nos domínios dos mercados de eletricidade, da microG e da gestão e optimização da exploração de redes eléctricas), EFACEC (com competências nas áreas de automação e gestão de redes de energia), a LOGICA (concepção e fabrico de equipamentos e sistemas na área da contagem e gestão de energia) e a JANZ/CONTAR. O projeto tem por principais pilares:

1. Contagem inteligente de energia (*Smart Metering*), desenvolvida para implementar gestão de contagem de energia automática em todo o sistema;
2. Redes de distribuição inteligentes, focadas no melhoramento da eficiência e fiabilidade da rede através da introdução de um novo nível de inteligência nos seus sistemas de gestão;
3. microG, consistindo na adaptação da rede à crescente procura da conexão de unidades de microgeração na rede.

O projeto pretende promover o aumento da eficiência e qualidade de serviço no domínio das RI, através da supervisão, automação e controlo da rede eléctrica. O projeto permitirá lidar com as dificuldades de integração de PD através de uma gestão ativa dos equipamentos e da própria rede. No domínio da telecontagem e gestão energética, o projeto promove uma abordagem centrada no consumidor, impulsionando a prestação de novos serviços e concorrência na comercialização de eletricidade.

O projeto tem como base uma arquitetura técnica composta por vários equipamentos. Na Figura 2.13 é ilustrada a arquitetura do projeto InovGrid.

1. Equipamentos de contagem, monitorização e gestão de energia designados por *EnergyBox* (EB), que são instalados junto dos clientes BT;
2. Equipamentos de automação e monitorização designados *Distribution Transformer Controllers* (DTC), que são instalados nos PT;
3. Sistemas de informação (SI) que integram e processam a informação recolhida.

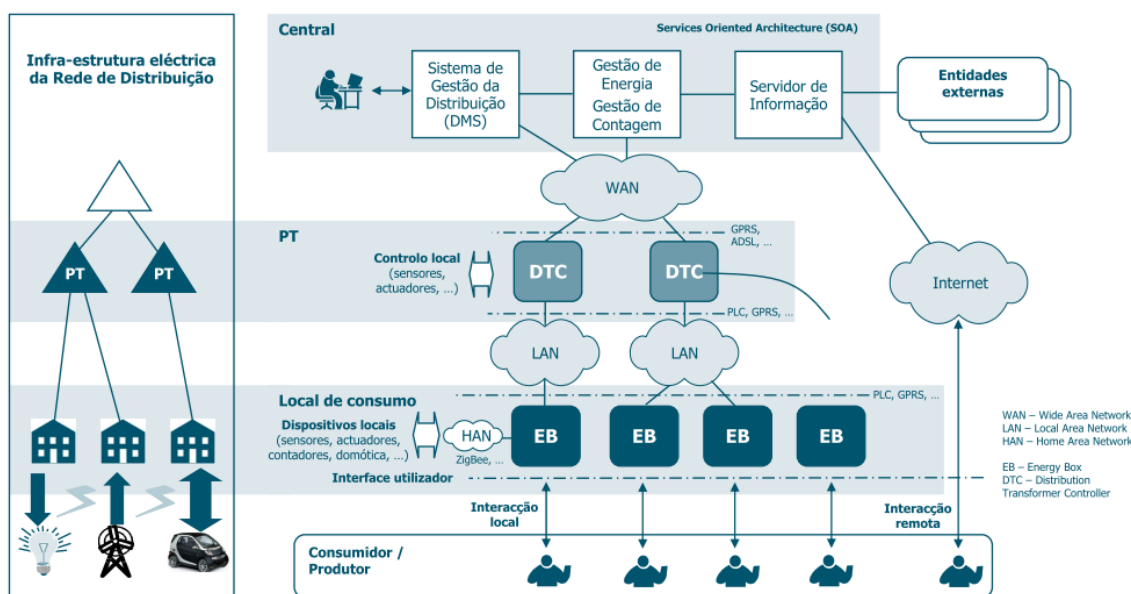


Figura 2.13: Arquitetura do Projeto InovGrid [9].

As EB integram diversas funcionalidades, incluindo a possibilidade de oferecer planos tarifários inovadores e de executar ordens de serviço remotamente. Funcionam também como sensores locais que monitorizam o estado da rede em cada ponto de entrega, permitindo diagnosticar e resolver os problemas muito mais rapidamente. As EB funcionam ainda como uma interface local de comunicação com o cliente e com equipamentos domésticos, permitindo a implementação de serviços de gestão da procura inovadores. Podem igualmente funcionar como interface com os inversores ligados à rede, gerindo o funcionamento da microG, de fontes de armazenamento e de veículos eléctricos.

No contexto de operação de uma MR, as EB desempenham funções de *Load Controller* e *Microgenerator Controller*, descritas na secção 2.3.3. Os DTC funcionam, antes de mais, como nós locais da rede de comunicações InovGrid, integrando e gerindo o funcionamento das EB ligadas na rede BT do posto de transformação em que estão instalados e fazendo o interface com os SI. Estes equipamentos desempenham ainda outras funções, tais como o controlo da iluminação pública, a monitorização de tensões e correntes no transformador e a interface com sensores e órgãos telecomandados locais.

No contexto de operação de uma MR, o DTC funciona como o controlador central da MR. Os SI desempenham o papel fulcral de integrar e processar toda a informação recolhida pela infra-estrutura InovGrid, comandando e supervisionando os seus diversos elementos. O projeto InovGrid contempla a implementação de uma RI suportada numa infra-estrutura de telecomunicações que se estende a todos os locais de consumo, chegando a casa dos clientes. A comunicação entre SI e DTC é efetuada através da rede de comunicações móveis e, nalguns casos, recorrendo a tecnologias fixas. A comunicação das EB com o DTC é efetuada predominantemente através de *Power Line Communication (PLC)*, recorrendo à própria rede de BT como meio físico.

Com níveis sem precedente de informação que podem ser usados para melhorar a gestão da rede eléctrica, é prevista a possibilidade de controlo e gestão em tempo real de toda a RD, diminuindo significativamente o tempo de duração de eventuais interrupções de serviço [29].

2.4 Conclusões

Quando se fala de uma rede de BT está-se a considerar uma rede fortemente resistiva, o que leva a que o valor da tensão na mesma dependa massivamente do valor da potência ativa. Isto faz com que um controlo da potência reativa não tenha influência sobre os perfis de tensão tendo que ser efetuado um controlo sobre a potência ativa injetada pela microG.

Por outro lado, é expectável que as redes de BT, no futuro, passem a acomodar geração, ou seja, se tornem redes “ativas”, não só no consumo como também na produção. Outro dos problemas destas redes é o facto de tanto as cargas como a geração serem maioritariamente monofásicas, o que leva a um desequilíbrio nesta rede, contrariamente ao que acontece nas redes de MT ou AT.

Com os incentivos à instalação de aparelhos de microG de fonte renovável como os PV próximos dos consumidores de BT, este desequilíbrio torna-se cada vez mais comum fazendo com que os valores da tensão sejam muito elevados, devido essencialmente à descoordenação da produção de ponta com o consumo de ponta das cargas. Por exemplo, o PV tem o seu pico de produção por volta das 13h (hora de mais sol) o que não coincide com a hora de ponta do consumo, que deverá ser pelas 21h. Isto significa um excesso de produção por parte da microgeração que vai ser forçada a circular para montante (rede MT) e a rede de MT terá que estar preparada para lidar com estes problemas adicionais.

A gestão ativa das RD permitirá ao ORD maximizar a utilização de circuitos existentes, nomeadamente tirando o máximo proveito dos geradores de despacho, controlo de tomadas de transformadores, reguladores de tensão, gestão de energia reativa e reconfiguração do sistema, de forma integrada e coordenada. Esta abordagem ativa na operação do sistema pode reduzir o impacto negativo da PD na rede, minimizando assim os requisitos para reforço da rede [17].

Neste contexto, novas abordagens para controlo de tensão devem ser desenvolvidas de modo a que seja feito um pleno uso de todos os recursos disponíveis tendo em conta as características específicas das RD. Em casos extremos, se nenhum armazenamento local estiver disponível, pode até ser necessário desperdiçar alguma geração local, a fim de evitar problemas de sobretensão.

No futuro, novos requisitos terão de ser cumpridos nas RD de BT devido ao aumento da penetração de geração descentralizada de fontes renováveis e também devido a novas "participantes" na rede, como os veículos eléctricos. O funcionamento da RD no passado não era influenciado pela ausência de monitorização de informações em tempo real graças ao seu dimensionamento adequado mas as tendências apontam para um acompanhamento mais e mais *on-line* [30].

Capítulo 3

Modelização do Sistema

Neste capítulo será apresentada uma breve descrição da ferramenta de simulação utilizada, da modelização efetuada dos vários componentes do sistema e uma definição dos diferentes casos de estudo.

A rede utilizada foi selecionada com base num conjunto de critérios específicos e constitui um elemento chave no contexto desta dissertação.

De modo a efetuar um estudo credível e realista sobre o impacto da microG nas redes, é necessário recorrer a um conjunto de cenários credíveis que permitam prever a quantidade de potência de microG que poderá vir a ser instalada nas redes de distribuição. Estes cenários são definidos, considerando diferentes níveis de penetração.

As simulações a efetuar consistem no emprego de diversas formulações, recorrendo a cálculo matemático, através da utilização de modelos com capacidade de reproduzir o comportamento real do sistema em questão.

3.1 Estratégias de Controlo de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Unidades de Microgeração

O efeito de subida de tensão nos barramentos ao longo da rede tem assumido maior relevo dado que limita a integração em massa da microG nas redes BT. O excesso de produção injetada na rede causa uma inversão no trânsito de potência (TP) e aumenta o risco do perfil de tensão superar o valor máximo admissível, pondo em causa a qualidade e segurança no abastecimento de energia.

Na tentativa de mitigar este efeito, foram apresentadas soluções como o investimento no reforço e melhoramento da RD e a atuação ao nível da potência ativa e reativa através da utilização eficiente dos recursos de distribuídos como as tecnologias de microprodução e sistemas de armazenamento de energia [31] [32].

Estas estratégias de controlo de tensão variam em relação ao uso dos recursos disponíveis num ambiente de RI, sendo frequentemente agrupadas em controlo local ou controlo coordenado.

Sob um controlo local, recorre-se a informação obtida localmente para realizar um controlo que apesar de simples e fácil de implementar, é frequentemente pouco dinâmico e não ótimo. Por outro lado, o controlo coordenado faz uso de todos os recursos de uma RI para obter uma visão geral da rede e de medições em todos os seus controladores, de forma a desenvolver uma solução verdadeiramente ótima e global. É de destacar a grande flexibilidade dos dispositivos de armazenamento no sentido em que possuem a capacidade de desempenhar a função de carga ou de gerador.

O planeamento da rede é baseado em critérios de qualidade de fornecimento a assegurar, sendo feita exclusivamente em função da carga. Os investimentos realizados são feitos de forma a assegurar o crescimento anual da ponta e assim permitir evitar problemas resultantes da aproximação dos limites térmicos dos ramos ou perfis de tensão demasiado baixos.

De momento, a PD não oferece à rede outros serviços que não sejam uma produção não controlada de energia elétrica, não estando aplicado de momento qualquer controlo ativo (quer local, quer ao nível do operador da RD).

Gestão ativa da RD é considerada um fator chave para alcançar soluções rentáveis, para além da atual abordagem *"fit-and-forget"*. Consequentemente, a monitorização, controlo e gestão de funcionalidades avançadas devem ser desenvolvidos a fim de apoiar o funcionamento das RD [17].

Através da gestão ativa de toda a rede de distribuição, é possível uma coordenação eficiente entre as diversas unidades de PD e os meios convencionais de controlo da rede, de forma a aumentar a capacidade de recepção de PD nas redes.

Os DMS permitirão proceder ao controlo e monitorização em tempo real de diversos nós da rede mediante a exploração de estratégias de controlo coordenado de cargas, OLTC, baterias de condensadores, controlo de tensão e potência reativa na PD, controlo da P na PD e de dispositivos de seccionamento (seccionadores e/ou disjuntores), tendo por objectivo a optimização da performance operacional da rede (segurança de abastecimento, redução de perdas, etc).

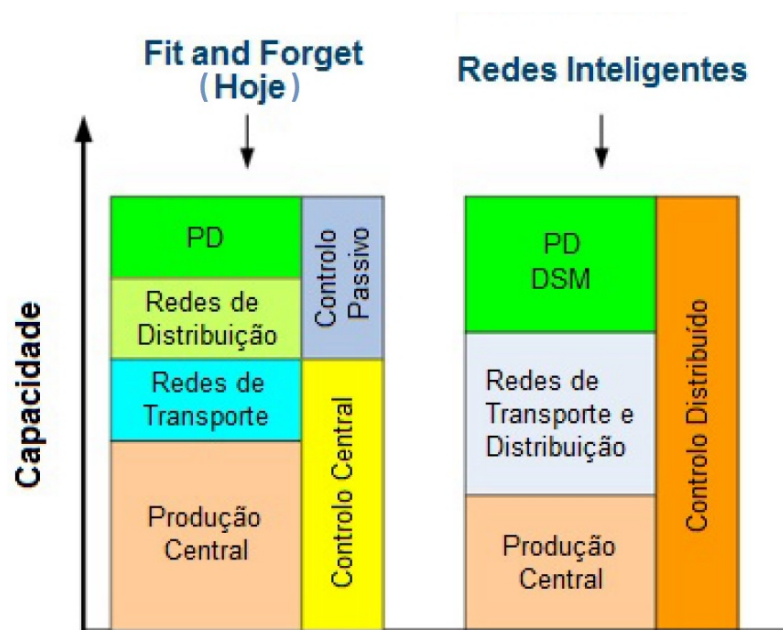


Figura 3.1: Estratégias de integração.

Esta abordagem permite aumentar substancialmente a capacidade de recepção de PD nas RD, sem que seja necessário proceder a investimentos massivos, mediante uma utilização racional das infraestruturas existentes (contribuindo assim para a maximização do seu valor).

