

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Definição de Limites de Integração de Micro-
Geração nas Redes de Baixa Tensão**

Sérgio Lima Barroso Pereira

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Pedro Miguel Pousada da Rocha Almeida

2010

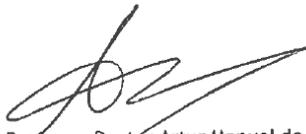
© Sérgio Pereira, 2010

A Dissertação intitulada

“Definição de Limites de Integração de Micro-Geração nas Redes de Baixa Tensão”

foi aprovada em provas realizadas em 22 de Fevereiro de 2010

o júri


Presidente Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa Professor
Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Jorge Manuel Correia Pereira
Professor Auxiliar da Faculdade de Economia da Universidade do Porto


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

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


Sérgio Lima Barroso Pereira

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Nas últimas décadas os Sistemas Eléctricos de Energia evoluíram para um paradigma de operação mais descentralizado, o que tem contribuído para a crescente integração de Produção Distribuída (PD) no sistema. Paralelamente à integração de PD nas redes de média e alta tensão, o aparecimento de novas tecnologias de geração em pequena escala, usualmente designadas por micro-geradores, destinados a serem ligados sobre as redes de baixa tensão, tem despertado especial atenção. Nesse sentido, é de referir que em Portugal o Decreto-Lei nº 363/2007 estabelece as bases necessárias para facilitar o acesso a estas tecnologias por todos os consumidores.

De entre outros aspectos, a ligação de PD e micro-geração sobre as redes de distribuição conduz a diversos efeitos que podem condicionar as metas crescentes que se pretendem atingir em termos da ligação deste tipo de unidades à rede. Um dos aspectos essenciais a ter em consideração relaciona-se com as alterações que podem ser verificadas ao nível dos perfis de tensão. No que se refere às redes de baixa tensão onde a micro-geração é integrada, estas caracterizam-se por possuírem canalizações onde predomina a resistência sobre a reactância. Consequentemente, os níveis crescentes de injeção de potência proveniente de unidades de micro-geração conduzem a impactos significativos sobre os perfis de tensão da própria rede de baixa tensão, podendo limitar de forma significativa os níveis de integração passíveis de serem atingidos. Nesse sentido, e tendo em consideração um conjunto de redes de baixa tensão que reflectem alguns dos aspectos essenciais da generalidade das redes de baixa tensão a nível nacional, foi desenvolvido um estudo detalhado do comportamento do perfil de tensão perante níveis crescentes de integração de unidades de micro-geração sobre essas redes. Esse estudo tem por objectivo obter uma percepção do comportamento dos perfis de tensão nas redes de baixa tensão em diversas situações, e nomeadamente naquelas que são definidas como limites máximos de integração de unidades de micro-geração, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei nº 363/2007.

Posteriormente à caracterização do comportamento dos perfis de tensão das redes de baixa tensão em resultado da integração de unidades de micro-geração, foi proposta uma estratégia de controlo dessas unidades, com o objectivo de permitir o aumento da integração

e sem conduzir à degradação dos perfis de tensão. A estratégia baseia-se na identificação de uma regra de controlo local (utilizando apenas informação disponível aos terminais da unidade de micro-geração), responsável pela limitação temporária da quantidade de potência que cada micro-gerador pode injectar na rede, caso a sua tensão terminal ultrapasse o valor regulamentarmente admissível.

Abstract

In the last decades the Electrical Power Systems have been evolving to more decentralized operation paradigm, which has contributed to the increasing integration of Distributed Generation (DG) in the system. Following the integration of DG in medium and high voltage networks, the emergence of new small scale generation technologies, usually referred to as micro-generators, intended to be connected at the low voltage networks, has been attracting special attention of several entities. In this sense, it is important to mention that in Portugal the Decree-Law nº 363/2007 laid the groundwork necessary to facilitate the access to these technologies by all the consumers.

Among other issues, the connection of DG and micro-generation to distribution networks leads to several effects that might influence achieving the increasing targets regarding the connection of such units to the network. One key aspect to consider is related to the changes that can be observed in network voltage profiles. With regard to low voltage networks where micro-generation units are connected, they are characterized by having lines where resistance dominates over the reactance. Consequently, increasing levels of power injection from micro-generation units, lead to significant impacts on the voltage profiles of the low voltage grid, which may significantly limit the levels of integration that can be achieved. Taking into account a number of low voltage networks that reflect some of the essential aspects of most of the Portuguese low voltage networks, a detailed study concerning the behavior of the voltage profile in low voltage networks as a result of micro-generation integration was developed. This study aims to obtain a perception of the behavior of voltage profiles in low voltage networks in various situations, including those that are defined in the Decree-Law nº 363/2007.

After the characterization of the voltage profiles of the referred low voltage following micro-generation integration, it was proposed a control strategy of these units in order to allow increasing integration levels and without leading to the degradation of voltage profiles. The propose control strategy is based on the identification of a local control rule (using only information available at each micro-generation unit), responsible for the limitation of the

amount of power that each micro-generator can inject into the network, if its terminal voltage exceeds the permissible value.

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de endereçar um agradecimento muito especial ao meu orientador e responsável pelo tema desta dissertação, o Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira, bem como ao meu co-orientador, o investigador Pedro Almeida do INESC Porto, por toda a paciência, disponibilidade e conhecimentos que me transmitiram para a realização deste trabalho.

Gostaria de endereçar um agradecimento muito especial aos meus pais, por todo o apoio, compreensão, paciência e incentivo que me deram ao longo da minha vida, sem eles nada teria sido possível.

Gostaria também de agradecer à minha restante família (irmã, primos, tios e avós), todo o amor e amizade que sempre me transmitiram.

Gostaria também de endereçar um agradecimento muito especial à minha namorada Cristiana por toda a paciência, apoio, amor e amizade que demonstrou ter nesta fase decisiva e especial da minha vida.

Por último, gostaria de agradecer a todos os meus colegas e amigos sem excepção, a amizade companheirismo e apoio dado sempre que necessitei.

A todos um MUITO OBRIGADO!

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Agradecimentos	ix
Índice	xi
Lista de figuras	xv
Lista de tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos	xxi
Capítulo 1	23
Introdução.....	23
1.1 - Motivações da Dissertação.....	23
1.2 - Objectivos da Dissertação	25
1.3 - Estrutura da Dissertação	26
Capítulo 2	29
Integração de unidades de micro-geração nas redes de distribuição.....	29
2.1 - Introdução	29
2.2 - Conceito Produtor/Consumidor.....	32
2.3 - Situação Portuguesa	34
2.4 - Situação Internacional.....	39
2.5 - Tecnologias de micro-geração	42
2.5.1 - Célula de combustível	43
2.5.2 - Micro-turbinas.....	44
2.5.3 - Painéis Solares Fotovoltaicos.....	48
2.5.4 - Pequenas e micro-turbinas-eólicas.....	49
2.6 - Impacto da produção distribuída nas redes eléctricas	51
2.6.1 - Esquemas de protecção	52
2.6.2 - Qualidade da energia fornecida	52
2.6.3 - Estabilidade	53
2.6.4 - Operação da rede	54

2.6.5 - Perfil de Tensão.....	54
2.7 - Sistemas avançados para integração de micro-geração nas redes eléctricas	58
2.7.1 - Micro - redes e multi - microredes.....	59
2.7.2 - Projecto InovGrid	65
2.7.3 - O projecto InovGrid e o Controlo Coordenado de Redes de Distribuição	70
2.8 - Sumário e principais conclusões.....	71
Capítulo 3.....	73
Integração de micro-geração em redes de Baixa Tensão: O problema do controlo de tensão.....	73
3.1 - Introdução.....	73
3.2 - Caracterização das redes em estudo	75
3.2.1 - Rede de 50 kVA.....	75
3.2.2 - Rede de 100 kVA	75
3.2.3 - Rede de 250 kVA	76
3.2.4 - Rede de 400 kVA	76
3.2.5 - Rede de 630 kVA	76
3.3 - Metodologia adoptada para o estudo.....	77
3.3.1 - Estudo para as potências contratadas nos locais mais distantes	81
3.3.2 - Estudo para as potências contratadas nos locais mais próximos	82
3.3.3 - Estudo Trifásico	83
3.4 - Sumário e principais conclusões.....	88
Capítulo 4.....	89
Controlo descentralizado de micro-geração	89
4.1 - Introdução.....	89
4.2 - Modelização de uma rede de BT com micro-geração do tipo solar fotovoltaico	91
4.2.1- Rede de distribuição pública	91
4.2.2 - Canalização da rede BT	91
4.2.3 - Cargas	93
4.2.4 - Painel solar fotovoltaico.....	93
4.3 - Definição da estratégia usada para controlo da Tensão	97
4.4 - Implementação em <i>MatLab®/Simulink®</i>	100
4.5 - Sumário e breves conclusões	103
Capítulo 5.....	105
Resultados	105
5.2 - Limites de integração de micro-geração na rede de BT	106
5.2.1- Redes equilibradas.....	106
5.2.2 - Estudo trifásico.....	118
5.3 - Controlo descentralizado de micro-geração - controlo local	123
5.4 - Sumário e breves conclusões	127
Capítulo 6.....	129
Conclusão	129
6.1 - Principais contribuições da dissertação	129
6.2 - Desenvolvimentos futuros	131
Referências.....	133

Anexo A	139
Tabelas de caracterização das redes em estudo	139
Anexo B.....	153
Rede de 100 kVA e 400 kVA usadas para formulação do algoritmo presente no estudo trifásico	153

Lista de figuras

Figura 2.1- Organização do sistema eléctrico convencional.....	30
Figura 2.2- Estrutura do SEN [12].	34
Figura 2.3 - Diagrama esquemático básico de uma unidade de célula de combustível [4]. ...	44
Figura 2.4 - Sistema de uma micro-turbina com veio simples [4].	45
Figura 2.5 - Funcionamento de um painel FV [24].	48
Figura 2.6 - Agrupamento de células solares para formar módulos (Painéis FV) ou arrays [24].	49
Figura 2.7 - Turbinas eólicas de eixo vertical (esquerda) e de eixo horizontal (direita).....	51
Figura 2.8 - Perfil de tensão de uma rede radial.	55
Figura 2.9 - Representação do circuito do sistema rede - carga - painel FV [30]	56
Figura 2.10 - Arquitectura de uma micro-rede [4]......	62
Figura 2.11 - Arquitectura de controlo e gestão de uma multi-micro-rede [35]	62
Figura 2.12 - Exemplo do sistema.....	64
Figura 2.13 - Âmbito do Projecto InovGrid [39]	67
Figura 2.14 - Arquitectura de referência InovGrid [6]	68
Figura 2.15 - Arquitectura de controlo e gestão da rede de distribuição.....	70
Figura 3.1 - Exemplo do sistema	78
Figura 3.2 - Numeração dos ramos para a rede de distribuição radial [43].	84
Figura 3.3 - Secção de linha de um sistema trifásico com neutro [44]	87
Figura 4.1 - Modelo da rede de serviço público	91
Figura 4.2 - a) bloco representativo de uma linha, b) impedâncias de fase e neutro da linha (MatLab®/Simulink®).....	92
Figura 4.3 - Modelo das cargas monofásicas e trifásicas	93

Figura 4.4 - Curva característica (I-V) e (P-V) de uma célula solar [4]	94
Figura 4.5 - Influência da temperatura da célula na curva característica I-V [4].....	94
Figura 4.6 - Influência da radiação solar da célula na curva característica I-V [4].....	95
Figura 4.7 - Configuração de um sistema fotovoltaico.....	95
Figura 4.8 - Sistema de controlo do inversor de um painel solar fotovoltaico.....	96
Figura 4.9 - Visualização gráfica do modelo de controlo de tensão	98
Figura 4.10 - Diagrama de blocos das malhas proporcional e integral.....	99
Figura 4.11 - Implementação do sistema de controlo de tensão na rede de 100 kVA (Feeder 3).....	100
Figura 4.12 - a) bloco representativo do controlo de tensão, b) modelização do controlo de tensão.....	101
Figura 4.13 - a) bloco representativo do módulo FV, b) conteúdo do bloco representativo do módulo FV (inversor)	102
Figura 5.1 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 50 kVA (caso 1)....	106
Figura 5.2 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 1) ..	107
Figura 5.3 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 250 kVA (caso 1) ..	107
Figura 5.4 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 1) ..	108
Figura 5.5 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 630 kVA (caso 1) ..	108
Figura 5.6 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 50 kVA (caso 2)....	109
Figura 5.7 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 2) ..	110
Figura 5.8 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 250 kVA (caso2) ...	110
Figura 5.9 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 2) ..	111
Figura 5.10 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 630 kVA (caso 2)	111
Figura 5.11 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 50 kVA (caso 1) ..	112
Figura 5.12 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 1)	113
Figura 5.13 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 250 kVA (caso 1)	113
Figura 5.14 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 1)	114
Figura 5.15 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 630 kVA (caso 1)	114
Figura 5.16 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 50 kVA (caso 2) ..	115
Figura 5.17 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 2)	116
Figura 5.18 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 250 kVA (caso 2)	116

Figura 5.19 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 2)	117
Figura 5.20 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 630 kVA (caso 2)	117
Figura 5.21 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 1)	119
Figura 5.22 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 1)	119
Figura 5.23 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 2)	120
Figura 5.24 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 2)	120
Figura 5.25 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 1)	121
Figura 5.26 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 1)	121
Figura 5.27 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 2)	122
Figura 5.28 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 2)	122
Figura 5.29 - Comparação da tensão por fase em todos os nós e sem controlo local	123
Figura 5.30 - Comparação das tensões sem actuação do controlo (gráficos da esquerda) com as tensões aquando a actuação da malha proporcional (gráficos da direita)	124
Figura 5.31 - Comparação das tensões com a actuação do controlo proporcional (gráficos da esquerda) com as tensões com a actuação do controlo integral (gráficos da direita)	125
Figura 5.32 - Comparação entre as potências disponíveis nos painéis FV (gráficos da esquerda) com as potências injectadas na rede (gráficos da direita)	126
Figura 5.33 - Comparação entre as potências disponíveis nos painéis FV (gráficos da esquerda) com as potências injectadas na rede (gráficos da direita)	126
Figura B-1 - Esquema radial da rede de 100 kVA	154
Figura B-2 - Esquema radial da rede de 400 kVA	155

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Fabricantes e características dos seus produtos [20].....	46
Tabela 2.2 - Vantagens e desvantagens associadas às configurações das Micro-turbinas [20]	47
Tabela 3.1 - Descrição dos cenários realizados em cada estudo	80
Tabela 3.2 - Barramentos mais distantes para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 1)	81
Tabela 3.3 - Barramentos mais distantes para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 2)	82
Tabela 3.4 - Barramentos mais próximos para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 1)	83
Tabela 3.5 - Barramentos mais próximos para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 2)	83
Tabela A-1 - Barramentos de carga da rede de 50 kVA	139
Tabela A-2 - Número de clientes por barramento na rede de 50 kVA e potência contratada associada.....	140
Tabela A-3 - Barramentos de carga da rede de 100 kVA.....	140
Tabela A-4 - Número de clientes por barramento na rede de 100 kVA e potência contratada associada	141
Tabela A-5 - Barramentos de carga da rede de 250 kVA.....	142
Tabela A-6 - Número de clientes por barramento na rede de 250 kVA e potência contratada associada	144
Tabela A-7 - Barramentos de carga da rede de 400 kVA.....	145
Tabela A-8 - Número de clientes por barramento na rede de 400 kVA e potência contratada associada	147
Tabela A-9 - Barramentos de carga da rede de 630 kVA.....	149
Tabela A-10 - Número de clientes por barramento na rede de 400 kVA e potência contratada associada	151

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão
AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
BT	Baixa Tensão
CAMC	Central Autonomous Management Controller
CO ₂	Dióxido de Carbono
DL	Decreto-lei
DMS	Distributed Management System
DSM	Demand Side Management
DSO	Distributed System Operator
DTC	Distribution Transformer Controller
EB	Energy Box
FER	Fontes de Energias Renováveis
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases com Efeito de Estufa
HAN	Home Area Network
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LAN	Local Area Network
LC	Load Controller
MC	Micro-source Controller
MG	Micro-Geração
MGCC	MicroGrid Central Controller
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MR	Micro-Rede
MT	Média Tensão

OLTC	On Load Tap Changer
PD	Produção Dispersa
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
REN	Rede Eléctrica Nacional
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
rpm	rotações por minuto
SACS	Substation Automation and Control System
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SRM	Sistema de Registo da Micro-geração
TAN	Transformer Area Network
UE	União Europeia
VSI	Voltage Source Inverter
WAN	Wide Area Network

Lista de símbolos

ω Frequência angular

θ Ângulo

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Motivações da Dissertação

O Sistema Eléctrico de Energia (SEE) desenvolveu-se nos últimos anos, com base numa estrutura que consistia na produção centralizada de energia, que era levada até ao consumidor final através de extensas redes de transporte e distribuição. Para tal, estas unidades utilizam na sua grande maioria fontes de energias não renováveis (combustíveis fósseis), para a produção de energia eléctrica. Isto levou a que se criasse uma grande dependência em relação a este tipo de combustíveis. Contudo, a limitação existente destes recursos, aliado ao consumo crescente a nível energético, torna urgente a adopção de estratégias adequadas. Além disso, importa também dizer que as alterações climáticas são vistas como sendo uma das mais sérias ameaças ambientais a nível global, com forte impacto nos ecossistemas, qualidade da água, saúde humana e nas actividades económicas [1].

Devido a tudo isto, começa-se a verificar uma mudança a nível do paradigma energético. As sociedades começam a adoptar formas alternativas de produção de energia eléctrica cada vez mais limpas e mais eficientes, como por exemplo a adopção de unidades produtoras descentralizadas [2]. É através de incentivos por parte dos governos de todo o mundo para a integração deste tipo de unidades, que será possível alcançar as metas ambiciosas definidas pela União Europeia (UE) [3]:

- 20% de aumento na eficiência energética até 2020
- 20% de redução das emissões dos gases com efeito de estufa (GEE)
- Quota de 20% de energias renováveis no consumo energético global da UE até 2020

Com esta mudança no paradigma energético, e devido ao desenvolvimento das tecnologias de produção dispersa, foi possível criar unidades pequenas, com a possibilidade de serem ligadas directamente sobre a Baixa Tensão (BT). Surge assim o conceito de micro-geração, isto é, a produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala usando fontes renováveis (micro-eólicas, painéis solares fotovoltaicos (FV), mini e micro-hídricas) ou processos de micro-co-geração de elevada eficiência (utilizando micro-turbinas e células de combustível). Esta mudança do paradigma convencional, caracterizado pela geração centralizada, pode oferecer vantagens adicionais para os operadores do sistema [4]:

- Adiamento de investimentos nos sistemas de transmissão e de distribuição
- Redução das perdas no sistema de distribuição

Tendo em consideração os benefícios da integração destas unidades, nos últimos anos verificou-se um crescimento acentuado da utilização da mesma, o que pode traduzir-se na ocorrência de alguns impactos não aconselháveis nas redes de distribuição. Verifica-se assim a necessidade de criação de sistemas avançados para gestão da integração em larga escala de unidades de micro-geração. Exemplos desses sistemas são os que surgem no âmbito de um projecto Europeu Microgrids (*MicroGrids: Large scale integration of MicroGeneration to Low Voltage Grids*), e tornam possível a exploração da capacidade de micro-geração e cargas ao nível das redes de BT, permitindo a criação do conceito de redes de BT activas, com um grande número de benefícios para o operador da rede de distribuição e para o consumidor final [5]. Em Portugal, estão a ser dados alguns passos nesse sentido, em especial através dos desenvolvimentos que recentemente têm vindo a ter lugar no âmbito do projecto InovGrid [6]. Este projecto surgiu como resposta à necessidade de introduzir mais inteligência na rede de forma a permitir gerir e controlar de forma mais abrangente a rede de distribuição, incluindo a integração em larga escala de micro-geração.

Assim, através da adopção de estratégias activas de gestão de redes de distribuição com elevados níveis de integração de produção descentralizada, pretende-se aumentar a eficiência e fiabilidade dessas mesmas redes, transformando-as de forma a ser possível o fornecimento de um serviço interactivo (consumidor/operador), bem como remover grande parte das barreiras que se colocam à integração em larga escala das energias renováveis [4].

1.2 - Objectivos da Dissertação

Os recentes desenvolvimentos a nível de tecnologias destinadas à produção de energia eléctrica em pequena escala tem contribuído para o aparecimento de sistemas vocacionados a serem instalados directamente sobre as redes de BT, como é o exemplo de painéis solares fotovoltaicos, micro-turbinas eólicas, micro-turbinas a gás e pilhas de combustível. A crescente integração de unidades de micro-geração pode originar um conjunto de impactos significativos em termos da operação da rede de distribuição, nomeadamente no que se refere ao comportamento dos perfis de tensão. Estes impactos podem ter como resultado a limitação de integração destas unidades na rede de distribuição. Nesse sentido, esta Dissertação foca essencialmente o problema das alterações do perfil de tensão em resultado da integração em larga escala de unidades de micro-geração sobre as redes de BT. De referir que tais efeitos são estudados sobre um conjunto de redes de distribuição de baixa tensão. As redes de distribuição de baixa tensão, sobre as quais recaiu este estudos, são redes que foram obtidas através do projecto InovGrid. Desta forma, através dos dados obtidos deste projecto, pretende-se obter algumas conclusões associadas à integração em larga escala de micro-geração.

Verificadas estas limitações, surge a necessidade de criação de estratégias de controlo destes impactos. Assim sendo, e tendo em consideração a infra-estrutura de controlo que será proporcionada no âmbito do projecto InovGrid, é ainda proposta uma estratégia de controlo local dos perfis de tensão em resultado das perturbações (elevação da tensão para além do valor nominal) que os crescentes níveis de integração de micro-geração podem introduzir no sistema de distribuição.

Assim, os principais objectivos desta dissertação são os seguintes:

- **Avaliação do comportamento dos perfis de tensão em redes de BT em face de elevados níveis de integração de micro-geração e determinação de limites de integração para essas mesmas redes:** Para tal, foram consideradas um conjunto de redes em baixa tensão onde se procedeu à verificação do comportamento do perfil de tensão em face de crescentes níveis de integração de micro-geração. Esse tipo de estudos permite igualmente a identificação de limites de integração de micro-geração, tendo em conta as perturbações que poderão ocorrer em regime permanente sobre os valores da tensão. Estes estudos foram feitos considerando que as redes em causa poderiam ser aproximadas por redes trifásicas equilibradas. Em seguida, alguns dos

resultados assim obtidos foram corroborados com base num estudo sobre redes trifásicas desequilibradas.

- **Comparar os limites de integração atrás referidos com os impostos na legislação vigente em Portugal:** os limites obtidos no decorrer do estudo foram comparados com os impostos na legislação que regula a integração de micro-geração nas redes de BT. Além disso tentou-se verificar se existe a possibilidade de extensão desses mesmos limites.
- **Identificação de estratégias de controlo local dos níveis tensão:** tendo em vista os crescentes níveis de integração de micro-geração nas redes de distribuição, juntamente com os decorrentes impactos sobre os perfis de tensão procedeu-se à identificação de uma estratégia de controlo local de tensão, justificável pela sua simplicidade e reduzidos requisitos de implementação.

1.3 - Estrutura da Dissertação

O trabalho desenvolvido no âmbito desta Dissertação encontra-se organizado em 6 capítulos e 2 anexos.

O primeiro capítulo apresenta a contextualização do problema em investigação e indica os principais objectivos que este estudo pretende alcançar.

No segundo capítulo é introduzido o conceito de micro-geração, procedendo-se também à descrição de alguns tipos de tecnologias destinadas à produção em pequena escala de energia eléctrica. São também descritos os impactos resultantes da integração de micro-geração para a rede de distribuição (enfoque nos perfis de tensão), verificando-se a necessidade de criação de sistemas avançados para esta integração. Introduce-se assim o conceito de micro-redes e multi-micro-redes, procedendo-se assim à análise da arquitectura das mesmas.

Aliado a isto, é ainda abordado o problema do controlo de tensão e as estratégias adoptadas para o mesmo.

No terceiro capítulo, apresenta-se a caracterização pormenorizada das redes estudadas bem como a metodologia usada para a obtenção dos resultados.

No quarto capítulo é apresentado e discutido o funcionamento do controlo de tensão local que é proposto nesta dissertação. Para tal é apresentada a metodologia de ligação de um sistema solar fotovoltaico na rede de distribuição, e a sua implementação em ambiente *MatLab®/Simulink®*.

No capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados obtidos através dos estudos que foram realizados de acordo com os princípios estabelecidos nos capítulos 3 e 4.

O capítulo 6 apresenta os principais contributos desta Dissertação assim como as conclusões gerais e perspectivas de estudos futuros.

No anexo A são apresentadas as tabelas que caracterizam as redes de distribuição presentes no estudo, relativamente à potência activa e reactiva por barramento bem como o número de clientes e a respectiva potência contratada por barramento. No anexo B são ilustrados os esquemas unifilares das redes usadas para o estudo dos limites de integração de micro-geração nas redes trifásicas desequilibradas.

Capítulo 2

Integração de unidades de micro-geração nas redes de distribuição

2.1 - Introdução

Cada vez mais têm sido registadas alterações profundas no paradigma de desenvolvimento e operação do sistema eléctrico de energia, tal como era conhecido até a um passado relativamente recente. Esse sistema eléctrico de energia pode ser genericamente caracterizado por uma estrutura hierárquica onde o trânsito de energia flui sempre de um nível hierárquico superior para um nível inferior. A figura 2.1 ilustra a forma hierárquica de organização do sistema eléctrico convencional. Segundo [4], a energia eléctrica é produzida em grandes centrais de geração que alimentam um sistema de transmissão interligado, que por sua vez transporta a energia para subestações próximas dos centros de consumo. Linhas de alta tensão distribuem a energia eléctrica até aos centros de consumo, onde as subestações de alta tensão estão localizadas. Nas subestações de alta tensão, a tensão é reduzida para níveis de Média Tensão (MT) - tensão de distribuição - sendo posteriormente distribuída para as áreas rurais e urbanas através das linhas MT. Por fim, nos postos de transformação, a tensão é novamente reduzida, para níveis correspondentes à Baixa Tensão (BT), sendo distribuída pelos pequenos consumidores.

Em [7], são referidas algumas vantagens relativas ao sistema eléctrico convencional destacando-se:

- **Eficiência das grandes centrais eléctricas:** A maior parte das grandes unidades de produção de energia eléctrica caracteriza-se por terem mais de 20 anos e por terem níveis de eficiência entre 28% e 35%; contrariamente, as mais recentes unidades de geração de pequena escala caracterizam-se por níveis de

eficiência entre 40% e 50%. Contudo esta comparação não é razoável devido à diferença significativa do nível tecnológico entre ambos os casos [8]. Se a comparação entre as grandes unidades e pequenas unidades de geração for feita considerando o mesmo nível tecnológico, a vantagem recairá para as grandes unidades.

- **Operação e gestão do sistema eléctrico:** O sistema interligado de transmissão permite o transporte de grandes quantidades de energia a grandes distâncias com níveis de perdas reduzidos. A interligação de sistemas faz com que os níveis das reservas de energia sejam otimizados, contribuindo assim para uma redução dos custos de produção. Além disso, as grandes unidades de geração contribuem significativamente para a garantia de estabilidade geral do sistema.
- **Simplicidade de operação ao nível da distribuição:** O fluxo de potências unidireccional simplifica o modelo de planeamento e operação das redes de distribuição de energia eléctrica.

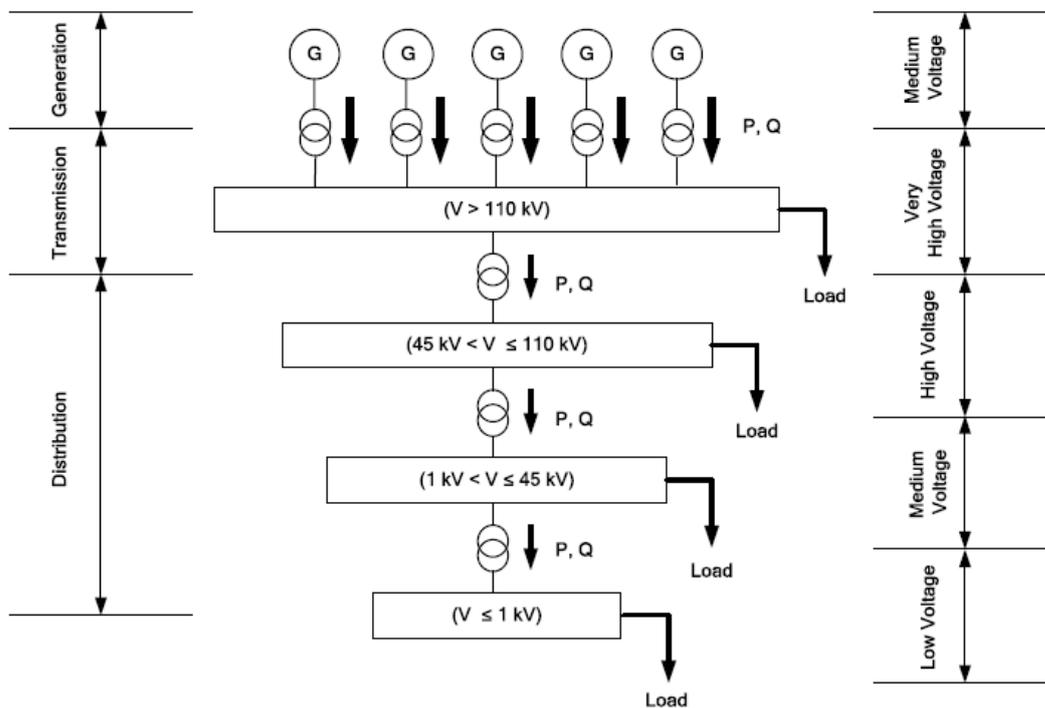


Figura 2.1- Organização do sistema eléctrico convencional

Contudo, e ainda segundo [7], existem também algumas desvantagens relacionadas com aspectos fundamentais do sistema eléctrico convencional:

- **Distância entre a produção e os centros de consumo:** as grandes distâncias entre produção e consumo que caracterizam o paradigma do sistema eléctrico convencional obrigam à construção de grandes e dispendiosas redes de transmissão, sendo que o crescimento destas distâncias de transporte de energia origina o aumento das perdas.
- **Impactos ambientais:** As unidades convencionais de geração originam impactos ambientais significativos, em especial devido ao uso de carvão e de combustíveis nucleares ou fósseis.
- **Fiabilidade do sistema:** num sistema hierárquico, a existência de problemas de natureza regulatória ou estrutural pode criar dificuldades para o desenvolvimento de investimentos em novas instalações de geração ou na rede de transmissão. O impacto resultante pode ter impactos negativos consideráveis em termos da segurança de abastecimento do sistema global.

O paradigma de funcionamento do sistema eléctrico convencional têm vindo a sofrer alterações significativas desde o início da década de 90, em especial devido ao crescimento do interesse em conectar unidades de geração à rede de distribuição. Tal interesse resulta essencialmente de incentivos resultantes de políticas governamentais ambiciosas em termos de redução das emissões poluentes, aumento da eficiência energética, bem como de programas de promoção da diversificação energética. Este tipo de unidades, às quais é normalmente atribuída a designação de Produção Dispersa (PD), começou primeiramente a surgir ao nível das redes de média/alta tensão, com especial enfoque em sistemas de co-geração, mini-hídricas e parques eólicos. Mais recentemente, e em resultado de desenvolvimentos tecnológicos importantes na área da PD, este tipo de produção começou a surgir ao nível das redes de baixa tensão, surgindo dessa forma o termo micro-geração [4].