3.1.1 Potência Reativa – Inversores FV

No sentido de resolver o problema do aumento dos perfis de tensão, têm sido equacionadas várias soluções de controlo, sendo de referenciar a utilização de sistemas de controlo de P e Q produzidas pela PD, em coordenação com o controlo da tensão ao nível da subestação AT/MT.

A injeção de P causa problemas de tensão num *feeder* de distribuição radial, sendo que este aumento de tensão é proeminente em torno do fim do *feeder* [33]. Assim sendo, a capacidade de injetar Q do inversor FV pode ser utilizada para reduzir o problema de subida de tensão com perdas de P muito pequenas.

Para um valor de potência aparente e potência ativa instantânea produzida de um inversor, o intervalo de produção de potência reativa permitido é dado pela Equação 3.1.1.

$$|QG| < \sqrt{S^2 - PG}$$

Um inversor pode operar com fatores de potência de 0,9 capacitivo e indutivo quando a sua capacidade é aumentada em 11% em relação à potência nominal [33].

A operação dos inversores FV num fator de potência não unitário reduz a injeção de P e permite absorção de Q. Além disso, a injeção de P na rede pode ainda ser mais limitada (se necessário) com recurso a um sistema de armazenamento de energia à base de baterias, reduzindo dessa forma

o problema de aumento da tensão. Os efeitos deste controlo na tensão dependem da potência de curto-circuito da rede, localização e capacidade do inversor.

Os inversores FV de hoje em dia possuem os seguintes métodos para controlo de tensão: fator de potência constante, Q constante, controlo Q(U) e FP(P). Na Figura 3.2 é possível observar o método de controlo de tensão FP(P) referido, sendo este permitido pela maior parte dos inversores modernos.

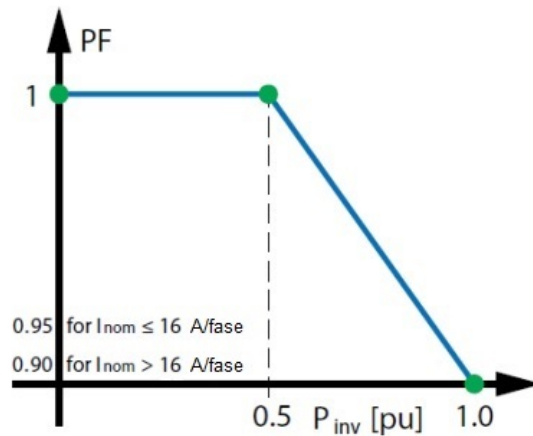


Figura 3.2: Controlo de tensão FP(P).

A compensação de reativa é por si só capaz de manter um perfil de tensão aceitável num cenário urbano (*feeder* de resistência baixa), enquanto que para um cenário rural (*feeder* de elevada resistência) é necessário um apoio coordenado de geração FV [33] [34].

3.1.2 Redução da Injeção da Potência Ativa – P/V

Como já foi identificado na Subsecção 3.1.1, o controlo de potência reativa aquando o aumento dos perfis de tensão no caso de grande integração de PD pode não ser suficiente.

Isto verifica-se principalmente nas redes de BT uma vez que estas são caracterizadas como redes fortemente resistivas, isto é, ao contrário das redes de MT onde a razão entre a reatância e a resistência (X/R) é mais elevada, nas redes de BT esta razão é muito baixa.

Considere-se a Figura 3.3:

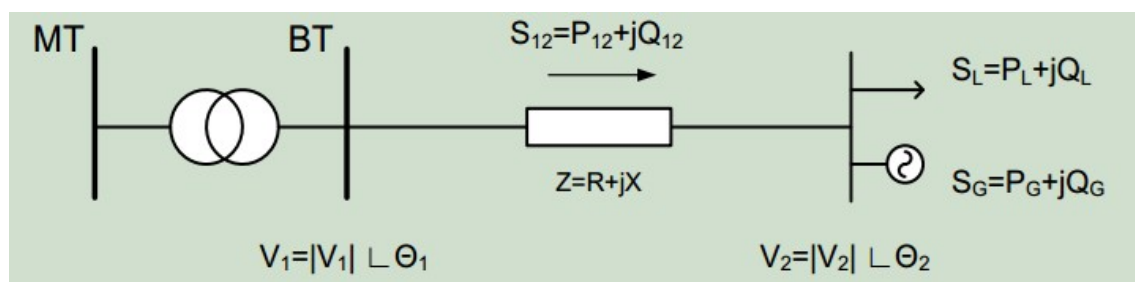


Figura 3.3: Exemplo de integração de uma unidade microG em redes de BT.

Uma vez que na rede BT a resistência é superior à reactância ($R \gg X$) é possível assumir que a reactância é aproximadamente nula, o que faz com que o TP ativa na linha 1-2 seja dado por:

$$\frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos(\theta_{12})}{R}$$

Através da expressão acima escrita, observa-se que a tensão é diretamente proporcional ao trânsito de potências ativa. Para que seja possível a injeção de potência ativa na rede de MT através da rede de BT pelas unidades de microG, é necessário que a tensão no barramento 2 (emissor) seja mais elevada que a do barramento 1 (receptor). Esta situação leva a que em cenários de elevada penetração de microG na rede de BT e de PD na rede de MT, requeira o desenvolvimento de um sistema de controlo de tensão por forma a que este aumento não exceda os limites estipulados (controlo de P em BT e de Q em MT).

Com o risco dos limites técnicos estabelecidos serem ultrapassados, a quantidade de microG que pode ser instalada na rede sem comprometer a qualidade da energia fornecida é limitada.

A ideia geral por trás deste controlo local é uma "banda morta" de tensão em que o operador de sistema pode atuar para definir a P_{ref} que pode ser injetada na rede.

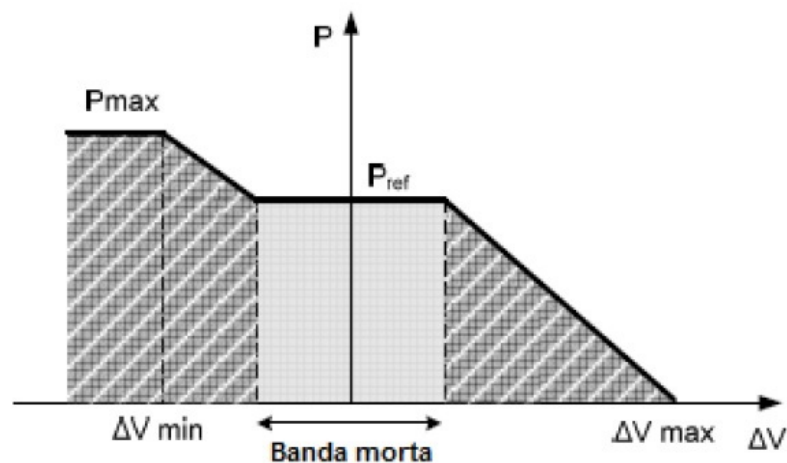


Figura 3.4: Relação de controlo P/V.

Este controlo local reduz autonomamente a injeção de potência caso a tensão assuma um valor acima da banda morta. Se o contrário ocorrer, ocorre um aumento da injeção de potência, limitando a P_{max} que pode ser extraída da unidade de microG [35]. O controlo é efetuado ao nível do inversor sendo que os seus parâmetros podem ser ajustados pelo controlador ao nível do posto de transformação, ou seja, a partir do ORD. No entanto, a redução de injeção de P da PD não vai de encontro à sua maximização. Isto traduz-se em menor rendimento para o *Prosumer* e maior impacto a nível ambiental devido à redução de potência injetada proveniente de RRE [33].

A premissa de elevada resistividade da rede nem sempre é verificada. No caso das redes urbanas, a relação X/R está próxima da unidade. Nestes casos, métodos de controlo que incluam a Q e armazenamento de energia são mais viáveis e competitivos [33].

3.1.3 Coordenação com Sistemas de Armazenamento de Energia

Com as grandes taxas de penetração de PD na rede, surge a necessidade dos SAE cobrirem o balanço entre a produção e o consumo de grandes quantidades de energia elétrica e durante maiores períodos de tempo. Isto deve-se ao facto de possibilitarem o seu carregamento enquanto o custo da energia está baixo e a injeção de energia quando o custo se encontra elevado.

Num cenário de massificação de PD, o valor de um SAE está nos serviços de controlo que pode oferecer, que não têm de coincidir com a tendência dos preços de energia.

Controlados de forma inteligente, os dispositivos de armazenamento de energia podem ser benéficos para os utilizadores do sistema elétrico, principalmente em horas mais exigentes a nível energético. Durante períodos de ponta, o controlo central de coordenação irá transmitir um sinal que ordena o descarregamento e os SAE distribuídos irão descarregar as baterias para cortar o consumo de pico na rede.

Estes dispositivos podem então ser usados de forma eficiente tanto para otimização do custo de energia, como para fornecimento de serviços importantes como o controlo de tensão da rede, permitindo assim regular e atenuar o impacto negativo da penetração de microG na rede. [36].

Desta forma, tem sido explorado o potencial de sistemas de baterias de armazenamento de energia a serem instalados para resolver os problemas de controlo de tensão e congestionamento apresentados anteriormente e criar condições para o auto-consumo [36].

3.2 Caracterização de redes típicas de BT

A informação disponível sobre redes de BT é muito mais limitada do que aquela que existe sobre redes de MT. Nas redes de BT, devido à inexistência de dados concretos relativamente à caracterização de clientes residenciais e comerciais, torna-se impraticável a aplicação de diagramas de carga específicos a cada tipo de cliente.

A consequência do estabelecimento de produção junto dos consumidores da rede de BT, resulta diretamente num efeito de redução de carga que o PT da rede BT correspondente solicita à rede de MT a montante. Por conseguinte, há um efeito de propagação do impacto da ligação de unidades de microG para a própria rede MT, e assim sucessivamente, até à RT.

Um trabalho de caracterização do impacto resultante da integração em larga escala de unidades de microG nas redes de distribuição, requereria, em última análise, o conhecimento global dessa mesma rede.

Informação referente às redes de BT é escassa, nomeadamente devido às soluções usadas no planeamento da mesma, a sua expansão, reforço e evolução e ao tempo de funcionamento ao qual se encontram sujeitas (em muitos casos várias dezenas de anos, impossibilitando ter informação detalhada sobre as mesmas).

A ausência de bases de dados e de sistemas de informação durante vários anos, o esforço necessário para a catalogação dessa informação nos dias de hoje e o número de clientes com

capacidade de alterar a respetiva ligação bem como a potência contratada, também determinam a falta de informação neste tipo de redes.

Neste trabalho pretende-se apresentar uma solução que permita uma integração mais segura e consistente de unidades de PD. Para isso, é preciso ferramentas por parte de quem opera a rede para perceber onde se deve atuar em caso de anomalia.

3.2.1 Trânsito de potência em redes de distribuição de baixa tensão

O aumento da penetração de energia produzida por microG nas redes de distribuição de BT têm associados diversos impactos técnicos. O efeito de variação de tensão nos barramentos ao longo da rede tem assumido maior relevo ao nível da operação e do controlo das redes BT. Este impacto é o principal fator limitante da integração massiva da microprodução nas redes BT.

No âmbito deste trabalho e respeitando o conceito de Rede Inteligente (RI), dentro das estratégias descritas a que se mostra mais promissora é a que envolve atuação ao nível da potência ativa. No entanto é necessário desenvolver uma estratégia de controlo que permita a coordenação eficiente entre os vários elementos distribuídos na rede.

A realização deste trabalho pretende, através da avaliação dos impactos que a microprodução reproduz nos perfis de tensão, propor estratégias baseadas na implementação e controlo de recursos distribuídos na rede BT para efetuar a uma gestão inteligente dos perfis de tensão. Desta forma, serão realizadas diversas simulações com o objetivo de ensaiar e validar os testes efetuados recorrendo a modelos matemáticos que reproduzem o comportamento real do sistema.

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático correspondente ao trânsito de potência em redes de distribuição BT.

3.2.1.1 Algoritmo do trânsito de potências

O algoritmo do trânsito de potência a utilizar deve considerar as características das redes de distribuição de BT, a sua topologia radial, redes trifásicas com neutro com a presença de cargas e tecnologias de microprodução.

Desta forma, no algoritmo do trânsito de potência de três fases, cada secção de linha ou nó na rede é numerado por um único índice, independentemente do número de fases dessa secção de linha ou nó. A Figura 3.5 representa a secção de linha l entre os nós i e j com admitâncias *shunt* e cargas ligadas aos nós. Se qualquer fase, neutro ou ligação à terra da secção de linha não existir, a matriz correspondente terá as linhas e colunas preenchidas por zeros.

Onde a , b , c representam as fases, n é o neutro e g é a terra.

Tendo por base a Figura 3.5, a matriz de impedâncias Z_l da secção de linha l pode ser representada pela matriz 5×5 :

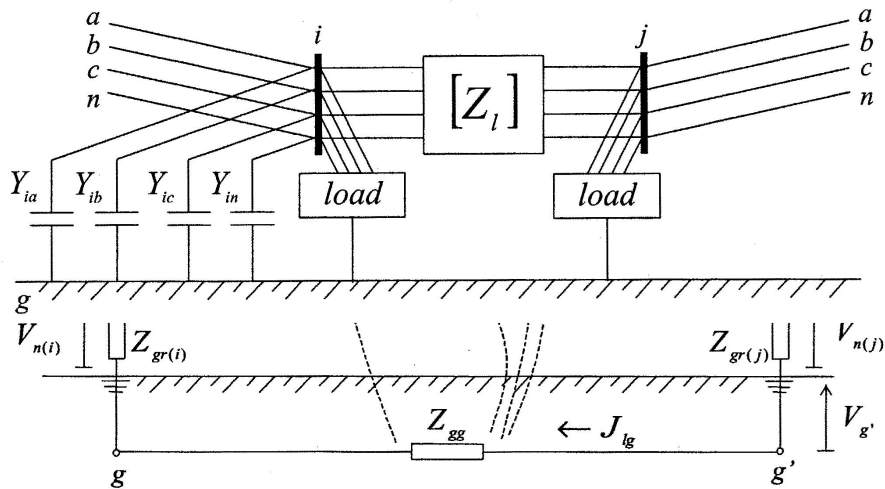


Figura 3.5: Secção da linha trifásica de quatro condutores, considerando a terra.

$$[Z_l] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{ad} & Z_{ae} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bd} & Z_{be} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cd} & Z_{ce} \\ Z_{da} & Z_{db} & Z_{dc} & Z_{dd} & Z_{de} \\ Z_{ea} & Z_{eb} & Z_{ec} & Z_{ed} & Z_{ee} \end{bmatrix}$$

O modelo de uma linha de distribuição trifásica de quatro condutores está representado na Figura 3.6.

Considerando que o nó de raiz é o barramento de referência com valores de módulos de tensão e fase conhecidos, o algoritmo iterativo proposto para resolver o sistema radial consiste nos três seguintes passos.

1. Cálculo da corrente em cada barramento;
2. Fase ascendente – Cálculo da corrente na secção de linha;
3. Fase descendente – Cálculo da tensão em cada barramento.

No final de todos os passos referidos anteriormente serem executados numa iteração, as variações em cada nó para todas as fases, neutro e terra são calculadas.

3.2.2 Modelos de Simulação

O foco deste trabalho é encontrar estratégias de controlo de redes de BT (mais ou menos elaboradas) que possam ser implementadas sobre a estrutura de RI.

A escolha destas estratégias depende da informação disponível, isto é, as soluções que se pode implementar quando se tem conhecimento de todas as características da rede e as soluções que se podem implementar quando há um conhecimento parcial dessas características.

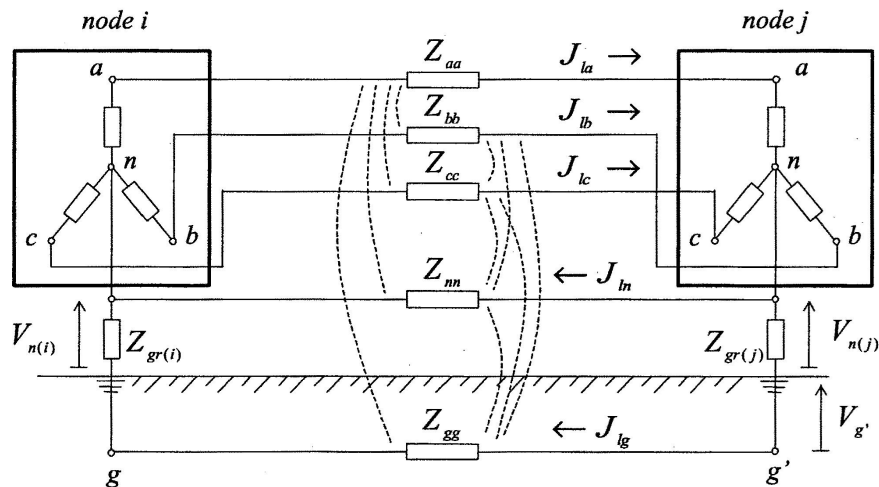


Figura 3.6: Modelo de uma linha de distribuição trifásica com quatro condutores, ligada à terra em vários pontos.

O armazenamento de características da rede de BT como o tipo de condutores e a sua localização é um desafio para o Operador da Rede de Distribuição (ORD). A caracterização aprofundada da rede BT necessita de uma infraestrutura de gestão e armazenamento que o ORD carece tanto por razões monetárias (estas infraestruturas exigem um grande investimento) como por falta de capacidade de processamento de dados devido aos milhares de nós presentes na rede de BT.

Por forma a contornar este tipo de limitações, foi proposta uma alternativa baseada em inteligência computacional, com a capacidade de funcionar com uma menor quantidade de informação que no cenário anterior. A informação que começa a aparecer é fruto da instalação das AMI.

Deste modo, é possível saber de uma forma síncrona a tensão nos pontos de consumo. Ou seja, graças ao relógio e GPS dos CI, é possível obter algumas tensões dos nós da rede para analisar o seu comportamento.

Mas a abordagem tomada não é estática, não é o operador que escolhe os recursos a atuar. Os recursos podem mudar consoante a sua disponibilidade e podem ser influenciados pelo ambiente do mercado.

Caso uma rede BT esteja bem caracterizada é possível recorrer a um .

1. **Conhecimento total da topologia da rede BT:** Neste caso, há acesso à topologia da rede, bem como das características elétricas de todos os componentes da rede. Na presença deste tipo de informação é possível executar um TP trifásico desequilibrado.

Isto é definido por uma série de cálculos de TP (neste caso em particular um *backward-forward sweep*) que visam testar várias soluções para mitigar o problema. A fim de determinar a opção mais adequada, para resolver um determinado problema técnico de acordo com os objetivos estabelecidos, é efetuada a alteração dos pontos de funcionamento dos vários equipamentos. A simulação segue um conjunto de diretrizes de controlo para aplicar

nos recursos da rede, que se encontram classificados de acordo com a ordem de mérito de atuação, apresentada na Secção 4.1.

2. **Conhecimento limitado da topologia da rede BT:** Neste caso, a topologia de rede é desconhecida sendo que só há acesso às medidas fornecidas pelos CI e às coordenadas geográficas dos consumidores. Neste caso, é avaliado o impacto das ações de controlo a serem impostas aos recursos controláveis da rede.

Esta solução é adotada de forma a responder à fragilidade atual, inerente à falta de informação das redes BT. A oportunidade de o fazer surgiu graças às informações fornecidas pelos CI, isto é, graças aos valores de tensão nos nós por eles fornecidos, sem contudo conhecer todas os dados referentes à rede.

Uma solução do tipo CP permite aliviar um pouco a necessidade de instrumentalizar a rede, reduzindo os impactos a nível de custos e de quantidade de informação.

A principal diferença entre os casos CT e CP é que com conhecimento limitado não é possível avaliar os efeitos reais das ações de controlo determinadas por meio de simulação. Isto tem implicações ao nível da precisão do procedimento de controlo, bem como ao nível do tempo total de resposta necessário para resolver o problema de tensão.

OS modos de operação destas estratégias estão descritas em maior detalhe nas Subsecções 4.1.1.1 e 4.1.1.2.

3.2.3 Caracterização da rede em estudo

A rede alvo de estudo deste trabalho é baseada numa rede semi-rural real portuguesa fornecida pela EDP Distribuição, sendo trifásica desequilibrada, com cargas domésticas e elevada penetração de unidades de microG. Estas encontram-se ligadas aleatoriamente por barramento e por fase. Todos os pressupostos da rede estão de acordo com este tipo de funcionamento.

Trata-se de uma rede radial, representada na Figura 3.7 com 33 barramentos (um barramento de referência) e 32 linhas, com unidades de microG instaladas e cargas instaladas em respetivamente 15 e 29 barramentos. Foi utilizado um transformador de 100 kVA para alimentar os 3 *feeders* principais da rede BT em estudo.

Redes semi-rurais têm tipicamente *feeders* muito compridos, no entanto são redes que têm componentes resistivas muito elevadas onde realmente os problemas são mais frequentes (proximidade aos PTs é muito maior e as cargas têm efeitos de cancelamento). O fato de se trabalhar com uma rede semi-rural real, em que as características dos condutores e potências nas instalações de utilização correspondem a valores que existem na realidade, atesta à qualidade e validade dos resultados da ferramenta a analisar no Capítulo 5.

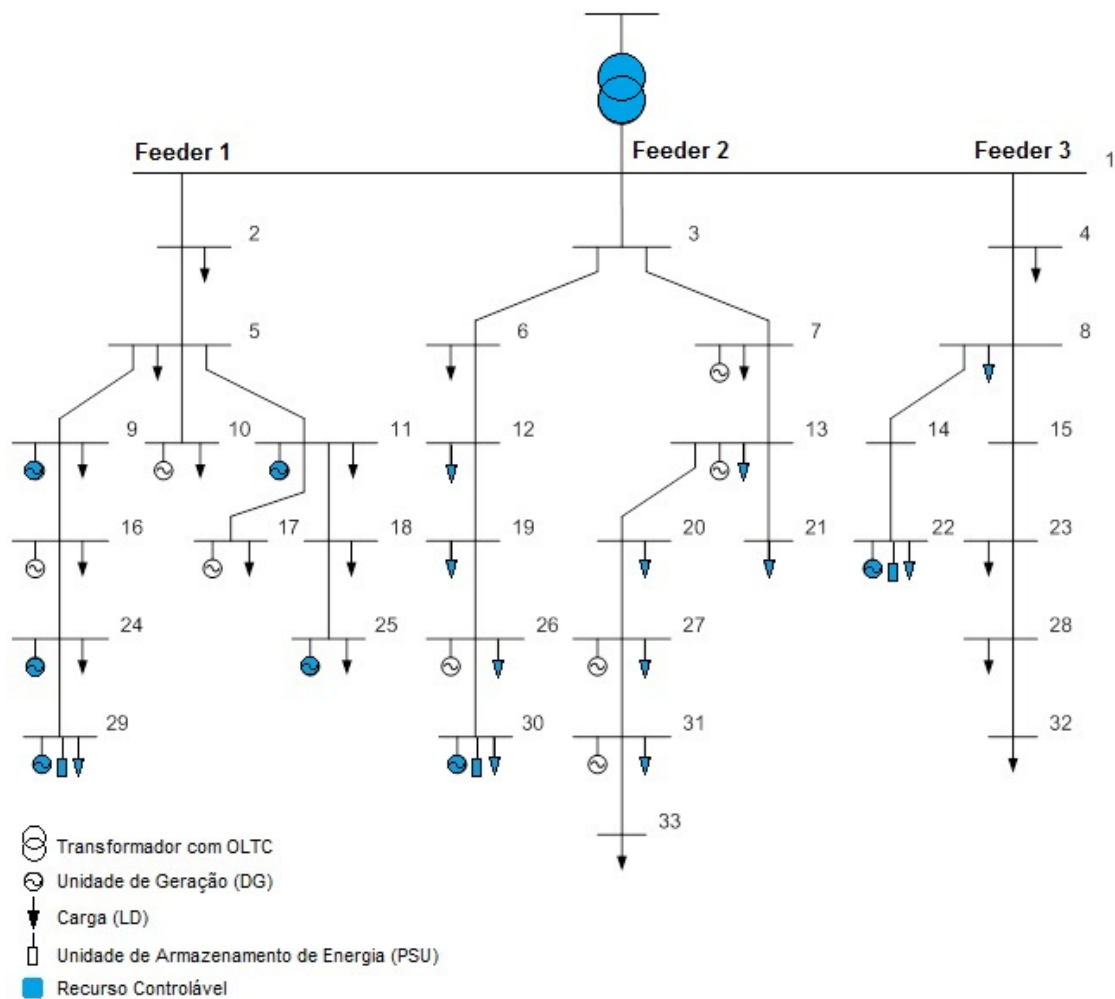


Figura 3.7: Esquema representativo da RD BT em teste.

É de referir que a rede BT é trifásica e desequilibrada. Os seus consumidores são maioritariamente monofásicos, estando distribuídos pelas três fases e com valores de tensão nas mesmas que nem sempre são iguais. As Tabelas 6.1 e 6.2, localizadas no Anexo A, apresentam os dados relativos às potências contratadas, por barramento e fase, bem como as Pinst nas unidades de microG. No mesmo anexo, as características referentes às linhas da rede em BT podem ser consultadas na Tabela 6.3.

Neste trabalho pretendeu-se obter uma aproximação do comportamento de uma rede de um sistema real, considerando que funciona em modo normal de operação, ligada à rede pública de distribuição. Todos os pressupostos da rede estão de acordo com este tipo de funcionamento.

A rede em estudo foi escolhida de modo a que fosse possível que situações de violação de tensão pudessem acontecer, em que os resultados fossem significativos e onde de facto fosse possível fazer uma análise comparativa entre os dois. Esta análise é feita na Secção 5.2 com vista a que seja possível perceber qual dos dois casos tem melhor desempenho.

Na realização deste trabalho consideram-se dois cenários de estudo, que diferem no tipo de violação que criam na rede BT em estudo:

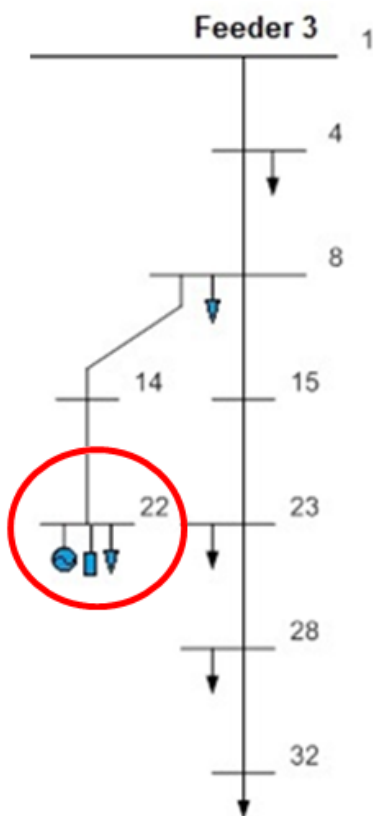


Figura 3.8: Pormenor da Figura 3.7, referente ao cenário A.

1. Cenário A: Cenário de Sobretensão no barramento 22, fase 1;
2. Cenário B: Cenário de Subtensão no barramento 26, fase 2.

3.2.4 Definição dos cenários de estudo

3.2.4.1 Cenário A

No cenário A é verificado um problema de sobretensão, no barramento 22, fase 1. Este problema está localizado no *feeder* 3, como se pode verificar na Figura 3.8.

Tabela 3.1: Fatores de Simultaneidade e Geração por *feeder*, no Cenário A.

Feeder	FS	FG
1	0,25	0,75
2	0,15	0,75
3	0,1	0,9

Na Tabela 3.1, é possível observar que o *feeder* 3 tem um fator de simultaneidade (FS) de 0,1 aliado a um fator de geração (FG) de 0,9.