A micro-geração, isto é, a produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala usando fontes renováveis (micro-eólicas, painéis solares fotovoltaicos (FV), mini e micro-hídricas) ou processos de micro-co-geração de elevada eficiência (utilizando micro-turbinas e células de combustível), está no centro de uma revolução que vai contribuir de forma decisiva para uma maior descentralização dos sistemas eléctricos da maioria dos países europeus [9]. Tal como o aparecimento da PD ao nível das redes de distribuição de média e alta tensão, o aparecimento das tecnologias de micro-geração está relacionado com os elevados custos associados à forte dependência de combustíveis fósseis, com principal destaque para a constante subida do preço do barril de petróleo, aparecendo também o combate às alterações climáticas e à liberalização dos mercados eléctricos na Europa como

motivo fundamental ao desenvolvimento tecnológico visando o uso das energias renováveis [9].

Assim, e apesar de o factor económico ser o principal elemento motivador ao uso de micro-geração, factores como as preocupações com a segurança de abastecimento e os problemas ambientais são também tomados em consideração.

Foi visto que o paradigma de funcionamento do sistema eléctrico têm vindo a sofrer alterações, sendo que, o aparecimento da PD e a recente evolução no que diz respeito às diversas tecnologias de micro-geração foram os principais responsáveis. Aliado a isto, surgem certos problemas relacionados com o impacto que estas tecnologias provocam nas redes de distribuição. Aspectos relacionados com os adequados esquemas de protecção, qualidade da energia fornecida, estabilidade do sistema, mudanças no que respeita à nova forma de operação da rede eléctrica e alterações dos perfis de tensão, têm de ser tidos em consideração uma vez que apesar dos seus inúmeros benefícios podem também trazer problemas para o correcto funcionamento do sistema eléctrico. Estes problemas, com destaque para a alteração dos perfis de tensão que constituem objecto de estudo neste trabalho, são devidos em grande parte ao crescente aumento que se tem vindo a verificar na integração de micro-geração na rede eléctrica.

2.2 - Conceito Produtor/Consumidor

No que respeita à micro-geração, e de acordo com estudos desenvolvidos no Reino Unido, prevê-se que até 2050 a instalação generalizada de micro-geração possa fornecer entre 30-40% das necessidades eléctricas necessárias e promover a redução das emissões de CO₂ em 15% ao ano [10]. A possibilidade de aplicação desta tecnologia para exploração dos recursos naturais irá permitir a redução da dependência da importação e beneficiar os consumidores de energia. É importante também referir que segundo [10], a micro-geração tem um papel chave a desempenhar no conhecimento das necessidades energéticas futuras, de uma maneira que seja sustentável, fiável e acessível para todos. Além disso, a natureza visível e individual de muitas tecnologias de micro-geração pode também aumentar o interesse individual na compreensão mais geral do consumo de energia. Por exemplo, o seu uso nas escolas pode criar uma base reforçada na compreensão das questões energéticas e nas alterações climáticas entre futuras gerações de consumidores, ajudando a influenciar padrões de comportamento [10].

A tendência actualmente seguida no âmbito do sector eléctrico reflecte uma política de liberalização, contribuindo para uma efectiva separação das actividades inerentes ao sector (operação da rede, comercialização de energia) e para a liberalização do acesso às redes de distribuição de energia eléctrica, nomeadamente por parte de agentes produtores. A liberalização do mercado eléctrico contribuiu igualmente para a sua expansão, podendo ser acedido por parte dos clientes de energia eléctrica em baixa tensão (tipicamente consumidores domésticos, comércio, e serviços), mediante a possibilidade de escolha de um comercializador de energia.

Adicionalmente, as questões ambientais têm vindo a exigir a utilização de novas formas de produção de electricidade, como alternativa à utilização de recursos fósseis. Por outro lado, a necessidade de promover a eficiência energética e aumentar a fiabilidade e a qualidade dos fornecimentos de electricidade está a desencadear uma verdadeira mudança de paradigma nas redes eléctricas e no seu modo de interacção com os consumidores, onde ambos (redes e consumidores) desempenharão um papel significativamente mais activo do que na actualidade. Por outro lado, é de esperar uma atitude mais participativa dos consumidores na resposta às condições de mercado (capacidade de resposta a preços de mercado), exigindo sistemas de tarifação próximo do tempo real. É importante também referir que Portugal tem vindo a adoptar uma posição pró-activa com vista à promoção da micro-geração, tendo o governo português publicado recentemente legislação que promove a instalação de unidades de micro-geração a nível doméstico.

Com o surgimento da micro-geração, os conceitos de produtor e consumidor deixam de ser conceitos fisicamente separados pela interposição de redes de transporte e distribuição e passa a ser possível a sua co-existência num mesmo espaço físico. No âmbito da mudança de paradigma que tem vindo a ser observada no sector eléctrico, atinge-se agora um estágio de exploração de um conjunto de recursos energéticos, que se caracterizam por estarem geograficamente distribuídos, dando origem à emergência de uma nova geração de consumidores, que em simultâneo desenvolvem também a actividade de produção de energia eléctrica. Assim sendo, aparecem no sistema eléctrico um novo conjunto de consumidores que apresentam agora a opção de poderem suprir parte ou a totalidade das suas necessidades energéticas, podendo inclusivamente proceder à venda de excedentes de energia que produzem, de onde podem advir benefícios económicos importantes. Este tipo de consumidores está essencialmente localizado nas redes de distribuição de baixa tensão, pelo que se afiguram como instalações de pequena escala, mas que dado o número de potenciais alvos, podem em conjunto, constituir um volume considerável de potência e/ou energia que é posta em jogo.

2.3 - Situação Portuguesa

O Decreto-Lei (DL) n.º 29/2006, de 15 de Março, veio estabelecer as bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De acordo com o que é estabelecido neste documento, a produção de electricidade é classificada em dois regimes: o regime ordinário e o regime especial, sendo que ao regime especial corresponde a produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou a produção combinada de calor e electricidade [11]. De encontro ao que é estabelecido no DL n.º 29/2006, a produção em regime ordinário diz respeito à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídrico, enquanto que produção em regime especial corresponde a produção de electricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou a produção combinada de calor e electricidade. Na figura 2.2, retirada do sítio da Rede Eléctrica Nacional (REN), pode então ser observada a estrutura do SEN [12].

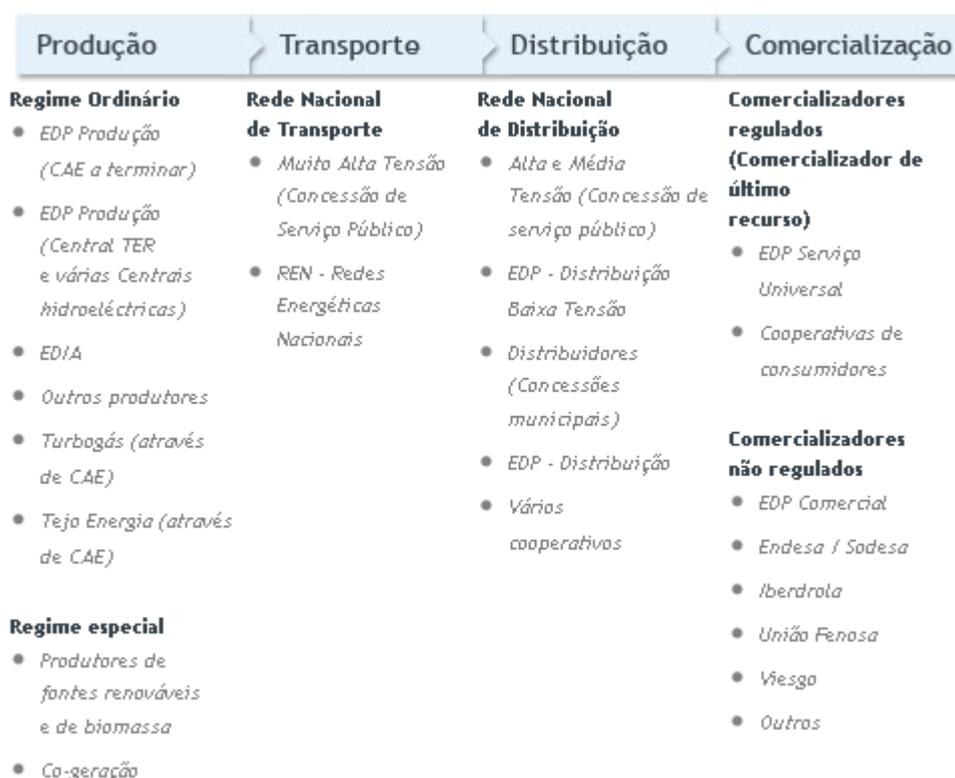


Figura 2.2- Estrutura do SEN [12].

No que diz respeito à micro-geração, como a actividade de produção de energia eléctrica na rede de baixa tensão, com possibilidade de entrega de energia à rede eléctrica pública, esta foi regulada pelo Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março. No entanto, após mais de cinco anos desde a entrada em vigor do referido decreto, verificou-se que o número de

sistemas de micro-geração de electricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa [11]. Isto deveu-se ao facto de os incentivos à adesão a estas novas tecnologias serem bastante reduzidos, reduzindo assim o interesse em investimento em tecnologias emergentes, ao qual acresciam os problemas burocráticos que tornavam o processo lento e complicado.

Dadas as dificuldades administrativas que era necessário vencer por parte de promotores de instalações de micro-geração, esta não atingiu grande significado em Portugal, pelo que foi levado a cabo um procedimento administrativo através do DL n.º 363/2007 de 2 de Novembro que veio simplificar significativamente o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de simples registo, sujeito a inspecção de conformidade técnica. Entre as simplificações presentes no DL n.º 363/2007 há que referir:

- A entrega e a análise dos projectos são substituídas pela criação de uma base de dados de elementos - tipo predefinidos que o produtor deve respeitar, encurtando-se assim um procedimento que tipicamente teria a duração de vários meses a um simples acto de registo electrónico.
- É criado o Sistema de Registo da Micro-geração (SRM), que constitui uma plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual todo o relacionamento com a Administração, necessário para exercer a actividade de micro produtor, poderá ser realizado.
- É previsto um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de facturas e acordos de IVA pelos particulares, que, para esse efeito, são substituídos pelos comercializadores

Além disso, com o DL n.º 363/2007 são criados dois regimes de remuneração: o regime geral e o bonificado. O regime geral, que é usado para a generalidade das instalações, enquanto que o regime bonificado é apenas aplicável a instalações caracterizadas pelo uso das fontes renováveis de energia. Além disso o acesso ao regime bonificado é condicionado à existência no local de consumo de colectores solares térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de uma auditoria energética e respectivas medidas, no caso de condomínios. O incentivo associado à venda de electricidade é, assim, utilizado para promover a água quente solar, complementando o Decreto-Lei n.º 80/2006, de 21 de Abril, que estabelece a obrigatoriedade de instalação destes sistemas nos novos edifícios. Este DL vem dar expressão a duas das medidas contempladas na Resolução do Conselho de Ministros

n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprova a Estratégia Nacional para a Energia, no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética [11].

Ainda de acordo com o DL nº 68/2002 de 25 de Março, é previsto que a electricidade produzida em sistemas de micro-geração seja essencialmente para consumo próprio, sendo o excedente passível de ser entregue a terceiros ou à rede pública com o limite de 150 kW de potência no caso de a entrega ser efectuada à rede pública [11]. A vinda do DL nº363/2007 veio facilitar as instalações de unidades do grupo I além de que veio prever uma série de outros limites para a integração de micro-geração na rede. De acordo com o artigo 4.º há que referir:

- 1- Os produtores de electricidade nos termos do decreto-lei nº 363/2007 não podem injectar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP), no âmbito desta actividade, uma potência superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização, sendo que este número não é aplicável às instalações eléctricas de utilização em nome de condomínios.
- 2- O acesso à actividade de micro-geração pode ser restringido mediante comunicação pelo operador da rede de distribuição, nos casos em que a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25 % da potência do respectivo posto de transformação.
- 3- A potência máxima para a instalação de produção de electricidade monofásica em baixa tensão é de 5,75 kW sendo que o DL define estas instalações como “Unidades do grupo I”.

No que diz respeito à remuneração e facturação, o DL nº 363/2007 estabelece dois regimes distintos:

- Regime geral, aplicável a todos os consumidores que tenham acesso à actividade de micro-geração, nos termos do artigo 4.º, para o qual a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.
- Regime bonificado, para unidades de micro produção com potência de ligação até 3,68 kW que utilizem as fontes de energia previstas no n.º 5 do artigo 11.º, aplicável segundo determinadas condições:

- 1) Para cada produtor no regime bonificado é definida uma tarifa única de referência aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes.
- 2) A tarifa única de referência aplicável é a seguinte:
 - a) Aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional, a tarifa de referência é de € 650/MWh;
 - b) Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a nível nacional, a tarifa única aplicável é sucessivamente reduzida de 5 %.
- 3) Após o período de 5 anos previsto no n.º 1 e durante o período adicional de 10 anos, aplica-se à instalação de micro produção, anualmente, a tarifa única correspondente à que seja aplicável, no dia 1 de Janeiro desse ano, às novas instalações que sejam equivalentes.
- 4) Após o período previsto no número anterior, aplica-se à instalação de micro produção o regime geral previsto no artigo 10º.
- 5) O tarifário de referência previsto no n.º 2 depende do tipo de energia renovável utilizada, mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência:
 - a) Solar – 100 %;
 - b) Eólica – 70 %;
 - c) Hídrica – 30 %;
 - d) Cogeração a biomassa – 30 %;
 - e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de micro-geração renovável – percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
 - f) Combinação das fontes de energia previstas nas alíneas anteriores na mesma unidade – a média ponderada das percentagens individuais aplicáveis utilizando como factor de ponderação os limites máximos de energia aplicáveis nos termos previstos no n.º 6.
- 6) A electricidade vendida nos termos do número anterior é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso da alínea a) do número anterior, e a 4 MWh/ano, no caso das restantes alíneas do mesmo número, por cada quilowatt instalado.

- 7) A potência de ligação registada no regime bonificado é sujeita a um limite anual.
- 8) O limite previsto no número anterior é de 10 MW no ano de entrada em vigor do presente decreto-lei, sendo aumentado, anual e sucessivamente, em 20%.

A aposta de Portugal nas energias renováveis assume um papel decisivo no cumprimento de objectivos ambientais estratégicos. É através de medidas como as presentes no DL n.º 363/2007 e da Directiva 2001/77/CE, onde a União Europeia reconhece a necessidade de promover as Fontes de Energia Renováveis (FER) que Portugal poderá atingir a meta de 39% até 2010 de produção de electricidade produzida a partir das Fontes de Energia Renováveis. Além disso, a aposta da micro-geração em Portugal pode ver vantajosa uma vez que, embora Portugal seja um país extremamente dependente face a países terceiros, é um país privilegiado para a utilização em larga escala de energias renováveis, em resultado da sua elevada exposição solar, de uma rede hidrográfica relativamente densa e uma frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos. É importante referir que em Portugal, o potencial solar disponível é bastante considerável, sendo o número médio anual de horas de sol, variável entre 2200 e 3000, no continente, e entre 1700 e 2200, respectivamente, nos arquipélagos dos Açores e da Madeira. Na Alemanha, por exemplo, este indicador varia entre 1200 e 1700 horas [13].

No que respeita aos resultados práticos da aplicação do DL 363/2007, importa referir alguns números sobre a evolução dos sistemas de micro-geração que têm vindo a ser instalados. Em relação à energia fotovoltaica em Portugal e segundo [14], as últimas estatísticas nacionais apontavam para cerca de 67.95 MWp de potência total instalada até final de 2008, repartidos por vários sectores (sector doméstico ou serviços, serviços, e em sistemas ligados à rede). Ainda segundo [14], em Portugal a tecnologia fotovoltaica representa uma pequena contribuição para os objectivos estabelecidos pelo governo (45 % do consumo bruto de electricidade a partir de FER) com cerca de 200 MW até 2010.

Interessa referir assim algumas das instalações mais significativas em Portugal:

- Situada na Freguesia de Brinches, concelho de Serpa (distrito de Beja), a central fotovoltaica de Serpa (com uma potência total instalada de 11MWp) ocupa uma área de 60 hectares numa das zonas de Portugal onde se verificam os valores mais elevados da radiação solar e onde, também, existe capacidade na rede eléctrica para um projecto desta dimensão [15].