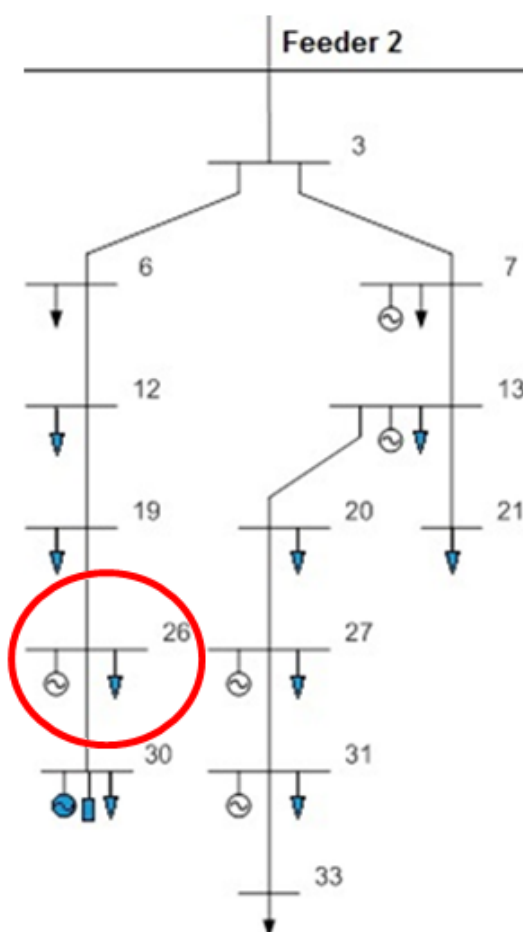


Figura 3.9: Pormenor da Figura 3.7, referente ao cenário B.

Neste caso, verifica-se FG muito elevados (próximos da unidade). Aliado à influência reduzida das cargas presentes nos restantes equipamentos (FS igual a 0,1 e 0,25, dependendo do *feeder*), não há consumo que compense o excesso de geração nos *feeders* (em particular, no *feeder* 3).

Os valores verificados na rede antes e após a aplicação dos algoritmos com Caso CT e CP serão abordados na Secção 5.1.1.

3.2.4.2 Cenário B

No cenário B é verificado um problema de subtensão, no barramento 26, fase 2. Este problema está localizado no *feeder* 2, como se pode verificar na Figura 3.9.

Tabela 3.2: Fatores de Simultaneidade e Geração por *feeder*, no Cenário B.

Feeder	FS	FG
1	0,2	0,2
2	0,6	0,1
3	0,3	0,2

Como se pode verificar na Tabela 3.2, o *feeder 2* tem um FS de 0,6 aliado a um FG de 0,1.

Neste caso, verificam-se FG muito reduzidos. O elevado FG que se verifica no *feeder 2* contribui para a redução dos níveis tensão no mesmo. Como o FG de 0,1 não permite que este fenómeno seja atenuado, foi verificada uma subtensão. Não há geração que compense a forte presença de carga no *feeder 2*.

Os valores verificados na rede antes e após a aplicação dos algoritmos com Caso CT e CP serão abordados na Secção 5.1.2.

3.2.4.3 Ferramenta de Simulação

A ferramenta de simulação utilizada para implementar o trânsito de potências foi o *Matlab*®, ferramenta computacional desenvolvida pela *MathWorks*. *Matlab*® representa uma linguagem de alto nível e um ambiente interativo de computação numérica, visualização e programação, que permite analisar informação, desenvolver algoritmos, e criar modelos e aplicações.

O programa desenvolvido no âmbito desta dissertação foi criado em ambiente *Matlab*®, tendo por base um *script* desenvolvido pelo INESC TEC, ainda em fase inicial. Esse *script* permitia simular cenários de sobretensão numa rede BT, com conhecimento total da topologia da rede.

Neste momento, o programa é adaptável a qualquer rede de BT num cenário rural ou semi-rural dado que compensação de potência reativa não está incorporada nas suas funcionalidades. O desenvolvimento deste novo programa teve por objetivo principal permitir a execução de diferentes estratégias de controlo de tensão, garantindo a possibilidade de se efetuar a comparação dos resultados nas várias soluções.

Capítulo 4

Metodologia e Algoritmo

A crescente presença de PD, especialmente unidades baseadas em RRE como a eólica ou solar que se caracterizam por geração variável de energia, leva à necessidade de desenvolvimento de novos algoritmos de controlo e gestão avançados, dentro do paradigma geral das RI.

Ações de controlo local podem ser aplicadas desligando as unidades de microG (antes do accionamento dos sistemas de proteção), por redução da potência injetada. Esta é feita através do controlo da interface de eletrónica de potência (inversor) por meio de uma característica *droop* ou através do envio de um novo *set-point* para o inversor, a fim de alterar o seu output (que é uma solução já disponibilizada por alguns fabricantes de inversores tais como *SMA Solar Technology AG*).

No entanto, esta estratégia pode ser muito penalizadora para os proprietários de microG de base renovável, especialmente para os que estão localizados em zonas críticas da rede, como no final de *feeders* longos e resistivos. Caso haja geração em excesso, pode resultar em ações de corte frequentes.

Tendo isto em consideração, é proposta uma nova estratégia de controlo de tensão, aproveitando as informações da AMI. Esta tem a capacidade de lidar com as especificidades de operação de rede em regime trifásico desequilibrado e não depende exclusivamente da capacidade de observação da rede BT.

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar uma descrição geral e detalhada da metodologia proposta para controlar os desvios de tensão resultantes da integração de PD na RD de BT.

Inicialmente é apresentada uma visão global dessa metodologia. De seguida, nas várias secções deste capítulo detalham-se todas as fases da mesma. Para além da apresentação conceptual da metodologia proposta, apresenta-se ainda a forma da sua implementação, bem como uma descrição do software utilizado. O algoritmo de controlo centralizado foi desenvolvido no INESC TEC. Finalmente, é ainda apresentada a forma de tratamento dos resultados obtidos.

4.1 Formulação

A metodologia proposta é baseada num conjunto de regras e medidas que seguem uma ordem de mérito dos recursos controláveis da rede, de forma a cumprir o macro-objetivo de maximizar geração RRE do ORD (i.e. utilizar todas as alternativas de controlo antes de recorrer ao corte de geração RRE).

A prioridade das ações de controlo depende do tipo de recursos disponíveis na rede e deste macro-objetivo, começando nos dispositivos de armazenamento de energia (considerados controláveis pelo ORD), transformadores de subestações MT/BT com OLTC, unidades de microG, em casos de sobretensão, terminando nas cargas controláveis, em casos de subtensão.

As duas primeiras ações são direcionadas aos recursos que são controláveis pelo ORD. Atuar neste tipo de recursos representa um custo reduzido ou nulo devido ao investimento feito previamente pelo ORD. Estes recursos são utilizados em primeiro lugar para não ter que recorrer a outros, pertencentes a clientes.

Sendo assim, é expectável que manobras de ativos do distribuidor sejam mais baratas do que cortes ou mobilizações de carga ou de geração dos consumidores.

Para além de implicarem custos mais elevados para o ORD, as duas últimas ações de controlo podem afetar a sua fiabilidade e a satisfação dos clientes. Deve-se evitar ao máximo causar qualquer falha no serviço do cliente, mesmo que essa ação seja recompensada financeiramente ou com outro benefício.

Os transformadores com capacidade OLTC, são recursos tipicamente propriedade do ORD que também podem ser utilizados para fins de controlo de tensão, requerendo um valor de remuneração pouco significativo (o elevado investimento efetuado no transformador é rentabilizado com estas manobras).

As unidades de microG ou cargas flexíveis utilizadas pertencem a clientes BT. Neste caso, assume-se que a flexibilidade do cliente (para a geração ou carga) é assegurada através de um contrato bilateral entre o cliente e o ORD, ou através de um mecanismo de mercado para o fornecimento de serviços auxiliares, por meio de um agente agregador.

Para cada tipo de ativo controlável da rede, a ação de controlo é determinada tendo em conta um conjunto de fatores que dá prioridade à unidade mais adequada para resolver uma violação de tensão em específico. Estes passam pela proximidade ao local da violação de tensão, pela flexibilidade da operação e pelo impacto na redução do desvio de tensão.

4.1.1 Implementação

Cada rede BT é gerida por um ORD que é responsável pela gestão das diferentes unidades de PD a jusante da correspondente subestação secundária MT/BT. Os Contadores Inteligentes (CI) instalados ao nível do cliente são utilizados para monitorizar e controlar esses recursos locais, seja de carga ou geração.

No entanto, o principal obstáculo para a operação eficiente do sistema de distribuição BT tem a ver com o fato de que essas redes são muitas vezes mal caracterizadas, tanto em termos de

topologia como em termos de características elétricas das linhas ou cabos. A metodologia proposta é adaptável, uma vez que é capaz de resolver problemas de tensão em duas situações distintas, com conhecimento total ou limitado da Rede BT.

4.1.1.1 Caso CT - Conhecimento total da Rede BT

O algoritmo para o esquema de controlo centralizado foi desenvolvido em *Matlab*® e inclui uma rotina de TP, utilizada para RD radial trifásica desequilibrada. O algoritmo é baseado na técnica *backward-forward sweep*, que é extremamente rápida para alcançar convergência. [7]

Esta informação é complementada pelos dados mais recentes de injeção de energia disponíveis nos diferentes nós da rede, dados históricos, o que fornece uma visão aproximada do estado da rede em tempo quase real (ou seja, um instantâneo do sistema BT).

O algoritmo de controlo de tensão pode ser corrido periodicamente após cada atualização da condição da rede (i.e. ciclo de medição das principais quantidades, tais como injeções de potência em cada nó) ou depois de receber um alarme de tensão de um CI. Sempre que uma violação é detectada, uma solução adequada para controlar perfis de tensão é determinada através de testes de várias soluções possíveis de forma iterativa, seguidos da identificação dos recursos em que se deve atuar a fim de resolver a violação de tensão.

É de notar que este método foi desenvolvido para RD radiais, embora possa ser adaptado para redes emalhadas.

4.1.1.2 Caso CP - Conhecimento parcial da Rede BT

Com limite de informação e sem a possibilidade de se executar um TP, o algoritmo utilizado é baseado numa abordagem recursiva. Neste caso, as únicas informações disponíveis são referentes às leituras dos CI, à posição geográfica de cada unidade (carga, aparelho de microG ou dispositivo de armazenamento de energia), bem como a fase a que está ligada.

Caso seja detectado um problema de tensão, é gerado um alarme e determinada a sua localização. Tendo em conta essa informação e a fase em que se situa o problema, é criada uma lista com os equipamentos, novamente de acordo com as prioridades estabelecidas em 4.1.

Aqui é utilizado um sistema de gestão das ações de controlo, sendo que cada ação é aplicada sucessivamente nos ativos controláveis até que o desvio de tensão seja corrigido, de acordo com as regras de prioridade previamente estabelecidas.

4.2 Especificação de funções

A ferramenta desenvolvida visa assegurar controlo de tensão em tempo quase real em redes BT recorrendo a ativos disponíveis na rede que possam ser geridos para fins de controlo de tensão. Esses ativos incluem ativos do ORD que possam estar presentes na rede, tais como dispositivos de armazenamento ou *On-Load Tap Changer* (OLTC) na subestação secundária MT/BT, e ativos

detidos por clientes tais como unidades de geração distribuída (DG), unidades de armazenamento de energia (PSU) e cargas flexíveis.

A abordagem proposta usa uma ordem de mérito para selecionar o(s) ativo(s) mais adequado(s) a mobilizar, não sendo totalmente dependente da observabilidade da rede.

4.2.1 Inputs

Os *inputs* relevantes para a ferramenta são os seguintes:

1. Medições de magnitudes de tensão;
2. Medições de potência injetada (ativa e reativa, se disponível);
3. Localização geográfica dos equipamentos de rede;
4. Estado atual de funcionamento dos equipamentos presentes na rede;
5. Topologia da rede (se disponível);
6. Características técnicas dos equipamentos de rede.

Os inputs do algoritmo de controlo podem ser alterados tendo em conta as preferências do ORD. Alguns exemplos desses parâmetros são a seleção por tipo de equipamentos a serem considerados no algoritmo e os limites de tensão.

4.2.2 Outputs

Os *outputs* da ferramenta são os seguintes:

1. Novos pontos de ajuste para os ativos da rede, ou seja, novas posições de tomadas do transformador MT/BT e novos pontos de operação para os ativos presentes na rede BT;
2. Lista de equipamentos operados com restrições;
3. Localização dos barramentos e fase onde foram verificadas as violação a resolver.

A saída da ferramenta é um conjunto de ações de controlo para os vários dispositivos presentes na rede BT.

4.3 Automatização do Processo

Como foi explicado anteriormente, a metodologia de controlo é baseada num conjunto de regras que visa a gestão dos ativos da rede de forma prioritária, a fim de mitigar potenciais problemas técnicos que possam surgir na operação de distribuição. O grau de eficiência deste módulo de controlo está relacionado com a qualidade da informação disponível sobre o atual estado da rede.

Caso a topologia completa da rede esteja disponível, com medições atualizadas, é possível executar um TP trifásico desequilibrado. Caso contrário, o primeiro equipamento da lista é selecionado sendo determinado o *set-point* correspondente, com recurso aos valores da Tabela 4.2.

O programa desenvolvido tem por base os casos CT e CP, descritos nas subsecções 4.1.1.1 e 4.1.1.2. Através de qualquer um destes *scripts*, dependendo da RD a analisar, é possível alterar em cada um deles o tipo de topologia de rede.

As redes de BT representadas pelos Cenários A e B são devidamente caracterizadas por dados de entrada organizados num ficheiro *Excel*. O *script* foi realizado de forma a garantir que após a introdução dos parâmetros anteriormente descritos, e sua posterior execução, os dados fossem corretamente importados e guardados em variáveis internas do *script*.