- A Central Solar Fotovoltaica de Moura, instalada na Freguesia da Amareleja, concelho de Moura, é uma das maiores centrais fotovoltaicas do mundo. Esta central já está totalmente concluída, com uma potência total instalada 46 MWp [14].
- Martifer: Construiu em Oliveira de Frades (Norte de Portugal) uma fábrica de módulos solares, que começou a operar em Janeiro 2009. Com uma capacidade anual de 50 MWp, que poderá ser expandida para 100 MWp [14].
- Setúbal: instalação de 10 kW, propriedade da EDP, e que foi pioneira na ligação de sistemas fotovoltaicos à rede eléctrica [15].
- O Edifício Solar XXI é um projecto do INETI (Departamento de Energias Renováveis) com apoio do PRIME. Este projecto associa uma estratégia de optimização da envolvente à utilização de sistemas solares, e com 12 kWp de potência total instalada na fachada e 6 kWp no parque de estacionamento [16].
- Um sistema com 4.9 kWp de potência instalada, em São Brás (Barcelos), projectado pela SunTechnics [15].

2.4 - Situação Internacional

Hoje em dia, o perigo de que tanto se fala em relação ao aquecimento global, provocado pelos aumentos constantes do consumo de energia, bem como a forte dependência energética relativamente aos combustíveis fósseis, tem levado a que os líderes da EU estejam a assumir o compromisso de aumentar a utilização de fontes renováveis de energia. Este compromisso contribui activamente para a diversificação energética, bem como para a redução das emissões de dióxido de carbono. Países como a Alemanha, Espanha, França, Itália, Grécia entre outros, têm vindo a assumir metas e criado leis para que este compromisso possa ser viável.

A Alemanha é considerada o país com o mais bem sucedido mecanismo relativamente ao incentivo às fontes renováveis de energia. O sistema de preços introduzido com o Electricity Feed Act (1991) e posteriormente actualizado pela Renewable Energy Sources Act (2000) e pela emenda ao Renewable Energy Sources Act (2004) é a chave para o sucesso das renováveis na Alemanha. Em resultado das políticas governamentais, é de registar que no ano

de 2004, houve um aumento de aproximadamente 100% na potência FV instalada na Alemanha, que ao final de 2005 estava em aproximadamente 1,5 GWp conectados à rede eléctrica pública [17]. Em finais de 2006, existiam mais de 2500 MWp de potência fotovoltaica a operar no país, dando origem a que a Alemanha se tornasse o líder mundial de tecnologia fotovoltaica [18].

O mecanismo alemão é baseado na obrigatoriedade de compra, por parte do operador da rede, de toda a energia eléctrica proveniente de fontes renováveis, sendo pago ao produtor uma tarifa por cada kWh gerado. Segundo a lei alemã, a tarifação da energia proveniente de sistemas fotovoltaicos é de 0.5€ kWh. De acordo com [14], a instalações de sistemas FV conectados à rede na Alemanha cresceu significativamente tornando-se a capacidade instalada nos recentes anos tópicos de discussão. O dilema é baseado no facto do elevado número de instalações tornar difícil a detecção de cada sistema. As primeiras estimativas para 2008 mostravam uma nova capacidade de conexão à rede entre 1500 e 1750 MW, resultando numa capacidade acumulada entre 5,3 e 5,6 GW no final do ano. Assim, devido às dificuldades estatísticas e visando uma melhoria, desde o início de 2009, os proprietários de novos sistemas FV são legalmente obrigados a registar os seus sistemas na German Federal Network Agency. Somente sistemas inscritos receberão as tarifas devidas.

O objectivo do programa é assim facilitar o desenvolvimento sustentável no suprimento de energia, controlar o aquecimento global, proteger o meio ambiente e atingir um aumento substancial na percentagem das fontes renováveis no suprimento do consumo (no mínimo o dobro até o ano de 2010) [17].

Em relação à França, verificou-se nos últimos anos um rápido crescimento no que diz respeito à micro-geração. Segundo o governo Francês, este rápido crescimento foi devido essencialmente às alterações feitas em 2006 às tarifas aplicadas ao sistema fotovoltaico. De entre outras medidas, o governo Francês duplicou a tarifa aplicada à energia proveniente de sistemas fotovoltaicos, de 0.15€ para 0.30€ por kWh, adicionando ainda o incentivo de um crédito fiscal de 50% para o custo de instalação. Segundo [14], cerca de 105 MW foram instalados durante o ano de 2008, constituindo o triplo do volume de instalações em relação ao ano anterior. Oitenta por cento da potência instalada correspondiam a instalações em habitações individuais, sendo que, o total da capacidade fotovoltaica instalada em França actualmente é de 180 MW. Ainda segundo [14], o governo Francês apresentou uma série de propostas de grande importância relativamente ao sistema FV. A referir:

- Capacidade instalada acumulada de 1 100 MW em 2012 e 5 400 MW em 2020;
- Confirmação até 2012 das tarifas actuais e a criação de outra destinada a grandes superfícies comerciais e industriais. Esta tarifa é fixada em 0.45€ por kWh.

- Criação de um concurso público, para a construção até 2011 de pelo menos uma central solar FV em cada região francesa, com uma capacidade total instalada de 300 MW.

Em Espanha, a integração de produção dispersa nas redes de distribuição é regulada através do Real Decreto 436/2004 de 12 de Março. É através deste Real Decreto que se estabelece a metodologia e sistematização do regime jurídico e económico da actividade de produção de energia eléctrica em regime especial. É também através deste decreto que o governo espanhol pretende que no ano de 2010 cerca de um terço da procura de electricidade esteja coberta por tecnologias de alta eficiência energética e por energias renováveis, sem aumentar o custo de produção do sistema eléctrico. Além disso, com a contribuição da produção em regime especial, será possível alcançar o objectivo da lei 54/1997 de 27 de Novembro: atingir a meta de em 2010 as fontes de energia renováveis contribuírem pelo menos para 12 % do total da procura energética em Espanha [19].

Assim como previsto na lei Portuguesa, também a lei espanhola por meio do Real Decreto 436/2004 de 12 de Março prevê limites a esta integração, sendo que para interesse deste trabalho há que referir:

- A potência total da instalação ligada à rede não pode ser superior a 50% da capacidade da linha no ponto de ligação, definida como capacidade térmica do projecto da linha em tal ponto.
- Para subestações ou postos de transformação, a potência total da instalação ligada a uma subestação ou posto de transformação não poderá ser superior a 50% da capacidade de transformação instalada para esse nível de tensão.

Segundo um relatório da indústria fotovoltaica europeia e da Greenpeace, a Espanha, através da implementação de um sistema tarifário que define uma remuneração de 0.44€/kWh para a energia proveniente de sistemas fotovoltaicos, atingiu em 2006 a 4ª posição mundial pela sua capacidade total solar. De fato, em 2007, a meta que o National Renewable Energy Plan estabeleceu para o ano de 2010 foi superada. A meta para 2010 era de 400 MW e, no final de 2007, a capacidade instalada era já de 680 MW. A data limite de 30 de Setembro de 2008 foi então estabelecida para incluir novos projectos no antigo regime de tarifas (0.44€/kWh). Esta situação originou que em 2008 o mercado espanhol tivesse sido o maior a nível mundial e que 2008 tenha terminado com uma capacidade instalada superior a 3 500 MW, dos quais 2 700 MW foram instalados no ano de 2008 [14].

Desta forma, foi na tentativa de alcançar um nível de crescimento estável para a indústria solar, que a data de 30 de Setembro de 2008 ficou definida como a data limite para

projectos a beneficiar da tarifa antiga. Após esta data, os novos projectos passaram a ser regulados pela tarifa de 0.32-0.34€/kWh.

Em resultado da análise das realidades de diversos países europeus relativamente à aplicação de legislação específica para a promoção da micro-geração, pode afirmar-se que há uma tendência geral de estabelecimento de mecanismos de incentivo aos consumidores no sentido de promover a instalação massiva deste tipo de sistemas. Trata-se de medidas enquadradas em programas mais amplos, em que as questões ambientais e de aumento da eficiência energética são também tidas em consideração.

2.5 - Tecnologias de micro-geração

Nas secções anteriores foi feita uma breve referência sobre a situação portuguesa e internacional no que se diz respeito à integração de unidades de micro-geração nas redes de distribuição, bem como sobre os principais aspectos relacionados com uma nova figura que recentemente emerge dos sistemas de distribuição - o conceito de produtor/consumidor. Efectivamente, os recentes avanços tecnológicos no campo das tecnologias de produção dispersa, nomeadamente na micro-geração, juntamente com o conjunto de incentivos que recentemente têm vindo a ser definidos no sentido de incrementar a integração deste tipo de unidades na rede, contribuiu de forma decisiva para o seu desenvolvimento. Esses recentes desenvolvimentos tecnológicos contribuíram para o aparecimento de diversas tecnologias de geração, usualmente designadas por micro-geradores ou micro-fontes, sendo de destacar: células de combustível, micro-turbinas, micro turbinas eólicas e painéis solares fotovoltaicos. A potência eléctrica disponível neste tipo de tecnologias de conversão de energia é em geral inferior a 100 kW, o que as torna adequadas para serem ligadas às redes de distribuição em BT [4].

Assim sendo, importa agora fazer uma breve exposição sobre os principais aspectos tecnológicos e características dos sistemas de micro-geração, já referidos anteriormente. No entanto, é importante fazer notar que, face aos condicionalismos existentes em Portugal, a tecnologia fotovoltaica é tida como uma das principais tecnologias com potencial para ser instalada em grande escala. Além disso, as micro-turbinas eólicas apresentam também algum potencial de desenvolvimento, tendo em consideração as características dos regimes de vento que predominam, em especial na orla costeira.

2.5.1 - Célula de combustível

As células de combustível são dispositivos electroquímicos que convertem a energia química contida numa variedade de combustíveis directamente em energia eléctrica. Outras tecnologias comuns de geração de energia envolvem um processo intermédio para gerar energia eléctrica. Esse processo intermédio consiste na produção de calor através da queima dos combustíveis, seguido da sua conversão em energia mecânica que é usada para accionar um gerador eléctrico. No que diz respeito à sua eficiência, os sistemas baseados em células de combustível podem alcançar eficiências de operação de aproximadamente 60%. Este valor é praticamente o dobro da eficiência dos convencionais motores de combustão interna [4].

Foi dito anteriormente que uma célula de combustível pode ser definida como um dispositivo electroquímico que transforma continuamente a energia química em energia eléctrica. Para tal, é necessário que lhe seja fornecido o combustível e o oxidante. A figura 2.3 ilustra o elemento básico da célula de combustível que é célula. O combustível é o hidrogénio ou um composto que o tenha na sua constituição e o oxidante é o oxigénio. O hidrogénio utilizado no processo pode ser obtido de várias fontes: electrólise da água, gás natural, propano, metanol, ou outros derivados do petróleo como qualquer hidrocarboneto. Relativamente ao oxigénio, este pode ser facilmente retirado do ar.

Relativamente à sua composição básica, uma célula de combustível é constituída por dois eléctrodos (ânodo e catodo) e uma camada de ligação entre os dois - o electrólito. O ânodo fornece uma interface entre o combustível e o electrólito, catalisa a reacção de combustível, e fornece um caminho através do qual os electrões livres são conduzidos à carga através de um circuito externo. A globalidade das reacções da célula de combustível ocorre em duas etapas: a reacção de oxidação no ânodo e a reacção de redução no cátodo. A reacção de oxidação é a dissociação dos átomos de hidrogénio em protões e electrões. A reacção de redução ocorre quando os átomos de oxigénio se dissociam e se verifica a ligação com os protões que vem através da membrana e os electrões do circuito externo, formando água. O cátodo fornece uma interface entre o oxigénio e o electrólito, catalisa a reacção de oxigénio e fornece um caminho através do qual os electrões livres são conduzidos a partir da carga para o eléctrodo de oxigénio através do circuito externo [4]. O electrólito, um condutor iónico (não condutor eléctrico), actua como o separador entre o hidrogénio e o oxigénio para evitar a mistura e a combustão directa resultante. Este completa o circuito eléctrico de transporte de iões entre os eléctrodos.

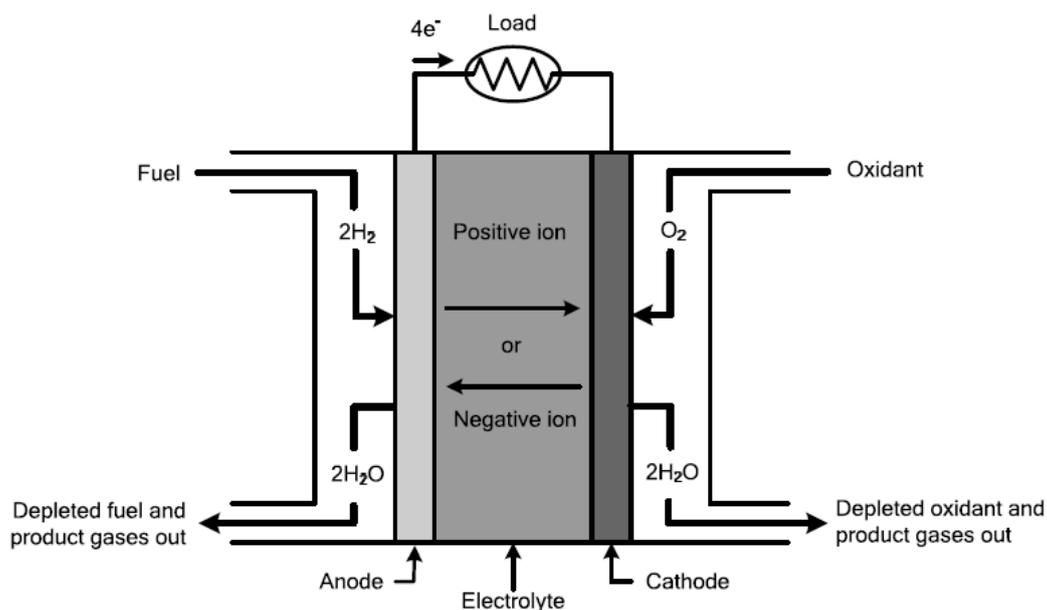


Figura 2.3 - Diagrama esquemático básico de uma unidade de célula de combustível [4].

2.5.2 - Micro-turbinas

O desenvolvimento da tecnologia das micro-turbinas nos recentes anos é o resultado de uma pesquisa e desenvolvimento intenso no campo das pequenas turbinas a gás do tipo estacionário, que são sistemas de geração auxiliar fiáveis usados em aviões comerciais, bem como sistemas baseados em turbo compressores, cujo desenvolvimento começou na década de 50 [4].

O termo “micro-turbina” refere-se em geral a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por um compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico, com uma potência total disponível não superior a 250 kW [20]. Para sistemas semelhantes mas com potências entre 250kW e 1MW é usualmente utilizado o termo “mini-turbina”. Existem duas configurações típicas de micro-turbinas: Veio simples e veio duplo. A tabela 2.2 ilustra as vantagens e desvantagens associadas a cada configuração. Na configuração de veio simples, ilustrado na figura 2.4, o compressor, a turbina e o gerador eléctrico partilham o mesmo eixo de rotação que gira a uma velocidade bastante elevada. Tipicamente o veio funciona a uma velocidade na ordem das 70000 - 90000 rpm, produzindo energia eléctrica em corrente alternada com uma frequência muito elevada. A energia assim produzida é primeiro rectificada para corrente contínua, sendo de seguida convertida novamente para corrente alternada de frequência industrial (50 ou 60 Hz) [4,20]. No caso de o sistema estar a funcionar isoladamente da rede eléctrica, é necessário o uso de dispositivos de

armazenamento tal como baterias, para fornecer potência ao gerador durante o processo de arranque, bem como para suportar a variações contínuas da carga [21].

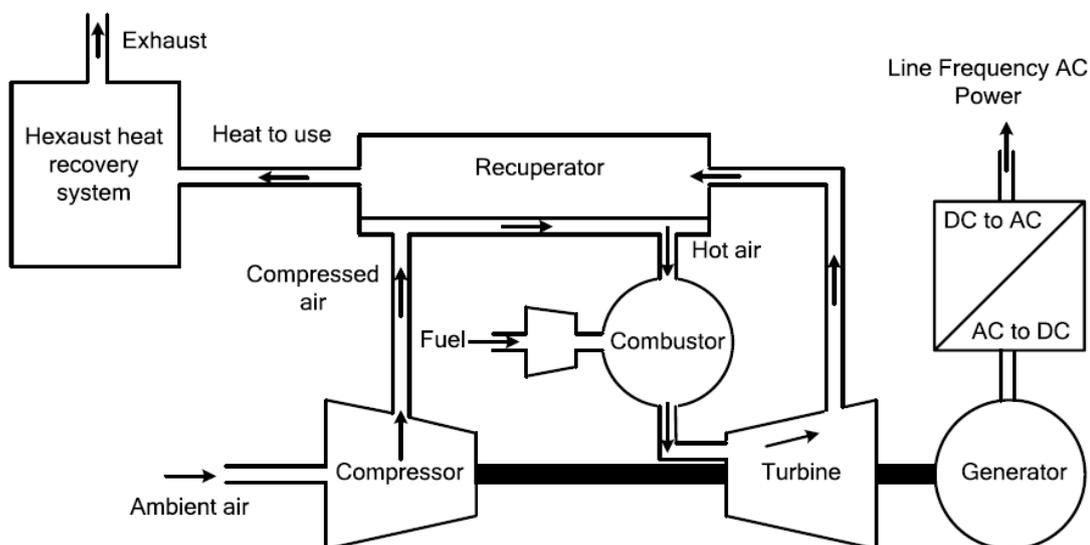


Figura 2.4 - Sistema de uma micro-turbina com veio simples [4].

No caso da configuração de veio duplo, este compreende o uso de duas turbinas. Existe assim num dos eixos uma turbina para accionar o compressor e outra turbina situado no segundo eixo para accionamento do gerador eléctrico. Os gases de escape da turbina do compressor são usados para alimentar o gerador da turbina. O gás de escape é usado no recuperador para pré-aquecer o ar que sai do compressor. No caso desta configuração, os eixos podem rodar a velocidades mais baixas. Além disso, a turbina pode ser ligada a um gerador convencional através de uma caixa de velocidades. Neste caso, é possível a utilização de um gerador convencional (síncrono ou assíncrono), com possibilidade de ligação directa à rede, sem ser necessário o recurso a sistemas de conversão baseados em electrónica de potência [4, 20].

Através da análise da tabela 2.1 [20], é possível verificar que este tipo de tecnologia usa essencialmente a configuração de veio simples. Esta configuração apresenta custos de operação e manutenção mais baixos, devido à sua simplicidade. Além disso é possível ter em atenção alguns dos principais fabricantes desta tecnologia.

Tabela 2.1 - Fabricantes e características dos seus produtos [20]

Fabricante/Distribuidor	Modelo	Número de veios	Tipo de Chumaceiras	Recuperador
Honeywell/AlliedSignal Power Systems Inc.	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
	Parallon 75/TurboGenerator Power System	1	ar	sim
	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
Rolls-Royce/Allison Engine	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
ALM Turbine, Inc.	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	sim
Bowman Power Systems Limited	Turbogen TG35	1	óleo	opcional
	Turbogen TG50	1	óleo	opcional
	Turbogen TG80	1	óleo	opcional
	Turbogen T200	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
Capstone Turbine Corporation/BG Technology	Model 330 Low Pressure	1	ar	sim
	Model 330 High Pressure	1	ar	sim
	Model 330 Landfill / Digester Gas	1	ar	sim
	Model 330 Liquid Fuel	1	ar	sim
	Model 330 Non-Recuperated	1	ar	não
	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
Elliott Energy Systems/General Electric Company/PowerPac Generator Systems	TA 45	1	óleo	sim
	TA 80	1	óleo	sim
	TA 200	1	óleo	sim
NREC / Ingersoll-Rand	PowerWorks Microturbine	2	óleo	sim
SWB Turbines, Inc.	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)
	(em desenvolvimento)	(i.n.d)	(i.n.d)	(i.n.d)

Teledyne Continental Motors	Model 105 Turbo-Generator	(i.n.d.)	Ar	(i.n.d.)
Toyota Power Systems	(em desenvolvimento)	2	Oleo	(i.n.d.)
Turbec AB (Volvo/ABB)	T100 CHP System	1	Oleo	sim
Williams Int. / GM	(em desenvolvimento)	(i.n.d.)	(i.n.d.)	(i.n.d.)

(i.n.d.) – Informação não disponível

Tabela 2.2 - Vantagens e desvantagens associadas às configurações das Micro-turbinas [20]

<i>Tecnologia</i>	<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
<i>1 Veio</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Menor número de peças móveis</i> ▪ <i>Elimina a necessidade de uma caixa de velocidades</i> ▪ <i>Funcionamento menos ruidoso</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Compromisso entre as necessidades da turbina e de uma carga eléctrica bem definida</i>
<i>2 Veios</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Flexibilidade em combinar a turbina e a carga eléctrica exigida</i> ▪ <i>Menores esforços mecânicos</i> ▪ <i>Vida útil mais prolongada</i> 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Maior número de peças móveis</i> ▪ <i>Necessidade de uma caixa de velocidades</i> ▪ <i>Geralmente tem um custo superior</i>

É também interessante referir que para as micro-turbinas com recuperador, o rendimento eléctrico atingido é da ordem dos 30%, enquanto que, em sistemas de co-geração o rendimento global pode atingir mais de 80%. Esta tecnologia pode ainda ser aplicada em diversos locais tais como hospitais, aproveitamentos de biomassa, co-geração, sistemas de emergência (arranque rápido), sistemas isolados e produção em horas de ponta para regulação tarifária, além de que pode funcionar com diferentes tipos de combustível: gás natural, gás propano liquefeito (GPL), biogás, gasóleo e querosene [22].

2.5.3 - Painéis Solares Fotovoltaicos

A designação de sistemas fotovoltaicos é referente a uma série de tecnologias que realizam a conversão directa da luz solar em energia eléctrica, usando um componente electrónico designado por célula solar. Os princípios básicos referentes a esta tecnologia foram descobertos em 1839 pelo físico Edmund Becquerel. Apesar dos princípios subjacentes à tecnologia remontarem à primeira metade do século XIX, os desenvolvimentos práticos desta tecnologia são bastante recentes, sendo que o primeiro dispositivo deste tipo a ser efectivamente construído data de 1941 [23].

No que diz respeito ao seu funcionamento, o painel solar fotovoltaico caracteriza-se por ter uma camada superior de silício que é construída com base num tratamento especial de forma a ser dotada carga eléctrica negativa (silício tipo n); por outro lado, a camada inferior é também tratada de modo a ser dotada de carga eléctrica positiva (silício tipo p). Devido a estes tratamentos a camada superior fica muito rica em electrões, enquanto que a camada inferior fica deficitária em electrões. Estas duas camadas são separadas por uma junção electricamente carregada que deixa apenas que os electrões transitem da camada inferior para a superior. Quando a luz ilumina o painel FV, parte dos fotões são absorvidos pelas camadas de silício, causando a libertação de alguns electrões. Quanto maior a intensidade da luz aplicada, maior o número de electrões libertados. Uma fracção dos electrões libertos atinge a superfície do painel onde o circuito eléctrico externo os recolhe e conduz à carga anexa enquanto um outro cabo, que parte da carga e a liga à parte posterior do painel, traz de volta os electrões para que estes se fixem na camada inferior de silício e fiquem à espera do próximo fotão [24]. Este princípio de funcionamento pode ser visto na figura 2.5.

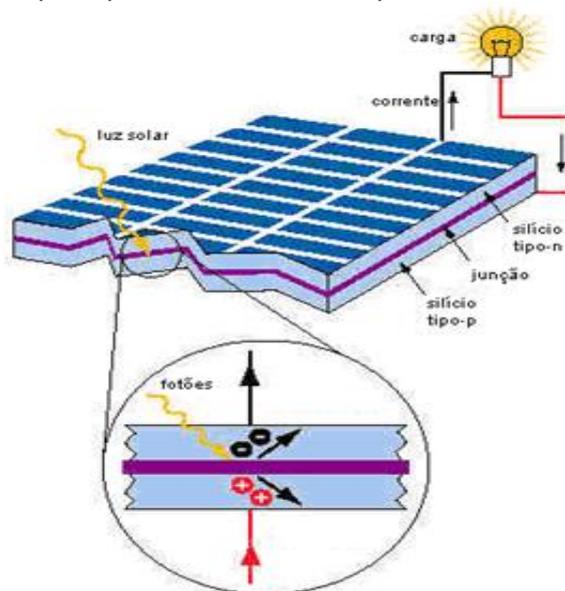


Figura 2.5 - Funcionamento de um painel FV [24].

Como mencionado em cima, o principal componente do painel FV é a célula solar. Esta célula é capaz de gerar uma tensão na ordem dos 0.5 - 1 V e uma corrente de curto-circuito de algumas dezenas de miliamperes por cm^2 . Desta forma, e como estes valores de tensão e corrente não são adequados para o uso da maior parte das nossas necessidades, estas células são ligadas em série e paralelo formando módulos. Estes módulos podem por sua vez ser também ligados em série ou paralelo podendo assim atingir tensões e correntes mais elevadas dando origem aos painéis FV. A figura 2.6 mostra como são formados os painéis FV. A corrente DC produzida é depois convertida em corrente AC por meio de inversores [4].

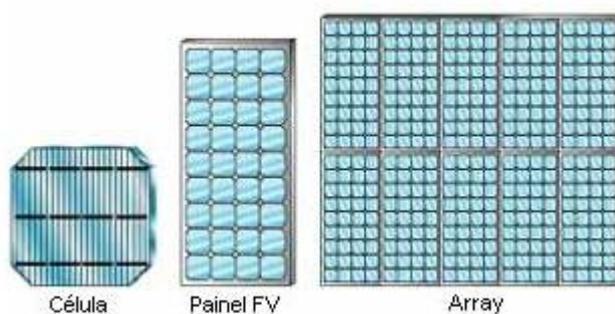


Figura 2.6 - Agrupamento de células solares para formar módulos (Painéis FV) ou arrays [24].

Como principais vantagens associadas a esta tecnologia é importante referir [25]:

- Conversão directa da radiação solar em energia eléctrica;
- Sem movimento de componentes mecânicas, logo sem barulho;
- Sem temperaturas elevadas;
- Sem poluição;
- Os módulos FV têm uma longa duração;
- A fonte de energia, o sol, é grátis, inesgotável
- Os painéis FV são uma fonte de energia muito flexível e a sua potência pode variar de microwatts a megawatts.

2.5.4 - Pequenas e micro-turbinas-eólicas

As turbinas eólicas, também designadas por aerogeradores, têm como função transformar a energia cinética do vento em energia eléctrica. Recentemente, este tipo de tecnologia tem apresentado crescimentos acentuados, nomeadamente no que respeita à sua integração em

parques eólicos, onde cada aerogerador tem potências na ordem das centenas de kW até cerca de 5 MW [4].

No que diz respeito às pequenas e micro-turbinas eólicas, destinadas a serem instaladas em locais do tipo residencial, e com potências na ordem de 1 kW até 25 kW, são normalmente projectadas para serem colocadas em telhados. No entanto, aspectos relacionados com os níveis de ruído que provocam, impacto visual e respeito nos requisitos de segurança a nível estrutural e eléctrico, têm vindo a dificultar a sua instalação, em especial nos ambientes urbanos [4].

É importante referir que o vento, assim como outras fontes renováveis, possui um certo número de vantagens ambientais, como por exemplo:

- Não produz resíduos;
- Não polui águas subterrâneas;
- Não afecta negativamente a vida vegetal circundante;
- Não emite dióxido de carbono para a atmosfera;

Da mesma forma que as restantes tecnologias de micro-geração, as micro turbinas eólicas são um grande contributo para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis tornando possível uma quase total independência energética. Aliado a este factor, existem ainda benefícios resultantes de uma possível entrega de excedente á rede pública.

Além de todos os benefícios atrás referidos, aspectos estéticos relacionados com a integração das micro-turbinas eólicas em ambiente construído não podem ser deixados de parte. Interessa portanto garantir que este tipo de tecnologia se enquadre da forma mais harmoniosa possível nos locais de instalação. No sentido de dar resposta a este requisito, foram desenvolvidos alguns aspectos tecnológicos destes tipos de unidades de micro-geração, sendo de referir as turbinas de eixo vertical e as de eixo horizontal. A figura 2.7 ilustra a principal diferença entre estes dois grandes tipos de micro-turbinas eólicas. Contudo existe uma espécie de padronização para este tipo de tecnologia, que se caracteriza pela micro-turbina eólica de eixo horizontal e de três pás.

De acordo com [4], nas turbinas de eixo horizontal as pás da turbina rodam sobre um eixo horizontal como nos tradicionais moinhos de vento, enquanto que nas turbinas de eixo vertical, a turbina é projectada para rodar sobre um eixo posicionado verticalmente. Existem alguns resultados que indicam que este tipo de turbina (eixo vertical) é mais adequado do que as de eixo horizontal em localizações caracterizadas por ventos mais turbulentos [26].

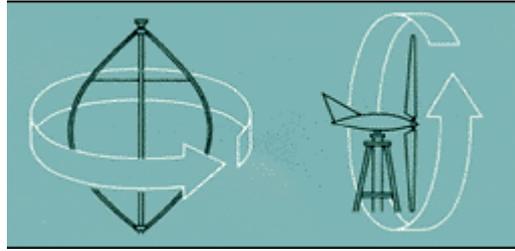


Figura 2.7 - Turbinas eólicas de eixo vertical (esquerda) e de eixo horizontal (direita)

2.6 - Impacto da produção distribuída nas redes eléctricas

Os aumentos crescentes da ligação de unidades de PD e micro-geração nas redes de distribuição de média e baixa tensão têm contribuído para o aparecimento de questões críticas relacionadas com o planeamento e operação destas redes. De facto, as redes de distribuição dos diversos níveis de tensão foram previstas para funcionamento com fluxos de energia unidireccionais, o que pode deixar de ser verificado em resultado da integração de níveis crescentes de integração destas unidades nas redes. Os impactos resultantes da ligação da PD nas redes de distribuição surgem principalmente devido às alterações induzidas nos fluxos de energia de rede, afectando não só a sua magnitude, mas também a sua direcção [4]. Alguns dos aspectos técnicos que devem ser avaliados devido à integração da micro-geração são [27]:

- Esquemas de protecção
- Qualidade da energia fornecida
- Estabilidade
- Operação da rede
- Perfil de Tensão

Para além destes aspectos, que serão referenciados nas secções seguintes, a integração em larga escala de unidades de PD nas redes de distribuição pode conduzir a benefícios importantes, tais como a diminuição de perdas e a diminuição da percentagem de carga nos

ramos (contribuindo assim para o diferimento de investimentos nas redes) e o aumento dos perfis de tensão [4].

2.6.1 - Esquemas de protecção

A conexão de PD na rede de distribuição pode afectar a operação correcta dos esquemas de protecção. Ao provocar modificações na magnitude e direcção dos fluxos de potência, a ligação de PD nas redes requer uma verificação profunda da coordenação de protecção entre a rede e a própria unidade de PD [4]. Em particular a sensibilidade e selectividade do sistema de protecção no seu todo pode ser afectada.

Outro aspecto importante diz respeito à própria protecção da instalação de PD. A protecção da instalação de PD deve ser assegurada e requer o uso de esquemas de protecção internos dedicados [4].

Desta forma, existem diferentes aspectos de protecção da PD que podem ser identificados [28]:

- Protecção do equipamento de geração de defeitos internos
- Protecção da rede de distribuição contra defeitos provocados pelas correntes de defeito fornecidas pela PD.
- Perda das protecções principais
- Impacto da PD nos sistemas de protecção de distribuição existentes

Todos estes aspectos são importantes e precisam de ser cuidadosamente abordados na conexão da PD à rede de distribuição.