Para cada rede de BT, os dados de entrada são relativos à presença de transformadores com capacidade OLTC, unidades de armazenamento, de geração e cargas distribuídas (presença, *feeder*, barramento e fase), informação referente às linhas BT (comprimento e valores de impedância de linha), à potência de carga instalada, de microG e respectivos barramentos.

Após a seleção dos parâmetros a analisar, é apenas necessário executar os *scripts* desenvolvidos para obter os resultados da simulação. O processo decorre automaticamente, sendo os resultados colocados de forma ordenada em ficheiros de texto. Estes ficheiros são utilizados para posterior tratamento e análise em ambiente *Excel*.

4.4 Descrição global da metodologia proposta

A metodologia que seguidamente se apresenta para o controlo de tensão em redes de BT por atuação em recursos distribuídos assenta na exploração do conjunto de informação que foi descrita no Capítulo 3: redes de BT, ativos e cenários de integração de microG. Os algoritmos usados nas simulações computacionais foram considerados os seguintes pressupostos:

1. Análise do impacto da introdução de unidades de microG na RD de BT;
2. Identificação do tipo de violação presente na rede;
3. Aplicação do algoritmo referente aos cenários em estudo;
4. Recolha da informação relativa ao comportamento da rede em cada cenário.

Partindo dos pressupostos descritos anteriormente, foi possível criar uma metodologia global para abordar o problema. Esta é representada no fluxograma da Figura 4.1 e descreve-se de seguida.

Inicialmente, as características da rede são carregadas e o algoritmo é executado no software *Matlab*®. Os Casos encontram-se descritos pormenorizadamente nas seções 4.1.1.1 e 4.1.1.2. A compilação de dados de entrada é necessária a fim de avaliar o estado atual da rede e determinar qual o equipamento mais adequado para resolver a violação de tensão. O carregamento da rede,

assim como a execução dos algoritmos, foi realizada de forma automática.

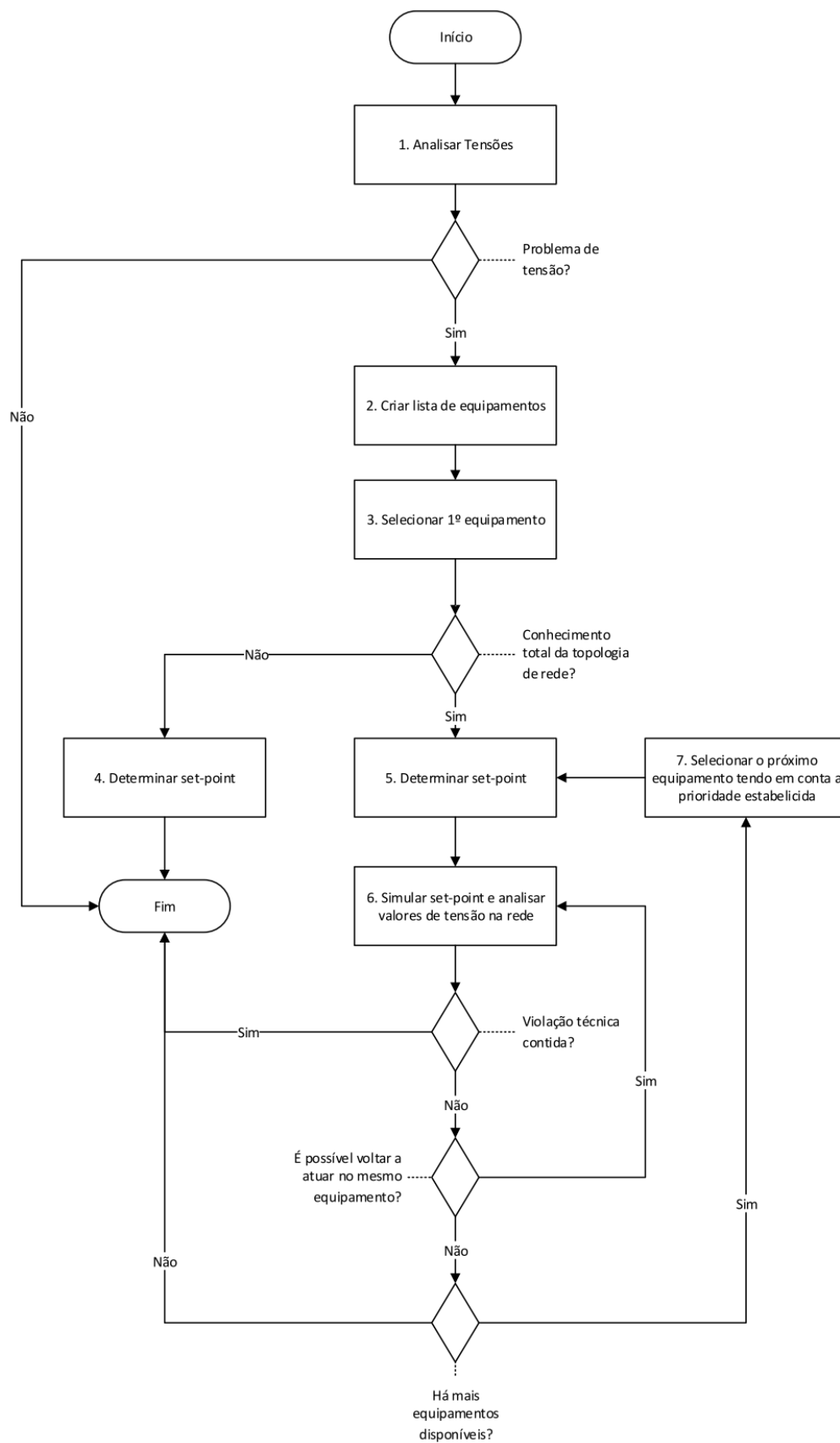


Figura 4.1: Fluxograma do algoritmo criado.

No ponto 1, é verificado se os valores de tensão respeitam os limites estabelecidos na Equação 4.1 nas 3 fases de cada barramento.

$$0.95 \leq V \leq 1.05 \quad (4.1)$$

Verificada a existência de um problema na rede, avança-se para o ponto 2 em que é criada uma lista com os equipamentos que têm capacidade de atuar no cenário e caso em questão. Neste ponto são determinados e guardados os barramento e fase em que se verifica a violação de tensão mais grave.

Como parte da responsabilidade do ORD passa por garantir a continuidade e qualidade de serviço do cliente, dentro do que é economicamente razoável, os primeiros equipamentos a atuar deverão ser os que pode efetivamente controlar (i.e. transformadores e PSU).

Os equipamentos são então ordenados por distância geográfica (ao barramento em que se verifica a violação) e por flexibilidade (se um ativo é controlável ou não).

Selecionado o 1º equipamento da lista, é determinado o *set-point* a enviar tendo em conta a natureza do ativo (ponto 4 para CP e ponto 5 para CT). O algoritmo de controlo de CP é semelhante ao CT mas tem por objetivo principal determinar apenas o valor do *set-point* em questão. A alternativa determina o *set-point* mas efetua um TP trifásico desequilibrado, para determinar rapidamente se a violação de tensão foi contida.

No caso das PSU, DG e cargas, o *set-point* a enviar para o equipamento é determinado tendo em conta o desvio de tensão da violação (a partir de 1 p.u.), a distância geográfica (em metros) entre o equipamento e o barramento em que se verifica o problema e a potência ativa arbitrada, que varia consoante o tipo de ativo.

No caso do PSU foi arbitrado o valor de 3kW, devido à impossibilidade de determinar a potência instantânea. No caso dos equipamentos de corte de potência, foi considerada a potência nominal por questões de comodidade para o ORD. Nestes ativos, o valor de potência instantânea é volátil a ponto de não permitir uma avaliação adequada da rede.

No caso de OLTC, o tipo de violação de tensão dita a alteração das tomadas do transformador, aplicando o respetivo valor de *step-voltage* à tensão nominal. O estado operacional do transformador MT/BT com capacidade OLTC é composto pelas etapas disponíveis para mudança de tomada, bem como as características operacionais do transformador e o número permitido de comutações, se disponível.

Se o ORD não tiver acesso à topologia completa da rede, o algoritmo termina com a determinação do *set-point* a aplicar. No entanto, sendo conhecida a topologia total da rede, é efetuado um PF, sendo os valores de tensão da rede novamente analisados (ponto 6).

Caso haja folga para atuar novamente no mesmo equipamento, isto é, caso haja carga ou geração para cortar ou possibilidade de injetar ou consumir potência, efetua-se de novo o passo 6. Na impossibilidade de atuar novamente no equipamento atual, é selecionado o equipamento

seguinte na lista criada no ponto 2 (ponto 7). O algoritmo termina caso a violação técnica seja contida após o TP ou caso a lista de equipamentos seja esgotada.

4.4.1 Ações de ordem e de controle

O fator de decisão prioritário para ordenar os dispositivos é a sua localização geográfica. Quanto mais perto estiver a unidade do problema (supondo que o problema e a unidade estão localizados na mesma fase), maior o impacto na solução da violação.

A localização geográfica é o fator com maior impacto na redução da tensão de violação mas se, por algum motivo, existirem conflitos na triagem das unidades pela sua localização geográfica (por exemplo, dispositivo de armazenamento instalados no mesmo local) o fator de decisão a aplicar para classificar as unidades é a sua flexibilidade de operação.

A flexibilidade de operação das DG e das cargas flexíveis pode ser avaliada pelo tipo de contrato de ligação que uma unidade específica pode ter com o ORD.

Podem existir contratos flexíveis que permitem que o ORD controle a potência de saída de certas DG, em condições especiais, restringindo o cliente por um período de tempo ou período do dia.

Este tipo de contratos cria uma oportunidade de gestão de potência injetada num determinado nó de rede para controlar uma violação técnica com custos mínimos associados. Os custos associados aos cortes de energia em *Prosumers* sem contrato com flexibilidade são maiores, sendo essas ações reservadas como um último recurso.

A determinação dos *set-points* a enviar aos equipamentos da rede BT difere para cada tipo de equipamento. Para o caso dos dispositivos de armazenamento, as orientações considerados para as ações de controle são apresentadas na Tabela 4.1. Os seus valores refletem a percentagem de energia disponível para ser reduzida/aumentada, de acordo com a distância geográfica e o desvio de tensão a partir de um valor de referência pré-definida de 1 p.u.

Tabela 4.1: Valores de *set-point* a aplicar com CT da rede.

Desvio de tensão (a partir 1 p.u.)	Distância entre ativos (m)			
	d <100	100 <d <500	500 <d <1000	d >1000
8%	10 %	20 %	30 %	50 %
10%	20 %	30 %	40 %	60 %
12%	40 %	50 %	60 %	80 %
15%	60 %	70 %	80 %	100 %

Uma vez avaliada a magnitude do desvio de tensão, um *set-point* de operação é simulado. Em relação ao caso específico dos PSU, quando é necessário alterar o seu modo de funcionamento (de injetar para consumir ou vice-versa), os valores indicados na Tabela 4.1 são aplicados com a mesma amplitude mas com sinal oposto. Se na iteração seguinte o problema persistir, um novo *set-point* é calculado e simulado. No caso dos aparelhos de corte, é efetuada uma abordagem semelhante à dos PSU.

Tabela 4.2: Valores de *set-point* a aplicar com CP da rede.

Desvio de tensão (a partir 1 p.u.)	Distância entre ativos (m)			
	d <100	100 <d <500	500 <d <1000	d >1000
8%	25 %	35 %	45 %	65 %
10%	35 %	45 %	55 %	75 %
12%	55 %	65 %	75 %	95 %
15%	75 %	85 %	95 %	100 %

É de realçar que os valores das tabelas de *set-points* são específicos para cada rede BT e que as percentagens e distâncias consideradas podem ser alteradas pelo ORD. Os valores apresentados devem ser considerados como indicativos.

Para o OLTC, são feitas mudanças nas tomadas dos transformador (*step-voltage*: uma no Caso CT e duas no Caso CP). Avaliados os efeitos dessa ação de controlo, se for necessário e viável, uma nova mudança de tomada pode ser aplicada. O *step-voltage* pode ser aplicado tantas vezes quanto for necessário, até que seja atingido o limite de posição de tomada.

Capítulo 5

Apresentação e Análise de Resultados

Este capítulo contempla a apresentação e análise dos resultados obtidos nas diversas simulações, efetuadas para os Casos CT e CP caracterizadas no 3, seguindo a metodologia proposta no capítulo 4. Deste modo, pretende-se identificar e demonstrar as diferenças a nível de tensão nos dois Casos, procedendo à comparação dos mesmos. O objetivo principal deste capítulo consiste em avaliar o desempenho e a evolução das grandezas fundamentais, nomeadamente, dos valores de tensão.

Nas subsecções seguintes são apresentados os resultados obtidos após a implementação das estratégias de controlo de tensão desenvolvidas.

5.1 Resultados Numéricos

Por forma a poder testar os efeitos das estratégias implementadas em situações de sobretensão e subtensão, foram provocados dois cenários distintos de violação de tensão na rede BT apresentada na Subsecção 3.2.3:

1. **Cenário A:** Sobretensão no barramento 22, fase 1, provocada pela presença excessiva de geração no *feeder* 3;
2. **Cenário B:** Subtensão no barramento 26, fase 2, provocada pela presença excessiva de carga no *feeder* 2.

Estas violações foram criadas tendo em vista cenários extremos. A opção de analisar este tipo de cenário foi feita de forma a verificar se o algoritmo desenvolvido funciona corretamente em casos intermédios.

Para estes casos de teste, foi considerada uma variação de tensão limite em relação à tensão nominal de 5%, de modo que os limites de tensão considerados estejam definidos no intervalo [219,4; 242,5] V.

A título de simplificação, foi considerado que as siglas BD e FD representam respetivamente o barramento e fase em que se verifica a violação de tensão e que ID corresponde à identificação dos equipamentos em causa.

O fator de simultaneidade (FS) e o fator de geração (FG) atribuídos a cada *feeder* podem ser observados na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2 para os Cenários A e B, respetivamente.