2.6.2 - Qualidade da energia fornecida

Dependendo de circunstancias particulares a PD pode aumentar ou mesmo diminuir a qualidade da tensão recebida pelos restantes consumidores da rede. As unidades podem ter um impacto positivo no que diz respeito à redução do numero ou duração de interrupções no caso de a PD estar adequada para fornecer as cargas durante interrupções ou se operação em modo isolado for permitida. Contudo, podem também ter um impacto negativo na fiabilidade do sistema: caso se verifique uma falha interna na unidade de PD, que possa levar ao disparo das protecções da rede e à desconexão de um grande número de consumidores que não estão directamente relacionados com o problema [4, 27].

A qualidade de energia entregue aos consumidores está relacionada com as características da forma de onda da tensão e com as perturbações que esta possa sofrer. Assim, existem dois aspectos relacionados com a qualidade da potência que normalmente são considerados importantes: variações transitórias de tensão e distorção harmónica da rede.

No que diz respeito ao primeiro, a PD pode provocar variações transitórias de tensão caso se verifique uma alteração relativamente grande de corrente durante a conexão ou desconexão de um gerador. A magnitude desta corrente transitória pode ser limitada, tendo um cuidado especial ao projectar a PD e os sistemas que permitem o estabelecimento da sua ligação à rede [27]. Relativamente à distorção harmónica, as unidades de PD são consideradas fontes de poluição harmónica e inter-harmónica, especialmente quando as respectivas unidades utilizam conversores electrónicos de potência. Contudo a maior parte dos novos inversores estão a ser concebidos baseados nos interruptores IGBT. A sua aplicação, combinada com um controlo apropriado e técnicas de filtragem, é capaz de produzir injeções de potência na rede com reduzido conteúdo harmónico [29].

2.6.3 - Estabilidade

Segundo [4], a estabilidade das unidades de PD e a sua capacidade de enfrentar perturbações tem vindo a tornar-se uma questão cada vez mais importante à medida que os níveis de penetração de PD têm crescido. No seguimento de um distúrbio na rede, a perda de unidades de PD resulta na perda de geração e também do suporte à rede. Desta forma o impacto da PD na rede depende de vários factores tais como [4]:

- Da dimensão (potência) da unidade de PD
- Do número de unidades de PD presentes na rede (um grande número de pequenas unidades que representem um total significativo de geração que pode ter o mesmo impacto de grandes unidades de PD)
- O nível de tensão no ponto de conexão e as configurações da rede
- As características da conexão e a tecnologia de PD usada.

No caso da PD representar uma parte importante no total da geração do sistema eléctrico, a falha das unidade de PD pode ter um impacto negativo na frequência do sistema

e pode levar a globalidade do sistema a um ponto de operação instável resultando no colapso generalizado [4].

2.6.4 - Operação da rede

O paradigma convencional relativamente ao controlo das redes de distribuição, caracteriza-se pelo mínimo de acompanhamento e possíveis acções que podem ser realizadas sobre a mesma (do ponto de vista de acções remotas), o que confere à rede uma designação de rede passiva. Segundo [28], as redes foram projectadas através de estudos determinísticos considerando os casos críticos de modo a que as redes de distribuição pudessem operar com necessidade mínima de controlo. A utilização desta filosofia baseia-se muito nos princípios estabelecidos pelo sistema de distribuição radial, tal como o comportamento unidireccional do fluxo de energia [4].

Em contraste, e devido aos crescentes níveis de penetração de PD, existe a necessidade de uma gestão activa do sistema de distribuição. Assim, as técnicas de controlo activo permitem ao operador da rede de distribuição maximizar o uso dos circuitos existentes, tirando vantagem total no despacho dos geradores, controlo das tomadas de comutação em carga dos transformadores de distribuição (OLTC), reguladores de tensão, controlo da potência reactiva e reconfigurações do sistema, acções essas que são tomadas tendo em consideração uma visão integrada do sistema [28].

2.6.5 - Perfil de Tensão

Todos os concessionários de redes de distribuição têm a responsabilidade de fornecer energia aos seus consumidores com valores de tensão dentro de limites específicos. A figura 2.8 ilustra o perfil de tensão de uma rede radial [27], onde a razão de transformação do transformador MT/BT é ajustada por intermédio de um transformador com tomadas com possibilidade de serem ajustadas fora de carga, de modo a que em situações de carga máxima o perfil de tensão do consumidor mais remoto se encontre dentro dos limites adequados.

onde:

- V: Tensão nominal do circuito
- P: Potência activa injectada pela unidade de PD
- Q: Potência reactiva injectada pela unidade de PD
- R: Resistência do circuito
- X: Reactância do circuito

Assim, em algumas situações, o aumento de tensão pode ser um factor limitativo da quantidade de PD que pode ser integrada nas redes. Essa limitação resulta, em parte, das políticas rígidas seguidas pelos concessionários das redes de distribuição. Actualmente, a reduzida capacidade de controlo e monitorização que os concessionários detêm sobre a rede levam à necessidade de serem definidas regras muito específicas relativamente à integração de PD na rede, tendo por objectivo garantir, à priori, que em situação alguma a PD vai conduzir a situações de operação adversas da rede (nomeadamente, no que se refere à elevação da tensão para além dos valores admissíveis). Como principal limitação desta tendência, é importante referir que, para além das dificuldades de integração de PD, existe ainda uma falha no aproveitamento da capacidade destas fontes no que respeita à sua capacidade de puderem ajudar a mitigar efeitos adversos, desde que devidamente controladas e geridas, em coordenação com os demais elementos da rede [4].

Assim como nas restantes tecnologias de PD, também a integração de tecnologias de micro-geração, como é o caso da integração de painéis fotovoltaicos na rede de distribuição de BT podem contribuir para que os perfis de tensão subam nos pontos da sua ligação à rede. Este aumento da tensão depende da configuração da rede, das condições de carga bem como com a potência instantânea produzida pelo painel fotovoltaico [30]. A figura 2.9 ilustra um esquema típico da ligação à rede do sistema FV.

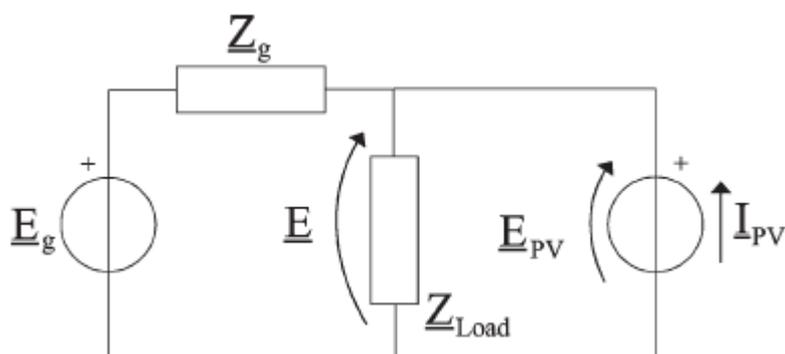


Figura 2.9 - Representação do circuito do sistema rede - carga - painel FV [30]

Através da figura 2.9 é possível traduzir o efeito dos painéis FV sobre o aumento de tensão no ponto de ligação à rede. Do que está representado na figura, os parâmetros \underline{E}_g e \underline{Z}_g correspondem aos parâmetros do equivalente de Thevenin da rede eléctrica no ponto onde o painel solar FV está ligado, \underline{Z}_{load} corresponde à impedância da carga e \underline{E}_{PV} e I_{PV} corresponde, respectivamente, à tensão e corrente injectada pelo sistema FV. Usando este modelo, a tensão no ponto de ligação à rede pode ser calculada como mostra a equação (2.3), onde é possível verificar que a tensão sem o sistema FV ($I_{PV}=0$) é aumentada de um valor que é proporcional ao produto $\underline{Z}_g I_{PV}$ quando este se encontra ligado à rede.

$$\underline{E} = \frac{\underline{Z}_{load}}{\underline{Z}_g + \underline{Z}_{load}} (\underline{E}_g + \underline{Z}_g I_{PV}) \quad (2.3)$$

Da equação (2.3) é também possível obter o valor limite da corrente do painel fotovoltaico, de modo a manter a tensão no ponto de ligação à rede abaixo do valor limite.

Tendo em consideração a política de integração de PD nas redes actualmente seguidas pela generalidade das concessionárias das redes de distribuição, a capacidade de PD que pode ser integrada nas redes é, a partida, fortemente limitada. Tal resulta do facto de os limites de integração serem identificados com base em procedimentos determinísticos e assumindo o cenário de pior caso: tensão máxima da subestação, condição de carga mínima e máxima saída de potência de PD [31, 32]. Com o objectivo de aumentar a capacidade de PD que pode ser integrada nas redes de distribuição, mantendo os perfis de tensão em níveis admissíveis, vários autores propõem estratégias de gestão activa das redes, explorando a capacidade de controlo da PD (no que respeita à injeção de potência reactiva, e, se necessário, limitando a potência activa a injectar por essa mesa unidade), juntamente com outros elementos da rede (por exemplo, baterias de condensadores e tomadas de transformadores). Em [31] os autores comparam três alternativas de controlo com o objectivo de maximizar a geração de energia eólica nas redes de distribuição existentes. Essas alternativas são:

- Corte/redução da potência activa produzida, principalmente durante as horas de baixo consumo.
- Absorção de energia reactiva através de dispositivos de compensação de energia reactiva. O princípio de corte/redução de potência activa será apenas aplicado quando a potência reactiva absorvida não é suficiente para manter os níveis de

tensão dentro dos limites admissíveis. Desta forma é de assumir um aumento das perdas na rede devido ao aumento do trânsito de potência reactiva.

- Controlo estratégico coordenado de tensão, envolvendo as tomadas de comutação em carga do transformador da subestação AT/MT e os níveis de produção de potência reactiva da PD.

Em [33] o autor propõe um controlo automático de tensão. Este controlo é baseado num estimador de estado estatístico para a estimativa das magnitudes de tensão nos barramentos da rede, com base em medições em tempo real de unidades estrategicamente colocadas na rede de distribuição e de perfis de carga para a construção de pseudo-medições para cargas não mensuráveis. Este controlo automático vai alterar o set-point do OLTC de acordo com as estimativas da magnitude da tensão.

Em [34] os autores formulam um algoritmo para o controlo de tensão nas redes de distribuição resolvendo um problema de optimização, onde as perdas de potência reactiva são minimizadas, sujeitas a uma série de restrições. As variáveis de controlo consideradas são a potência reactiva gerada pela PD, as definições do transformador OLTC e do banco de condensadores.

De entre as estratégias de controlo de tensão atrás descritas, que visam o aumento da capacidade de PD que pode ser integrada nas redes, ressalta a necessidade de um controlo coordenado de diversas unidades presentes na rede. Em termos práticos isto requer o desenvolvimento de sistemas avançados de comunicação, controlo e gestão a serem implementados sobre as redes actualmente existentes [4].

2.7 - Sistemas avançados para integração de micro-geração nas redes eléctricas

Na secção anterior, foram abordados alguns dos principais problemas associados à integração da PD nas redes de distribuição. No entanto, e como já foi referido, a integração dessas unidades pode trazer benefícios importantes, quer do ponto de vista ambiental, quer do ponto de vista da própria operação da rede eléctrica. Assim, e devido aos inúmeros benefícios associados a estas novas tecnologias, a necessidade do aumento da sua integração torna-se fundamental.

Desta forma, de modo a controlar os problemas associados à integração da PD nas redes eléctricas, é necessária a utilização de sistemas avançados de controlo dessas unidades, de forma a permitir aumento dos níveis de integração, bem como, explorar potenciais benefícios que essas unidades podem trazer à operação da rede.

Assim, e no seguimento do que tem vindo a ser dito, nesta secção irão ser abordados e caracterizados os sistemas de controlo avançados para a integração da micro-geração e PD nas redes eléctricas.

2.7.1 - Micro - redes e multi - microredes

Inicialmente, e como já foi referido, a PD desenvolveu-se principalmente ao nível das redes de distribuição de média e alta tensão. Contudo, os recentes desenvolvimentos da tecnologia contribuíram para a possibilidade de ligação deste tipo de produção à rede de distribuição de BT [4,35]. Apesar dos desenvolvimentos tecnológicos verificados, aliado à emergência das novas tecnologias verifica-se o aparecimento de problemas relacionados com o elevado crescimento de integração de micro-geração. Surge deste modo o projecto Europeu *Microgrids* que pretende identificar os problemas tecnológicos inerentes à integração de um conjunto de sistemas de produção descentralizada interligados em rede de baixa tenção [2].

De modo a tirar proveito dos benefícios desta evolução, é fundamental o desenvolvimento de estratégias de controlo e operação, desenvolvendo-se o conceito de micro-rede (MR). Segundo [36], uma micro-rede compreende uma rede de distribuição de BT (por exemplo, uma pequena área urbana, um centro comercial ou um parque industrial) com vários micro-geradores, sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis.

Os micro-geradores são pequenas unidades com valores de potência eléctrica inferiores a 100 kW, em que a maior parte possui interfaces baseadas em electrónica de potência, e exploram fontes de energia renováveis ou combustíveis fósseis em aplicações de alta eficiência energética, como por exemplo, a micro-co-geração. Os micro-geradores mais utilizados são do tipo dos anteriormente já referidos:

- Painéis FV
- Células de combustível
- Micro-turbinas
- Micro-turbinas eólicas

A figura 2.10 ilustra de uma forma geral como é constituída uma micro-rede. É considerada uma alimentação (transformador MT/BT), que alimentam cargas eléctricas, sistemas de micro-geração como o fotovoltaico e sistemas de armazenamento. Além disso, torna-se imprescindível a utilização de um esquema de gestão e controlo hierárquico. Este sistema de controlo vai permitir que problemas como o aumento de tensão para valores superiores aos referidos pela norma EN 50160 (1.1 p.u.) sejam controlados aquando a elevada penetração de micro-geração na rede. Aliado a este controlo torna-se da mesma forma imprescindível uma infra-estrutura de comunicação de modo a assegurar que todos os elementos da MR estão agregados numa célula única [4].

De acordo com a figura 2.10, o MicroGrid Central Controller (MGCC) que se encontra no lado de baixa tensão do transformador de distribuição MT/BT tem como objectivo otimizar a operação da MR considerando [37]:

- Ofertas dos micro-geradores e cargas;
- Preços de mercado;
- Restrições de segurança da rede;
- Previsões de consumo e produção local;

Utilizando rotinas de optimização, o MGCC envia aos Load Controllers (LC's):

- Set-points para os níveis de produção das micro-geradores;
- Set-points para cargas e deslastre de cargas;

Ainda na figura, o Microsource Controller (MC) e o Load Controller (LC) têm como função controlar localmente a produção e modos de operação, nível de armazenamento, gestão das cargas, enviando ofertas ao MGCC. Desta forma, os MC's têm autonomia para efectuar a optimização local da produção de potência activa e reactiva dos micro-geradores quando ligados à rede, e a monitorização rápida da carga no decorrer de uma situação de funcionamento em modo de emergência. Quanto aos LC's, estes controlam a carga seguindo a procura do MGCC de acordo com a política do Demand Side Management (DSM) ou de modo a implementar funcionalidades na limitação de carga, em situações de emergência [4,37].

No que diz respeito ao modo de operação, a MR pode funcionar de acordo com os seguintes modos [4]:

- **Modo rede interligada:** A MR está ligada à rede MT a montante, sendo totalmente ou parcialmente alimentada por esta, ou injectando nesta excedentes de potência.

- **Modo de Emergência:** Caso exista uma falha na rede MT a montante ou em caso de alguma acção planeada (por exemplo, em caso de manutenção), a MR tem a capacidade de alterar o modo de funcionamento para operação isolada ou para estabelecer o procedimento de reposição de serviço em caso uma falha generalizada (blackout) no sistema. Nos casos de funcionamento em modo de emergência, o MGCC modifica o controlo dos geradores de modo de despacho de potência para modo de frequência onde: O controlo primário é feito pelo MC e LC e o controlo secundário pelo MGCC [36].

A exploração do conceito de micro-redes, dando origem à formação de redes de BT activas, origina assim um número de benefícios para o operador da rede de distribuição e para o consumidor final [4]. Esses benefícios são:

1. A operação da MR é baseada em fontes de energias renováveis e Micro-Geração (MG), caracterizados por muito baixas emissões de dióxido de carbono. Além disso, a redução das perdas do sistema de distribuição devido à integração da produção dispersa, contribui também para a redução das emissões dos gases de efeito de estufa (GEE's).
2. As MR vão explorar tanto FER como combustíveis fósseis em locais com aplicações de micro-CHP de elevada eficiência. O uso intensivo de aplicações de micro-CHP contribui para o aumento da eficiência global dos sistemas de energia para níveis muito além do que é possível alcançar com as grandes centrais. Por outro lado, a exploração local das FER contribui para a redução da dependência dos combustíveis fósseis importados e aumento da segurança energética.
3. Um consumidor integrado numa MR vai ter a possibilidade de agir tanto como comprador ou vendedor de energia térmica e eléctrica, tornando-se desta forma um participante activo do mercado.
4. Uma MR bem concebida é capaz de contribuir para o aumento da fiabilidade do sistema eléctrico ao nível do consumidor, uma vez que duas fontes independentes (rede de distribuição MT e unidades de MG) podem ser usadas para fornecer energia eléctrica às cargas.

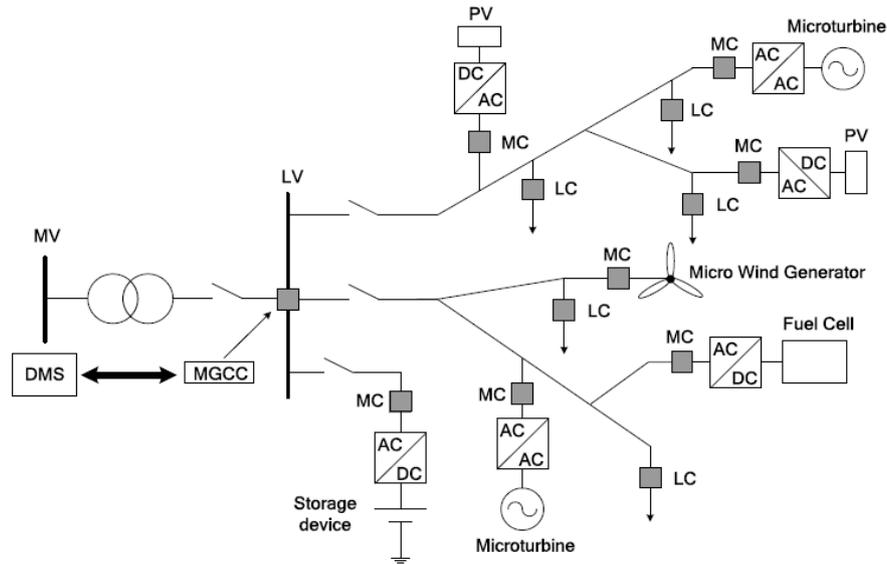


Figura 2.10 - Arquitectura de uma micro-rede [4].

No que diz respeito às multi-microredes, este conceito foi desenvolvido no âmbito do projecto Europeu More MicroGrids [5], e está relacionado com uma estrutura multi-nível, existente ao nível da rede de distribuição de MT, englobando micro-redes estabelecidas sobre as redes de distribuição de BT, bem como as unidades de produção dispersa conectadas à própria rede de distribuição MT [35]. A figura 2.11 ilustra o conceito de multi-micro-rede, juntamente com a respectiva arquitectura de controlo e gestão.

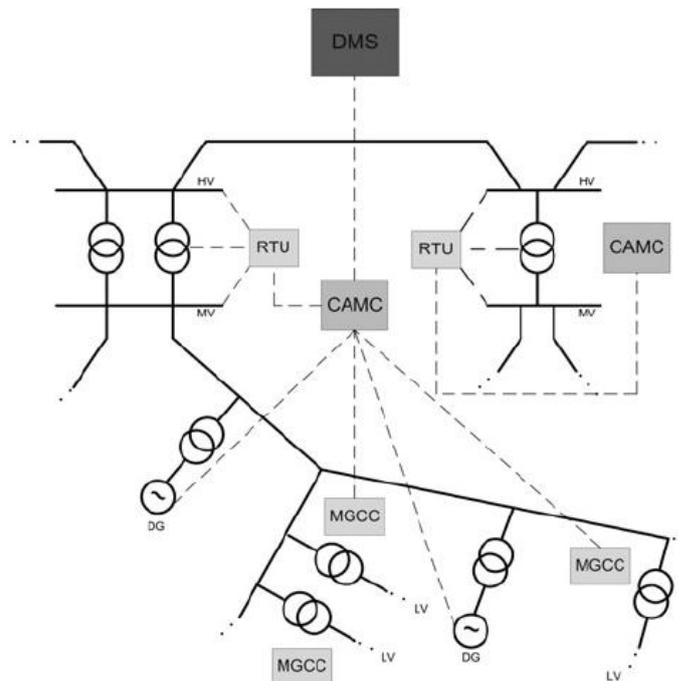


Figura 2.11 - Arquitectura de controlo e gestão de uma multi-micro-rede [35]

A operação deste tipo de sistema requer a transposição do conceito de micro-rede ao nível da MT, onde todas as partes activas devem ser controladas por um sistema de controlo centralizado ao nível da subestação AT/MT (Central Autonomous Management Controller - CAMC). O CAMC servirá de interface com o DMS e operará sobre responsabilidade do DSO [35].

2.7.1.1 - Controlo coordenado de tensão em multi-micro-redes

O principal objectivo do sistema de controlo de tensão é definir uma estratégia coordenada e otimizada para os vários níveis de tensão no sistema de distribuição, nomeadamente para a MT e a BT. No entanto, considerando este novo cenário de operação, é necessário desenvolver um esquema de controlo que seja simultaneamente descentralizado e hierárquico, que explore a arquitectura de comunicações (e consequentemente, as possibilidades de controlo) disponível para o *smart-metering*.

No seguimento do que tem vindo a ser dito e de acordo com [35], um dos principais problemas resultantes da integração de PD em grandes quantidades na rede de distribuição é o aumento dos perfis de tensão. No sentido de resolver este problema, têm sido equacionadas várias soluções de controlo, sendo de referenciar a utilização de sistemas de controlo de potência activa e reactiva produzidas pela PD, em coordenação com o controlo da tensão ao nível da subestação AT/MT. De acordo com o tema deste trabalho que se foca em redes de distribuição de BT, o controlo de potência reactiva aquando do 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 redes se caracterizam por serem redes fortemente resistivas, isto é, ao contrário das redes de MT onde a razão X/R é mais elevada, nas redes de BT esta mesma razão é muito baixa.

De acordo com a figura 2.12 e considerando que na rede BT a resistência é superior à reactância ($R > X$) obtemos a seguinte expressão das equações do trânsito de potência [35]:

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 \times V_2 \times \cos \theta_{12}}{R} \quad (2.2)$$

onde:

- P_{12} é o trânsito potência activa na linha
- V_2 é a tensão do barramento 2
- V_1 é a tensão do barramento 1

- R é a resistência da linha
- θ é o ângulo entre V_1 e V_2

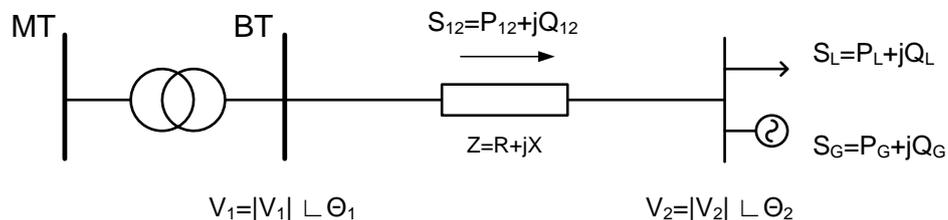


Figura 2.12 - Exemplo do sistema

De acordo com a equação (2.2), verifica-se que de modo a que seja possível injectar potência activa do lado de BT para o lado de MT em redes resistivas a tensão deve ser (em p.u.) superior no lado do barramento 2 ($V_2 > V_1$) [35].

É possível desta forma concluir que a elevada penetração de micro-geração precisará de um controlo efectivo da tensão através do controlo de potência activa e reactiva visto que a separação da potência activa da tensão nas redes de BT não é possível. Desta forma verifica-se que nas redes BT com micro-geração, a forma de controlar com mais eficácia os níveis de tensão para níveis adequados é através do controlo de potência activa injectada pelos micro-geradores [35].

Surge assim a necessidade de se desenvolver um controlo coordenado para o controlo de tensão em redes de distribuição. Para o desenvolvimento deste controlo em redes de distribuição, são considerados os níveis de MT e de BT e torna-se necessário ter em consideração as características específicas das redes de MT e de BT.

Em [35], o autor propõe um esquema de controlo de tensão que pretende otimizar as condições de operação através do uso da PD, micro-redes e transformadores com possibilidade de regulação em carga. Em alguns casos, a utilização de bancos de condensadores também é tido em consideração. Além disso, e de forma a garantir uma operação coordenada de todos os dispositivos, torna-se necessário utilizar um algoritmo que corra ao nível da rede de MT e que permita avaliar o impacto da estratégia de controlo ao nível da rede de BT [35]. A abordagem a este esquema de controlo requer o desenvolvimento de uma sucessão de soluções para o problema global (ao nível da MT) e para o problema local (ao nível da BT) de forma a convergir para uma solução quase óptima. Segundo a equação (2.3) que representa a função objectivo do esquema de controlo, verifica-se que este esquema funciona tendo em consideração a minimização das perdas activas e minimização da micro-geração cortada.

$$\min \sum P_{loss} + \sum \mu G_{shed} \quad (2.3)$$

O algoritmo de optimização seleccionado foi o Enxame Evolucionário de Partículas (Evolutionary Particle Swarm Optimization - EPSO). Este algoritmo é uma combinação entre o enxame de partículas tradicional e as estratégias evolucionárias e tem sido aplicado em diversos problemas de optimização no âmbito dos Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) [35].

Como referido anteriormente, as variáveis de controlo utilizadas para o controlo de tensão irão ser a potência reactiva fornecida pelas fontes de PD, a potência activa nas micro-redes e os transformadores com tomadas de regulação em carga.

É então possível concluir que o controlo coordenado de tensão apresenta-se como uma mais-valia para o controlo efectivo da tensão. Contudo, como abordado anteriormente, de modo a ser possível a sua aplicação é necessário ter uma devida caracterização das redes quer a nível da MT, quer a nível da BT. Se ao nível MT é possível obter uma boa caracterização das redes, ao nível da BT já não é tão fácil. Parâmetros com o comprimento das linhas, correntes máximas admissíveis, resistências e reactâncias não são fáceis de obter, obtendo-se assim uma caracterização deficitária da rede BT. Desta forma, neste trabalho é proposto a implementação de um controlo local. Embora se apresente como uma solução mais simples, este controlo não constitui uma solução óptima. Isto porque, ao contrário do controlo coordenado que também actua ao nível da MT, existindo a possibilidade de controlo de variáveis que não a micro-geração, o controlo local actuará directamente na micro-geração. Desta forma existirá sempre uma limitação à penetração da mesma.

O controlo local constituirá assim uma alternativa mais imediata ao controlo coordenado, até que a possibilidade de se obter uma caracterização mais eficaz ao nível das redes de BT se verifique.

2.7.2 - Projecto InovGrid

A gestão activa da rede para geração, armazenamento e procura de energia eléctrica é uma das bases do conceito de rede inteligente. Aqui, as acções de todos os agentes conectados ao sistema de electricidade podem ser integradas de uma forma inteligente, visando a sustentabilidade, eficiência e segurança no fornecimento de energia eléctrica [39].

Como abordado anteriormente em [35], a implementação deste tipo de sistemas requer um controlo inteligente e um sistema de gestão baseado em avançadas soluções de

comunicação e monitorização. Desta forma, as redes inteligentes são a expressão mais visível da integração de PD de uma forma coordenada num sistema sustentável [39].

Hoje em dia, a maior parte dos consumidores têm uma participação passiva no sistema eléctrico de energia. Estes, apenas recebem energia sem terem nenhuma participação na gestão de fontes de geração e da rede.

O projecto “InovGrid - A evolução da rede de distribuição como resposta aos novos desafios do sector eléctrico” surgiu como resposta ao desafio colocado pela EDP distribuição (EDPD) relativamente à liberalização do mercado Ibérico e Europeu e à necessidade de introduzir mais inteligência na rede de forma a permitir gerir e controlar de forma mais abrangente a rede de distribuição, incluindo a integração em larga escala de micro-geração [6]. Desta forma, o projecto InovGrid está estruturado em torno de [40] (ver figura 2.13):

- Redes Inteligentes
- Microprodução e PD
- Telecontagem e gestão energética

No que diz respeito às redes inteligentes, o projecto pretende promover o aumento de eficiência e qualidade de serviço da rede eléctrica, tanto ao nível da MT e AT como também ao nível da BT. Relativamente à microprodução e PD o projecto pretende lidar com os problemas inerentes ao impacto desta integração através de um controlo activo de equipamentos e da própria rede. Já no que diz respeito à telecontagem e gestão energética, o projecto promove uma abordagem centrada no consumidor constituindo uma alavanca para a prestação de novos serviço, para a promoção da eficiência energética e da concorrência na comercialização de electricidade [40]. Segundo [6] e através da análise à figura 2.13, as abordagens de telecontagem tem vindo a evoluir do ponto de vista de sofisticação tecnológica, desde o Automated Meter Reading (AMR) até ao Automated Meter Management (AMM), introduzindo o conceito de smart metering.

A arquitectura de referência que pretende ser desenvolvida no âmbito do projecto InovGrid baseia-se numa arquitectura hierárquica multi-nível, capaz de gerir simultaneamente de forma separada ou integrada a informação técnica e comercial.

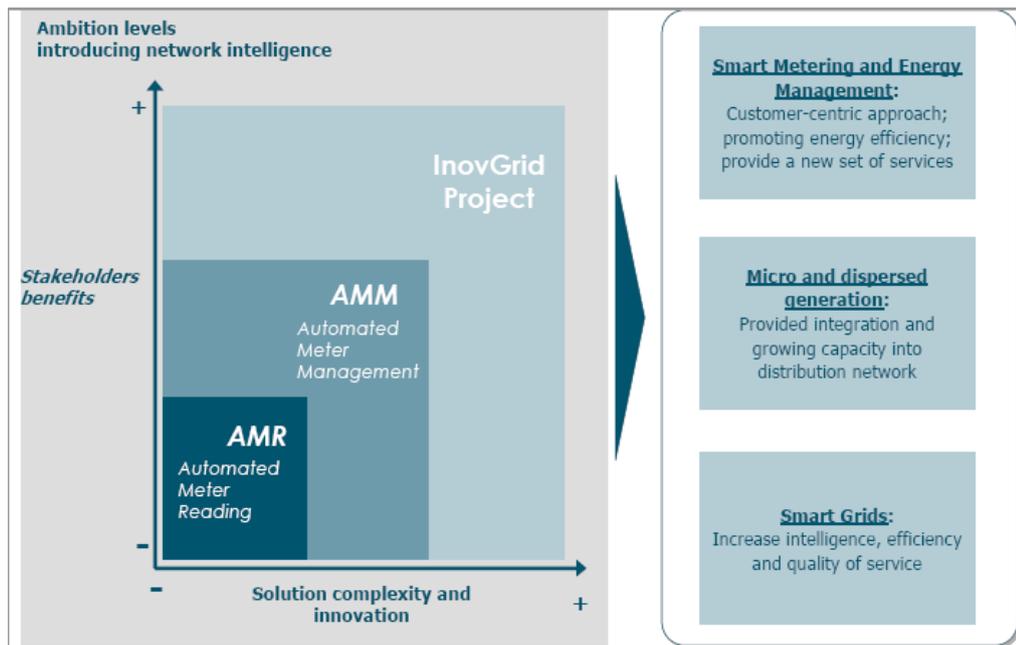


Figura 2.13 - Âmbito do Projecto InovGrid [39]

Segundo [39] a arquitectura do projecto, que pode ser vista na figura 2.14, encontra-se dividida em 3 níveis:

- 1- **Nível do produtor / consumidor:** Neste nível encontram-se as Energy Boxes (EB), que implementam as funções de contagem de energia e também a gestão de energia doméstica, incluindo o controlo de equipamentos consumidores de energia e o controlo da micro-geração.
- 2- **Nível da subestação MT/BT (posto de transformação - PT):** Neste nível encontra-se o Distribution Transformer Controller (DTC), com funções de concentração de informação, gestão das Energy Boxes e ainda a monitorização, controlo e automação do PT (transformador e restantes activos do posto de transformação MT/BT)
- 3- **Nível de controlo e gestão central:** Neste nível é realizada a agregação da informação comercial e de gestão de energia, sendo ainda implementado o controlo operacional da rede.