5.1.1 Análise do Cenário A

A tensão máxima do Cenário A excede o limite máximo de tensão da rede no barramento 22, fase 1, presente no *feeder* 3.

Tabela 5.1: Valores de tensão verificados antes da aplicação de ações de controlo, no Cenário A.

BD	FD	Tensão Mínima na Rede (V)	Tensão atual (V)	Tensão Máxima na Rede (V)
22	1	224,864	252,407	252,407

É expectável que este aumento de tensão seja verificado uma vez que o presente cenário possui FS reduzidos aliados a FG elevados, como se pode verificar na Tabela 3.1.

Com vista à mitigação desta violação, procedeu-se à aplicação de ações de controlo de tensão, considerando os casos CT e CP.

5.1.1.1 Conhecimento Total

Detetada a sobretensão, procedeu-se à identificação dos equipamentos disponíveis para atuar na mesma fase em que se verifica o defeito. A lista de recursos controláveis, classificado de acordo com a ordem de mérito estabelecida na Secção 4.4.1, é apresentada na Tabela 5.2:

Tabela 5.2: Recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CT no Cenário A.

Violação de tensão		Ação de controlo				
BD	FD	Barramento	Distância geográfica (m)	Feeder	Tipo	ID
22	1	22	0	333	PSU	PSU (22; 1)
22	1	1	330	333	OLTC	OLTC (1; 1)
22	1	22	0	333	UGD	UGD (22; 1)

Os *set-points* foram, então, determinados e testados com recurso a um TP até que a violação fosse corrigida.

Tabela 5.3: Lista de ações de controlo executadas, com CT no Cenário A.

Ação	ID	Set-point	Grandeza Inicial	Grandeza Final	Unidade de medida	BD	FD
1	PSU (22; 1)	1800,000	3622,500	1822,500	Watt	22	1

Na primeira e única ação, foi selecionado o dispositivo de armazenamento PSU (22; 1). Neste caso, a PSU (22; 1) consumiu a potência máxima disponível de 1,8 kW. Este *set-point* permitiu que os valores de tensão nos vários barramentos da rede respeitassem os limites estabelecidos.

Como se pode verificar na Tabela 5.4, na sequência das ações de controlo aplicadas, o valor máximo de tensão da rede é inferior ao limite de 242,500 V.

Tabela 5.4: Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controlo, com CT no Cenário A.

Ação	ID	Tensão mínima na Rede (V)	Tensão atual (V)	Tensão máxima na Rede (V)	BD	FD
1	PSU (22; 1)	224,864	242,073	242,073	22	1

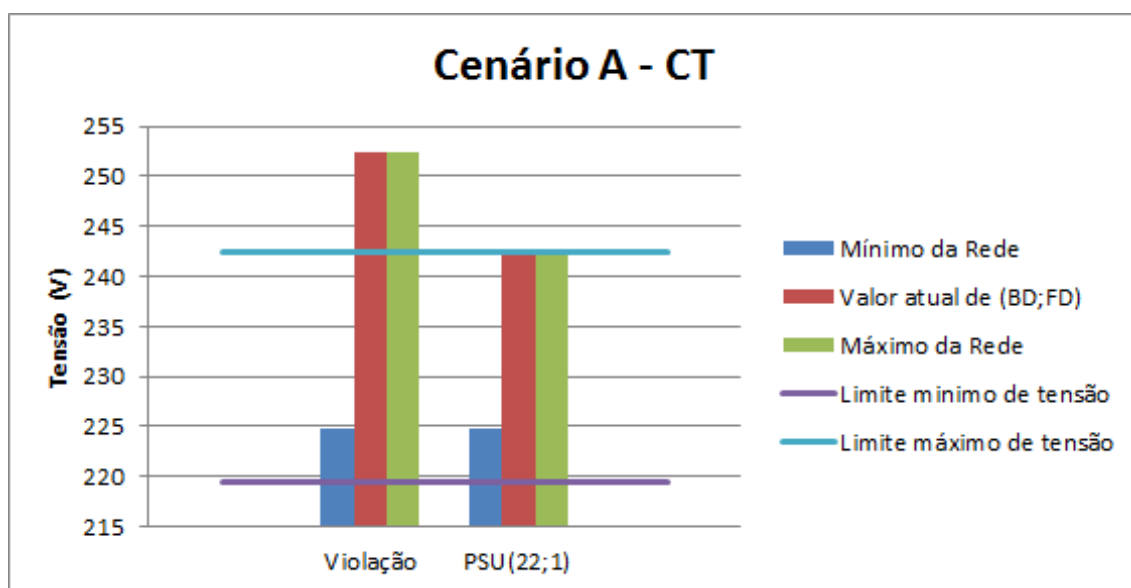


Figura 5.1: Evolução das ações de controlo no Cenário A, Caso CT.

5.1.1.2 Conhecimento Parcial

Neste cenário, são considerados as mesmas condições iniciais (ocorrência de uma sobretensão no barramento 22, fase 1). Neste caso, não há acesso à topologia total da rede.

Tabela 5.5: Ordem de mérito dos recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CP no Cenário A.

Violação de tensão		Ação de controlo				
BD	FD	Barramento	Distância geográfica (m)	Feeder	Tipo	ID
22	1	22	0	333	PSU	PSU (22; 1)
22	1	1	330	333	OLTC	OLTC (1; 1)
22	1	22	0	333	UGD	UGD (22; 1)

Foram efetuadas 2 ações de controlo para este caso, sendo estas apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Lista de ações de controlo executadas, com CP no Cenário A.

Ação	ID	Set-point	Grandeza Inicial	Grandeza Final	Unidade de medida	BD	FD
1	PSU (22; 1)	1050,000	3622,500	2572,500	Watt	22	1
2	PSU (22; 1)	750,000	2572,500	1822,500	Watt	22	1

Como pode ser observado, das ações de controlo resultaram 2 *set-points*. Estes correspondem ao consumo na totalidade da potência disponível na unidade de armazenamento de energia PSU (22; 1), tal como no Caso CT.

Tabela 5.7: Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controlo, com CP no Cenário A.

Ação	ID	Tensão mínima na Rede (V)	Tensão atual (V)	Tensão máxima na Rede (V)	BD	FD
1	PSU (22; 1)	224,864	246,478	246,478	22	1
2	PSU (22; 1)	224,864	242,073	242,818	22	1

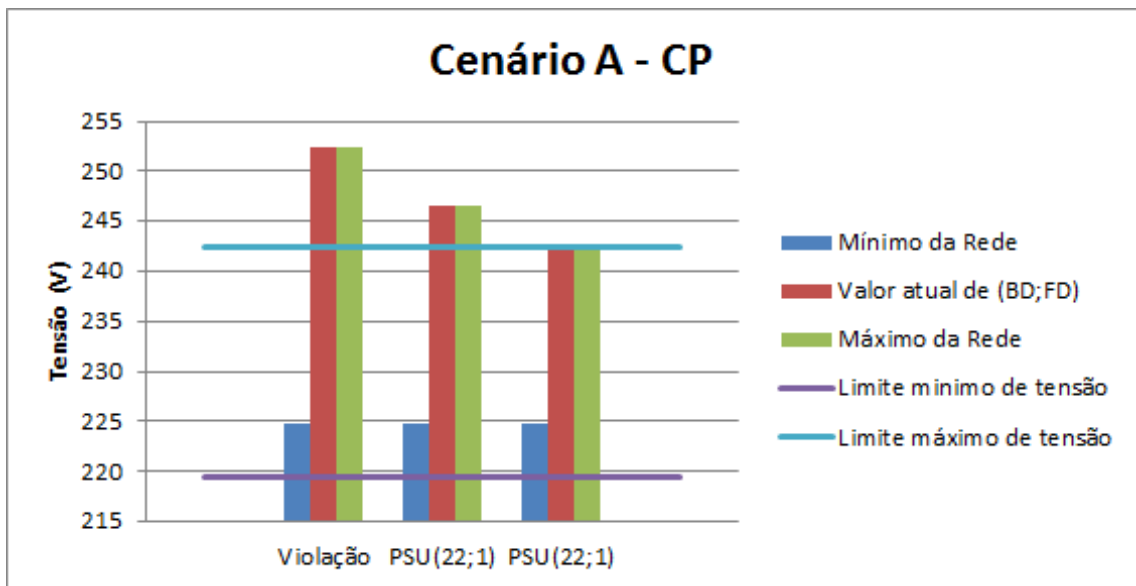


Figura 5.2: Evolução das ações de controlo no Cenário A, Caso CP.

5.1.1.3 Análise Comparativa

Na Figura 5.3 é possível observar o resultado da aplicação dos casos CT e CP. Em ambos os casos, a violação de tensão é mitigada.

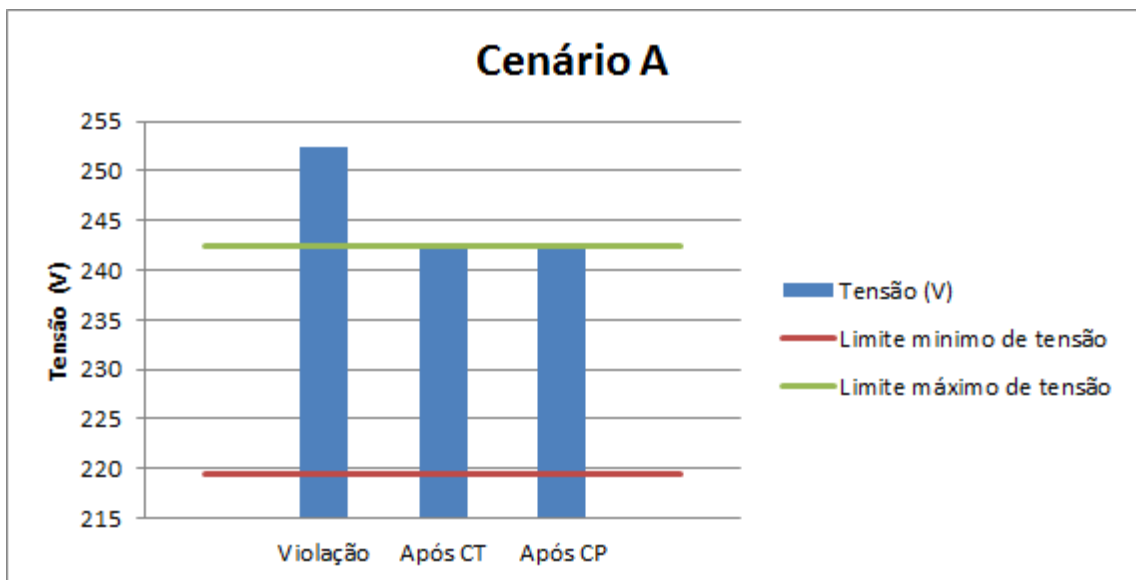


Figura 5.3: Valores de tensão verificados antes e após a aplicação dos casos CT e CP, no Cenário A.

Neste cenário, a principal diferença entre as opções de controlo é o número de manobras efetuadas. O total de potência consumida é a mesma em ambos os casos. Neste caso é possível concluir que ambas as hipóteses podem ser utilizadas mas que CP tem como principal vantagem ser muito mais barata do que CT, graças ao menor investimento exigido a nível de infraestruturas.

Tabela 5.8: Informação referente às manobras efetuadas no Cenário A.

Caso	Nº de Manobras	ID	Ação
CT	1	PSU (22; 1)	Consumiu 1,8kW
CP	2	PSU (22; 1)	Consumiu 1,05kW
		PSU (22; 1)	Consumiu 750W

5.1.2 Análise do Cenário B

A tensão mínima do Cenário B não cumpre o limite mínimo de tensão da rede no barramento 26, fase 2, presente no *feeder 2*.

Tabela 5.9: Valores de tensão verificados antes da aplicação de ações de controlo, no Cenário B.

BD	FD	Tensão Mínima da Rede (V)	Tensão atual (V)	Tensão Máxima da Rede (V)
26	2	203,589	203,589	230,940

Esta redução de tensão é expectável uma vez que o presente cenário possui FG reduzidos aliados a FS elevados, em particular no *feeder 2*, como se pode verificar na Tabela 3.2.

Com vista à mitigação desta violação, procedeu-se à aplicação de ações de controlo de tensão, considerando os casos CT e CP.

5.1.2.1 Conhecimento Total

Detetada a sobretensão, procedeu-se à identificação dos equipamentos disponíveis para atuar na mesma fase em que se verifica o defeito. A lista de recursos controláveis, classificado de acordo com a ordem de mérito estabelecida na Secção 4.4.1, é apresentada na Tabela 5.10:

Tabela 5.10: Recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CT no Cenário B.

Violação de tensão		Ação de controlo				
BD	FD	Barramento	Distância geográfica	Feeder	Tipo	ID
26	2	30	40	222	PSU	PSU (30;1)
26	2	1	330	222	OLTC	OLTC (1;1)
26	2	26	0	222	LD	LD(26;2)
26	2	31	10	222	LD	LD(31;2)
26	2	30	40	222	LD	LD(30;2)
26	2	19	50	222	LD	LD(19;2)
26	2	27	80	222	LD	LD(27;2)
26	2	12	130	222	LD	LD(12;2)
26	2	21	145	222	LD	LD(21;2)
26	2	20	170	222	LD	LD(20;2)
26	2	13	250	222	LD	LD(13;2)

As ações são implementadas tendo em conta cada *set-point* definido. A evolução das ações de controlo de tensão apresentadas na Tabela 5.11 encontra-se disponível na Figura 5.4.

Tabela 5.11: Lista de ações de controlo executadas, com CT no Cenário B.

Ação	ID	Set-point	Grandeza Inicial	Grandeza Final	Unidade de medida	BD	FD
1	PSU (30;1)	3000,000	0,000	3000,000	Watt	26	2
2	OLTC (1;1)	234,866	230,940	234,866	Volt	26	2
3	LD(26;2)	2760,000	-7705,000	-4945,000	Watt	26	2

Neste caso foi necessário recorrer a um sistema de armazenamento de energia, às tomadas do transformador e a uma carga (respectivamente, PSU (30;1), OLTC (1;1) e LD(26;2)). De forma a aumentar os valores mínimos apresentados, foi necessário ordenar que PSU (30;1) consumisse 3kW, que 2 tomadas do transformador fossem alteradas e que LD(26;2) cortasse 2,76kW. Estas ações permitiram que os valores de tensão ficassem de acordo com os limites assinalados no início da Secção 5.1.

Tabela 5.12: Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controle, com CT no Cenário B.

Ação	ID	Umin da Rede	Tensão atual	Umax da Rede	BD	FD
1	PSU (30;1)	210,821	210,821	230,940	26	2
2	OLTC (1;1)	215,155	215,155	234,866	26	2
3	LD(26;2)	219,692	221,245	234,866	26	2

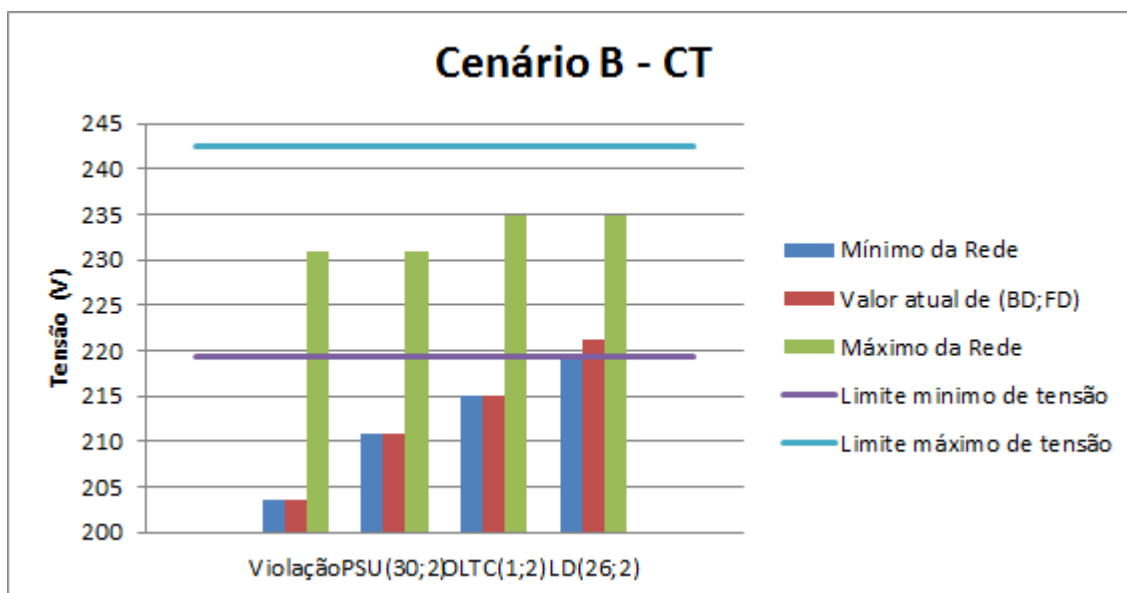


Figura 5.4: Evolução das ações de controle no Cenário B, Caso CT.

5.1.2.2 Conhecimento Parcial

Neste cenário, são considerados as mesmas condições iniciais (ocorrência de uma subtensão no barramento 26, fase 2). Neste caso, não há acesso à topologia total da rede.

Tabela 5.13: Ordem de mérito dos recursos disponíveis para corrigir a violação de tensão em (BD; FD), com CP no Cenário B.

Violação de tensão		Ação de controlo				
BD	FD	Barramento	Distância geográfica	Feeder	Tipo	ID
26	2	30	40	222	PSU	PSU (30;1)
26	2	1	330	222	OLTC	OLTC (1;1)
26	2	26	0	222	LD	LD(26;2)
26	2	31	10	222	LD	LD(31;2)
26	2	22	40	333	LD	LD(22;2)
26	2	30	40	222	LD	LD(30;2)
26	2	19	50	222	LD	LD(19;2)
26	2	27	80	222	LD	LD(27;2)
26	2	12	130	222	LD	LD(12;2)
26	2	21	145	222	LD	LD(21;2)
26	2	20	170	222	LD	LD(20;2)
26	2	13	250	222	LD	LD(13;2)

Neste caso, foi necessário efetuar 4 ações de controlo, sendo estas apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Lista de ações de controlo executadas, com CP no Cenário B.

Ação	ID	Set-point	Grandeza Inicial	Grandeza Final	Unidade de medida	BD	FD
1	PSU (30;1)	1650,000	0,000	1650,000	Watt	26	2
2	PSU (30;1)	1350,000	1650,000	3000,000	Watt	26	2
3	OLTC (1;1)	234,866	230,940	234,866	Volt	26	2
4	LD(26;2)	3450,000	-7705,000	-4255,000	Watt	26	2

Como pode ser observado, das ações de controlo resultaram 4 *set-points*. Estes correspondem ao consumo na totalidade da potência disponível na unidade de armazenamento de energia PSU (30; 2), tal como no Caso CT, à alteração de 2 tomadas do transformador e ao corte de carga de 3,45kW.

Tabela 5.15: Valores de tensão verificadas no decorrer das ações de controle, com CP no Cenário B.

Ação	ID	Umin da Rede	Tensão atual	Umax da Rede	BD	FD
1	PSU (30;1)	207,642	207,642	230,940	26	2
2	PSU (30;1)	210,821	210,821	230,940	26	2
3	OLTC (1;1)	215,155	215,155	234,866	26	2
4	LD(26;2)	219,692	222,713	234,866	26	2

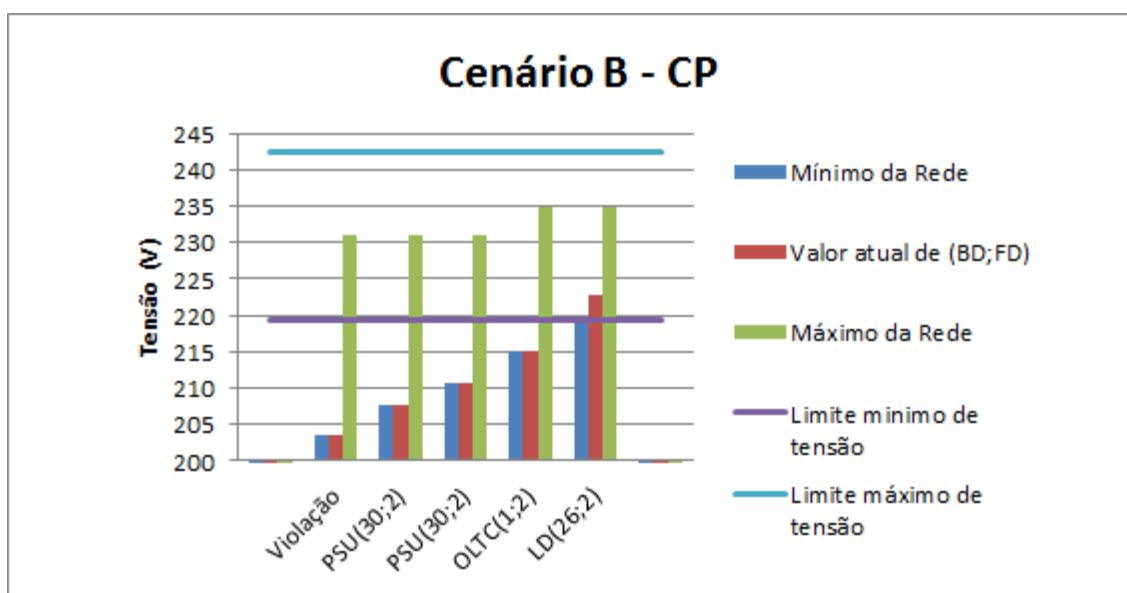


Figura 5.5: Evolução das ações de controle no Cenário B, Caso CP.

5.1.2.3 Análise Comparativa

Na Figura 5.6 é possível observar o resultado da aplicação dos casos CT e CP. Em ambos os casos, a violação de tensão é mitigada.

Tabela 5.16: Informação referente às manobras efetuadas no Cenário B.

Caso	Nº de Manobras	ID	Ação
CT	3	PSU (30;2)	Consumiu 3kW
		OLTC (1;2)	Alterou 2 tomadas
		LD (26;2)	Cortou 2,76kW
CP	4	PSU	Consumiu 1,65kW
		PSU (30;2)	Consumiu 1,65kW
		OLTC (1;2)	Alterou 2 tomadas
		LD (26;2)	Cortou 3,45kW

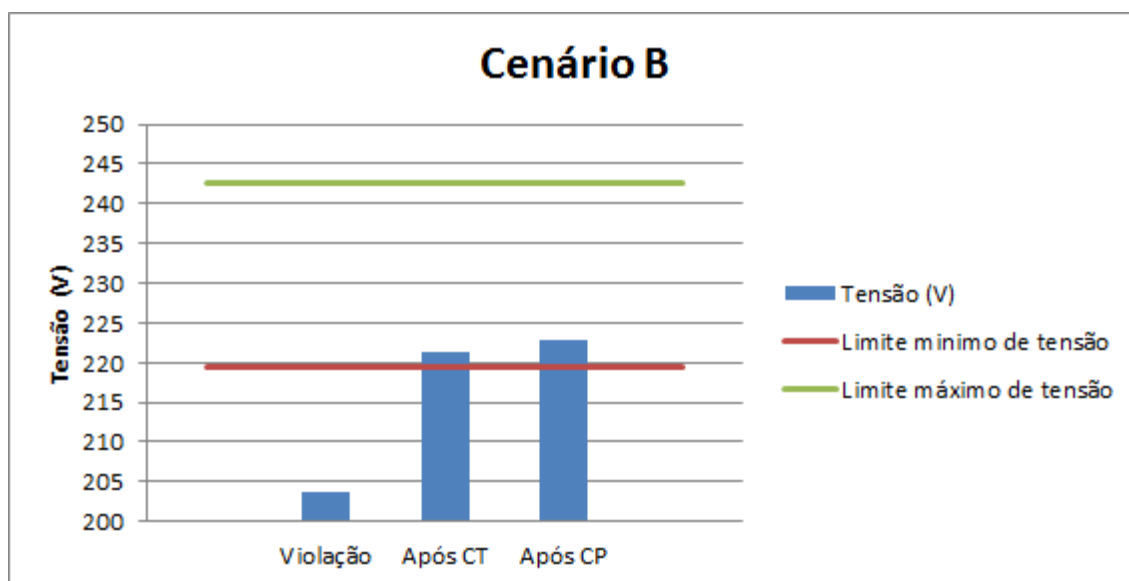


Figura 5.6: Valores de tensão verificados antes e após a aplicação dos casos CT e CP, no Cenário B.

Ao contrário do cenário anterior, o número de manobras efetuadas em ambos os casos não é a única diferença a apontar. No caso CT, foi esgotada a capacidade de consumo do PSU(30;2), ao contrário do caso CP. No entanto, este último precisou de cortar uma potência superior. Neste caso é possível concluir que ambas as hipóteses podem ser utilizadas mas que a opção final dependerá das prioridades do ORD, isto é, se prefere ter resultados mais exatos, mais rápidos mas mais caros (investimento elevado em infraestrutura de monitorização e gestão da rede, como contadores inteligentes em cada nó da rede de BT) ou se prefere dar prioridade à poupança de verbas tendo em conta o carácter urgente do problema.

5.2 Análise de Resultados

O funcionamento do algoritmo foi testado em duas situações extremas, que englobam todas as outras que existirão ao longo do dia.

Isso mostra que o algoritmo é capaz de lidar com situações de sobretensões subsequentes a um aumento muito significativo de geração distribuída na baixa tensão, com elevada simultaneidade mas também cenários onde se verificam subtensões pelo facto de haver cargas que numa determinada zona têm um aumento significativo numa determinada hora do dia por estar associada a veículos elétricos ou outro armazenamento.

O CP resolve o mesmo problema que CT mas com um maior número de iterações, sendo o mais demorado. Isto deve-se ao facto dos set-points determinados serem mais penalizadores. Para além deste problema, este método também permite que ativos sejam mobilizados, em certos casos, sem resultados o que implica um maior custo na resolução de certas violações. Isto deve-se ao facto do método não ter em conta o *feeder* do nó onde se verifica o problema.

O Caso CT por sua vez revela-se mais caro devido ao investimento necessário a nível do sistema de monitorização e gestão da rede. No entanto, este investimento é compensado por um nível de informação claramente superior ao de CP e pela obtenção de resultados com um menor número de iterações.

Resumindo, o algoritmo com menos informação (caso CP) consegue ser competitivo porque consegue efetivamente controlar as tensões, colocando-as dentro dos valores limite de tensão não carecendo de um investimento em infraestrutura de aquisição e de comunicação em nada comparável com um sistema que precisa de ter todas as informações em tempo real para correr um TP trifásico desequilibrado (caso CT).

Capítulo 6

Conclusões e perspectivas futuras

Neste capítulo são apresentadas as conclusões globais desta dissertação, tendo por base os objetivos que a motivaram. Tendo em conta os resultados obtidos neste trabalho serão também apresentados os possíveis trabalhos a desenvolver no futuro de complemento a este estudo.

6.1 Conclusão

A pressão aplicada aos vários governos europeus no âmbito de políticas ambientais promoveu o desenvolvimento de tecnologias que exploram RRE de maneira a produzir energia elétrica com o menor impacto possível para o ambiente. Da mesma forma, os desenvolvimentos tecnológicos recentes têm contribuído para o aparecimento de um conjunto alargado de diversas tecnologias para produção de energia elétrica em pequena escala, usualmente designadas por sistemas de microG.

No entanto, embora esta alteração do paradigma seja em vários fatores benéfica, existem vários entraves à integração massificada de microG nas redes elétricas, como as complicações ao nível de operação da rede. De entre os vários impactos negativos existentes, apenas foi abordado com mais detalhe neste trabalho o efeito de variação dos perfis de tensão na rede de BT. Este efeito é comum nas redes de distribuição de baixa tensão devido à sua característica predominantemente resistiva. Com o objetivo de manter este efeito em ordem com os limites técnicos de tensão em vigor para a operação das redes, múltiplas estratégias de controlo de tensão têm sido desenvolvidas num ambiente de Redes Inteligentes.

Neste trabalho foram abordadas duas estratégias de controlo e avaliação de tensão que pudessem vir a ser implementadas sobre estruturas de RI. A escolha destas estratégias dependeu da informação disponível. Foi considerado o caso de uma rede BT bem caracterizada onde existe informação completa sobre a topologia da rede (CT), bem como das características elétricas de todos os componentes da rede. Contudo a disponibilização deste tipo de informação não é comum, pelo que se propôs uma alternativa baseada em inteligência computacional, com a capacidade de funcionar com uma quantidade menor de informação.

Usando como estudo uma rede real portuguesa, trifásica desequilibrada, fornecida pela EDP com cargas domésticas e elevada penetração de unidades de microG, foram analisados os dois

cenários, onde foi possível observar com sucesso o dinamismo e eficiência de cada uma destas estratégias, comparando as recorrendo a parâmetros e indicadores em comum sempre que possível.

Com a simulação, avaliação e comparação de todas as estratégias de controlo de tensão locais e coordenadas a que este trabalho se propôs, foi possível observar o seu sucesso na mitigação do efeito de sobretensão e subtensão inerente à integração de microG na rede de teste.

Ambos os casos de topologia de rede presentes no algoritmo obtiveram resultados bastante satisfatórios, efetivamente colocando todas as tensões da rede dentro dos limites técnicos de operação. Concluiu-se assim que os cenários com conhecimento parcial necessitam de um tempo total de operação superior ao cenário de conhecimento total.

No entanto, visando uma análise sustentável, mais fatores têm que ser abrangidos no estudo. É necessário por isso considerar que um investimento a nível de infraestrutura e de comunicações pode não ser viável, uma vez que irá elevar de modo significativo o preço sem necessidade. O cenário com conhecimento parcial chega a resultados similares por uma fração do custo. Embora este documento não tenha como principal propósito lidar com a economia do sistema, as questões deste cariz são relevantes para testemunhar à viabilidade da aplicação de cada metodologia.

Em suma, através dos resultados obtidos nas várias simulações realizadas conclui-se que este tipo de análise é deveras promissora para estudos futuros sobre o impacto que a introdução de microG causa nos perfis de tensão das redes de distribuição de BT. Com a simulação, avaliação e comparação de todas as estratégias de controlo de tensão a que este trabalho se propôs, foi possível atingir um total funcionamento nos dois casos implementados. As tensões passaram para valores dentro dos limites de tensão estabelecidos e os problemas são resolvidos tanto cenários de sobretensão como em cenários de subtensão. Os resultados desta tese sugerem que o modelo de conhecimento parcial é competitivo mesmo não tendo um comportamento tão refinado como no caso conhecimento total.

Finalmente, é de extrema importância frisar que as estratégias de controlo de tensão desenvolvidas constituem ferramentas de apoio à operação da rede, integradas numa estrutura de redes inteligentes.

6.2 Perspetivas Futuras/Trabalhos Futuros

O trabalho abordado não contemplou a análise económica a nível aprofundado, que seria especialmente interessante no confronto das consequências económicas que cada uma das estratégias de controlo de tensão acarreta para os clientes. A realização de uma análise económica seria assim bastante útil e relevante.

Seria também importante demonstrar o uso destas ferramentas de operação num ambiente prático, com o intuito de verificar a sua execução. Para isto será necessário usufruir dos recursos de uma rede inteligente real, já construída e operacional. Em Portugal, de momento, isto significa abordar o projeto InovGrid ou futuramente o projeto Upgrid. Desta forma, uma perspetiva de desenvolvimento futuro interessante passaria pela demonstração do desempenho das soluções realizadas em projetos-piloto, como o InovCity em Évora ou no Parque das Nações em Lisboa.

Anexo A

Tabela 6.1: Potências contratadas por nó, com $\tan([\varphi]) = 0,4$.

Potência contratada (Pc) [KVA]			
Nó	Fase 1	Fase 2	Fase 3
2	3,45	3,45	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	3,45
6	1,15	0	0
7	10,35	0	0
8	3,45	3,45	3,45
9	6,9	3,45	3,45
10	3,45	13,8	0
11	3,45	0	6,9
12	3,45	3,45	0
13	6,9	3,45	3,45
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	6,9	0
17	13,8	0	0
18	0	3,45	3,45
19	3,45	3,45	0
20	0	3,45	3,45
21	0	0	0
22	10,35	3,45	3,45
23	0	0	3,45
24	20,7	17,25	20,7
25	0	3,45	13,8
26	0	13,8	0
27	6,9	3,45	3,45
28	0	0	0
29	3,45	3,45	10,35
30	0	0	13,8
31	0	6,9	0
32	0	3,45	3,45
33	0	0	3,45

Tabela 6.2: Potências instaladas nas unidades de microgeração.

Potência instalada (Pinst) [KVA]			
Nó	Fase1	Fase2	Fase3
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	5,175	0	0
8	0	0	0
9	3,45	1,725	1,725
10	1,725	6,9	0
11	1,725	0	3,45
12	0	0	0
13	3,45	1,725	1,725
14	0	0	0
15	0	0	0
16	0	3,45	0
17	6,9	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	5,175	1,725	1,725
23	0	0	0
24	10,35	8,625	10,35
25	0	1,725	6,9
26	0	6,9	0
27	3,45	1,725	1,725
28	0	0	0
29	1,725	1,725	5,175
30	0	0	6,9
31	0	3,45	0
32	0	0	0
33	0	0	0
Soma:	43,125	39,675	39,675

Tabela 6.3: Tabela com valores de resistências e reatâncias para a rede.

Do Nó	Para Nó	R'ph [ohm/km]	X'ph [ohm/km]	R'n [ohm/km]	X'n [ohm/km]	l [m]
1	2	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	85
1	3	4,76E-01	1,00E-01	4,76E-01	1,00E-01	40
1	4	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	55
2	5	4,76E-01	1,00E-01	4,76E-01	1,00E-01	65
3	6	6,41E-01	1,50E-01	6,41E-01	1,50E-01	120
3	7	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	105
4	8	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	100
5	9	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	70
5	10	2,97E+00	1,50E-01	2,97E+00	1,50E-01	35
5	11	2,08E+00	1,00E-01	2,08E+00	1,00E-01	105
6	12	2,08E+00	1,00E-01	2,08E+00	1,00E-01	140
7	13	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	35
8	14	3,06E+00	1,50E-01	3,06E+00	1,50E-01	65
8	15	1,91E+00	1,50E-01	1,91E+00	1,50E-01	65
9	16	6,67E-01	1,00E-01	6,67E-01	1,00E-01	35
11	17	7,13E+00	1,50E-01	7,13E+00	1,50E-01	35
11	18	1,91E+00	1,50E-01	1,91E+00	1,50E-01	50
12	19	4,76E-01	1,00E-01	4,76E-01	1,00E-01	80
13	20	1,91E+00	1,50E-01	1,91E+00	1,50E-01	80
13	21	4,61E+00	1,50E-01	4,61E+00	1,50E-01	105
14	22	7,13E+00	1,50E-01	7,13E+00	1,50E-01	170
15	23	1,91E+00	1,50E-01	1,91E+00	1,50E-01	140
16	24	1,33E+00	1,00E-01	1,33E+00	1,00E-01	35
18	25	4,61E+00	1,50E-01	4,61E+00	1,50E-01	35
19	26	4,76E-01	1,00E-01	4,76E-01	1,00E-01	50
20	27	2,08E+00	1,00E-01	2,08E+00	1,00E-01	90
23	28	4,45E+00	1,00E-01	4,45E+00	1,00E-01	210
24	29	4,61E+00	1,50E-01	4,61E+00	1,50E-01	40
26	30	1,33E+00	1,00E-01	1,33E+00	1,00E-01	40
27	31	3,06E+00	1,50E-01	3,06E+00	1,50E-01	70
28	32	4,61E+00	1,50E-01	4,61E+00	1,50E-01	70
31	33	4,61E+00	1,50E-01	4,61E+00	1,50E-01	35

Bibliografia

- [1] A. Zervos, C. Lins, and J. Muth, “RE-thinking 2050,” no. April, 2010.
- [2] C. Abreu, “Certificação Energética de um Edifício de Serviço ao abrigo do novo regulamento - Caso prático de um Hipermercado,” 2014.
- [3] G. A. do Rio, “Projecto Inovgrid e o papel das TIC na gestão de uma Rede Inteligente,” 2014.
- [4] Direção Geral de Energia e Geologia, “Renováveis,” 2015.
- [5] T. Stetz, “Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems - Technical and Economical Assessment - by,” no. DECEMBER 2013, 2013.
- [6] International Energy Agency, “Energy Technology Perspectives 2014,” 2014.
- [7] A. G. a. Madureira, “Coordinated and optimized voltage management of distribution networks with multi-microgrids,” no. July, p. 234, 2010.
- [8] C. Intermunicipal, “Workshop “ Smart Metering ”,” Tech. Rep., 2015.
- [9] A. A. Messias, “Redes Inteligentes de Energia - Smart Grids,” in *Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica*, 2009.
- [10] B. C. Thomas, B. Hamilton, J. Kim, and D. Ph, “White Paper- The Smart Grid and the Evolution of the Independent System Operator,” *Adica, Llc*.
- [11] Greenpeace International European Renewable Energy Council (EREC), “[r]enewables 24/7,” Tech. Rep., 2009.
- [12] O. Malik and P. Havel, “Active demand-side management system to facilitate integration of RES in low-voltage distribution networks,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 673–681, 2014.
- [13] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, “Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, 2013.

- [14] UE, “Decisão N.º 406/2009/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril de 2009 relativa aos esforços a realizar pelos Estados-Membros para redução das suas emissões de gases com efeito de estufa a fim de respeitar os compromissos de redução das emissões,” pp. 136–148, 2009.
- [15] a. Madureira, L. Seca, J. P. Lopes, I. Porto, P. M. E. D. P. Distribuição, and N. S. Efacec, “Maximizing the Integration of Distributed Generation in Smart Grids Distribution Systems,” 2013.
- [16] R. C. Costa, “Coordenação dos Investimentos no Transporte e Produção de Electricidade,” 2013.
- [17] A. Madureira, C. Gouveia, C. Moreira, L. Seca, and J. P. Lopes, “Coordinated management of distributed energy resources in electrical distribution systems,” *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, pp. 1–8, 2013. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6554446>
- [18] P. E. d. O. Ferreira, “Integração e controlo de dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão,” Ph.D. dissertation, 2015.
- [19] V. H. Méndez Quezada, J. Rivier Abbad, and T. Gómez San Román, “Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, 2006.
- [20] J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic, and N. Jenkins, “Allocation of losses in distribution systems with embedded generation,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, no. 1, p. 7, 2000.
- [21] E. Of, “IDENTIFICATION AND DEVELOPMENT OF MICROGRIDS Carlos Coelho Leal Moreira Dissertation submitted to the Faculty of Engineering of University of Porto,” *Computer Engineering*, no. July, 2008.
- [22] F. H. Guan, D. M. Zhao, X. Zhang, B. T. Shan, and Z. Liu, “Research on distributed generation technologies and its impacts on power system,” *1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–6, 2009.
- [23] T. Pratt, R.G., Balducci, P.J., Gerkenmeyer, C., Katipamula, S., Kintner-Meyer, M.C.W., Sanquist, T.F., Schneider, K.P., Secret, “The Smart Grid : An Estimation of the Energy and CO2 Benefits,” no. January, pp. 1–172, 2010.
- [24] I. Tec and I. Tec, “Coordinated Voltage Control in Distribution Systems under the SMART-GRID CONCEPT,” 2012.
- [25] G. Alliance, “The Future of the Grid - Evolving to meet America’s needs,” Tech. Rep., 2014.

- [26] M. Stoor, “The Smart Grid will Awaken the Prosumer!” 2014. [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/20140512103148-3944097-the-smart-grid-will-awaken-the-prosumer?trk=mp-reader-card> [Acedido: 2015-05-22]
- [27] E. E. de Portugal, “Tarifa bi-horária.” [Online]. Available: <https://www.edp.pt/pt/negocios/apoioaocliente/Pages/TarifaBiHoraria.aspx>
- [28] R. Prata, H. Craveiro, C. A. Santos, and E. Quaresma, “SmartGrid role in reducing electrical losses - The InovGrid experience,” *Proceeding of the International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*, pp. 827–832, 2011.
- [29] “InovGrid – uma plataforma de que é impossível fugir no futuro.”
- [30] A. Einfalt and A. Lugmaier, “Control Strategies for Smart Low Voltage Grids – The Project DG Demonet – SMART LV GRID,” 2012.
- [31] J. Tant, F. Geth, D. Six, P. Tant, and J. Driesen, “Multiobjective battery storage to improve PV integration in residential distribution grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 182–191, 2013.
- [32] F. Geth, D. Six, P. Tant, and J. Driesen, “Grid Supporting Battery Energy Storage Systems in the Low Voltage Distribution Grid,” *Status: Published*, 2011.
- [33] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong, and K. P. Wong, “Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 10, no. 2, pp. 967–977, 2014.
- [34] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu, and H. Li, “Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 897–906, 2012.
- [35] C. Gouveia, D. Rua, F. Ribeiro, C. L. Moreira, and J. a. P. Lopes, “INESC Porto experimental Smart Grid: Enabling the deployment of EV and der,” *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.
- [36] F. Geth, P. Tant, D. Six, and J. Driesen, “Grid-Supporting Battery Energy Storage Systems in the Low-Voltage Distribution Grid,” *Power and Energy Society general Meeting*, pp. 33–36, 2010. [Online]. Available: http://www.sandia.gov/EESAT/2011/papers/Monday/05_Geth_extendedabstract.pdf