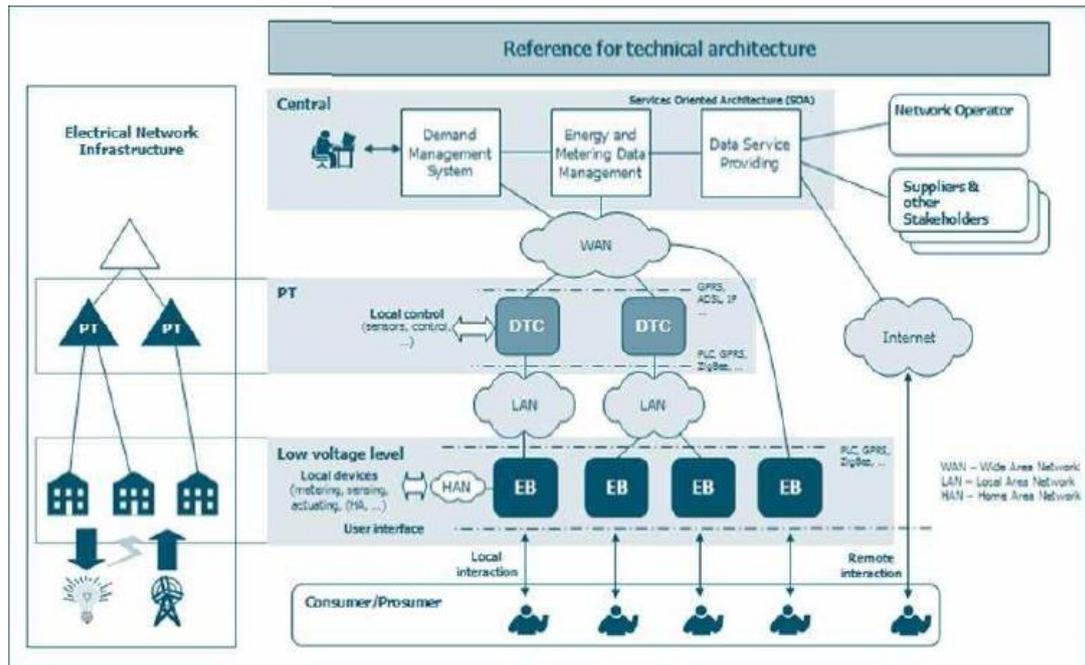


Figura 2.14 - Arquitectura de referência InovGrid [6]

2.7.2.1 - Energy box

De forma genérica, a Energy Box é o gateway inteligente doméstico. São os dispositivos que ficam mais próximos dos produtores/consumidores, implementando os serviços de contagem e permitindo, através da sua capacidade de comunicação local, a troca de mensagens entre cliente e fornecedor incluindo a informação detalhada dos consumos [6].

As vantagens associadas a esta Energy box são várias. Por princípio, todos terão uma caixa igual, que permite fazer a telecontagem, evitando desse modo as leituras em casa e mesmo as estimativas que surgem nas facturas, frequentemente obrigam a acertar no final do ano. Com a Energy Box, a leitura é permanente e envia a informação actualizada para uma central comercial do operador [41].

Segundo [41], os novos contadores vão ter um interface de comunicação, um pequeno ecrã a instalar num ponto de referência da casa que vai alertando para um consumo exagerado ou não, em determinado momento. Ainda segundo [41], a Energy box trás outras vantagens que não se verificando no imediato poderão ser visíveis a médio prazo. Segundo [41], será possível programar a Energy Box para fazer a gestão dos consumos dentro de casa, para que se tenha um consumo de electricidade mais eficiente. É possível assim programar o sistema para apagar determinados aparelhos que não estando a ser precisos e não necessitam de estar a consumir energia.

De uma forma geral pode-se considerar que a Energy Box aparece como a face mais visível do projecto InovGrid, sendo que a ambiciosa meta prevista pela EDP de que cerca de

250 mil consumidores portugueses em 2009 estivessem equipados com a Energy Box não foi atingida.

2.7.2.2 - Distribution Transformer Controller

O Distribution Transformer Controller (DTC) fica localizado no posto de transformação e é o componente principal neste nível da arquitectura, permitindo a introdução faseada de novas funcionalidades conforme elas se tornem necessárias, face ao seu conceito modular e expansível. As principais funções do DTC são [6]:

- Comunicar e gerir as Energy Boxes existentes na rede BT da subestação;
- Operar como um dispositivo inteligente de controlo e automação do PT;
- Detecção de defeito e controlo da Iluminação Pública.

O DTC implementa ainda outras funções, tais como balanço energético, monitorização do desequilíbrio de carga, monitorização de sobrecarga do transformador, análise da qualidade de energia, detecção e notificação de falhas de energia e tem ainda a responsabilidade de gerir a operação da rede em ilha, explorando a capacidade de geração local existente na rede de baixa tensão desde que disponível [6].

2.7.2.3 - Comunicações

As comunicações têm um papel fundamental no projecto, já que disponibilizam todo o suporte de infra-estrutura às diversas funcionalidades e serviços. A infra-estrutura divide-se nas seguintes redes [6] (ver figura 2.14):

- 1- WAN (Wide Area Network) - Interliga os Sistemas de Informação/ SCADA/DMS com os DTC;
- 2- TAN (Transformer Area Network) - Interliga o DTC e os restantes dispositivos electrónicos inteligentes (IED) existentes no PT;
- 3- LAN (Local Area Network) - Interliga o DTC e as EB;
- 4- HAN (Home Area Network) - Interliga a EB com dispositivos instalados na casa do consumidor/ produtor;

2.7.3 - O projecto InovGrid e o Controlo Coordenado de Redes de Distribuição

Como referido anteriormente, a elevada integração de PD nas redes de distribuição pode provocar problemas ao funcionamento do sistema eléctrico. Assim a necessidade de criação de sistemas avançados para integração destas tecnologias é essencial. Surgem deste modo as micro-redes e conseqüentemente as multi-micro-redes.

Em Portugal, este tipo de sistemas avançados de integração de micro-geração tem a sua expressão mais visível no âmbito do projecto InovGrid. Este projecto contempla a implementação de uma rede inteligente suportada numa infra-estrutura de telecomunicações que se estende a todos os locais de consumo, chegando a casa dos clientes [40]. A comparação entre as figuras 2.11 e 2.14 ilustra as semelhanças dos conhecidos sistemas avançados de integração de micro-geração com o projecto InovGrid desenvolvido em Portugal.

Da mesma forma que na figura 2.11, o conceito da arquitectura de controlo e gestão da rede de distribuição no âmbito do projecto InovGrid, baseia-se de acordo com a figura 2.15.

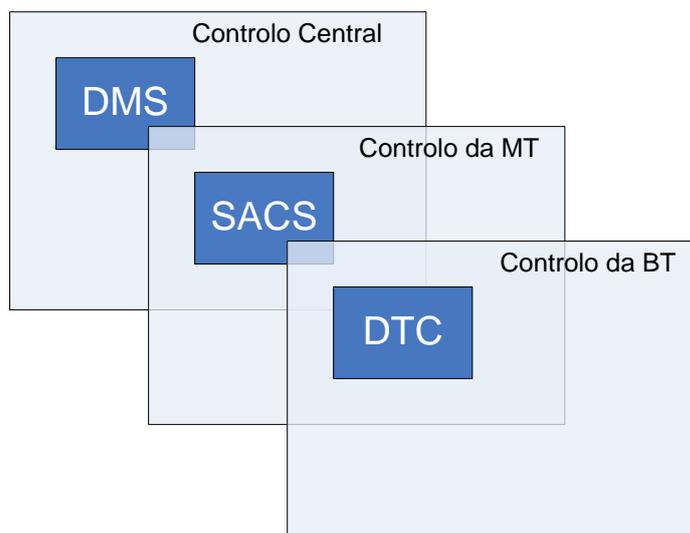


Figura 2.15 - Arquitectura de controlo e gestão da rede de distribuição

Segundo a figura 2.11 a arquitectura de controlo e gestão da rede de distribuição é estruturada segundo três níveis: MGCC, CAMC e DMS. Tal acontece na arquitectura de controlo e gestão da rede de distribuição no âmbito o projecto InovGrid. Assim comparando as duas arquitecturas ao MGCC corresponde o DTC e ao CAMC corresponde o Substation Automation and Control System (SACS). De acordo com a figura 2.15:

- **Controlo Central** - encabeça a hierarquia de controlo, onde o DMS é responsável pela supervisão, controlo e gestão da rede de distribuição e serve de interface entre o sistema de distribuição e o sistema de transmissão de energia.
- **Controlo ao nível da MT** - um nível de controlo intermédio gerido pelo SACS, localizado na subestação de AT/MT, que permite a integração de algumas funcionalidades normalmente atribuídas ao DMS, bem como a implementação de novas funcionalidades, e que servirá de interface entre o sistema central (DMS) e os controladores locais.
- **Controlo ao nível da BT** - correspondente ao DTC, encarregue da rede de BT, que é responsável pela gestão da micro-rede, incluindo o controlo da micro-geração e cargas controláveis.

Esta arquitectura de controlo permitirá uma gestão coordenada entre a rede de MT (incluindo PD ligada a este nível) e a micro-rede (através do DTC), em conjugação com sistemas de gestão activa de cargas.

Através desta secção, tendo em consideração que o estudo que será abordado relativamente ao impacto da integração de micro-geração nas redes de distribuição se baseia em redes do projecto InovGrid, é possível verificar a importância que este sistema avançado constitui para o desenvolvimento do sistema eléctrico português de modo a ser possível cada vez mais beneficiar das potencialidades da crescente integração de micro-geração, sem preocupações com os problemas inerentes. Para tal o controlo coordenado da rede de distribuição torna-se fundamental.

2.8 - Sumário e principais conclusões

Neste capítulo foi apresentada uma visão geral relativamente à mudança de paradigma do sistema eléctrico, e que resulta essencialmente da integração crescente de PD nas redes de distribuição de média e baixa tensão. A ligação de PD à rede de distribuição de Média Tensão (MT), bem como o recente crescimento da micro-geração nos sistemas de Baixa Tensão (BT) poderá colocar sérios desafios ao sistema eléctrico de distribuição. Num futuro não muito distante, as redes de distribuição irão necessitar de novos métodos e processos para o planeamento do sistema, incluindo o desenvolvimento de novas arquitecturas de

controlo de redes, sendo de destacar arquitecturas semelhantes às que foram desenvolvidas no âmbito de projectos como o MORE MICRO-GRIDS, capazes de permitir a integração efectiva destas novas unidades de geração.

Além disso, foram apresentadas breves descrições sobre as diversas tecnologias de micro-geração com principal destaque para os Painéis Solares Fotovoltaicos e para as micro-turbinas eólicas. Devido à crescente integração de micro-geração, proporcionada pelo desenvolvimento destas tecnologias, começam a surgir uma série de impactos para a rede de distribuição de BT (enfoque para o aumento dos perfis de tensão). Surge desta forma a necessidade de criar sistemas avançados de integração de micro-geração (micro-redes). Assim, através da utilização destes sistemas avançados de integração, obtêm-se estratégias de controlo e operação que não seriam necessárias para controlo do sistema eléctrico baseado no paradigma convencional atrás mencionado.

Foram também abordados os principais impactos que decorrem da integração de PD nas redes de distribuição. Na sequência disso, verificou-se a necessidade de adoptar um controlo coordenado de tensão. Esse controlo, realizado ao nível da MT e da BT foi realizado de acordo com o algoritmo de optimização EPSO. Conclui-se também que, devido à falta de caracterização da maior parte das redes de distribuição BT por parte do operador da rede, este controlo não constitui no imediato uma solução eficaz. Foi então referido uma abordagem que será realizada neste trabalho que é o controlo local, caracterizado pela sua simplicidade mas por não apresentar uma solução óptima.

No seguimento da abordagem às micro-redes, multi-micro-redes e o controlo coordenado de tensão associado, foi também apresentado o projecto InovGrid que surgiu em resposta ao desafio colocado pela EDP distribuição, relativamente à necessidade de introduzir mais inteligência na rede de distribuição de energia eléctrica, de forma a permitir gerir e controlar de forma mais abrangente a rede de distribuição, incluindo a integração em larga escala de micro-geração.

Capítulo 3

Integração de micro-geração em redes de Baixa Tensão: O problema do controlo de tensão

3.1 - Introdução

No capítulo anterior foi abordado o impacto que a integração de PD provoca nas redes de distribuição. Em especial, foi dado enfoque ao problema do controlo coordenado de tensão, conseguido através de infra-estruturas como as que foram desenvolvidas no âmbito dos projectos More MicroGrids e InovGrid. Contudo, devido à integração massiva de micro-geração que se tem vindo a verificar, os perfis de tensão nas redes de distribuição tendem a modificar-se para valores que não são os mais adequados para a rede de distribuição BT. Em especial, importa referir que a concessionária da rede de distribuição deve garantir o fornecimento de energia eléctrica com valores de tensão dentro de limites bem definidos, sendo de referir que no caso Português esses limites estão definidos acordo com o estabelecido na norma EN NP 50160 [42]. Tendo em consideração a realidade portuguesa, o Decreto-lei 363/2007 estabelece limites claros no que respeita à integração de unidades de micro-geração nas redes de distribuição de BT. Por outro lado, atendendo a previsíveis aumentos da integração de micro-geração nas redes de distribuição, é relevante ter a percepção do comportamento das redes de distribuição de BT onde essa micro-geração será integrada. Trata-se de um problema crítico para a operação da rede, uma vez que actualmente, a concessionária da rede de distribuição não detém qualquer mecanismo de controlo sobre as redes de BT. Assim sendo, e perante estas condições de operação, a concessionária da rede necessita de conhecer de antemão os possíveis efeitos da integração de unidades de micro-geração sobre o comportamento do perfil de tensão da rede, no sentido de limitar a sua integração (e consequentemente evitar efeitos nefastos sobre o sistema). Neste contexto, há que referir o seguinte exemplo: assumindo uma predominância

de integração de micro-geração do tipo solar fotovoltaico cuja produção máxima ocorre simultaneamente por volta das 12 h - 13 h, podem ocorrer situações de elevados níveis de produção numa determinada zona geográfica (por exemplo, zona de rede afectada a um posto de transformação) sem que o consumo seja elevado. Com efeito, o valor da carga neste período do dia pode ser significativamente reduzido em comparação com a ponta, o que contribui para agravar os efeitos de comportamento de tensão nessas redes. Deste exemplo simples, fica patente o facto de que, numa rede de distribuição de BT sem qualquer tipo de possibilidade de controlo de injeção de potência de micro-geração, há cenários críticos a serem avaliados em termos do comportamento do perfil de tensão, e que se podem caracterizar genericamente por:

- Perfil de cargas reduzido
- Potência injectada por unidades de micro-geração elevada

Tendo em consideração o que tem vindo a ser referido sobre os impactos de elevados níveis de integração de micro-geração nas redes de distribuição, pretende-se tomar conhecimento dos possíveis efeitos da integração de unidades de micro-geração nas redes de distribuição em termos dos perfis de tensão que podem vir a ser atingidos. Além disso, é importante tomar conhecimento destes possíveis efeitos na rede de distribuição uma vez que devido à actual falta de capacidade de controlo por parte do operador de rede sobre a rede de BT é importante ter-se uma percepção acerca dos limites de integração de micro-geração, sem que os normais parâmetros da operação da rede (em especial o valor da tensão) sejam afectados. Desta forma evita-se a subida da tensão para valores acima dos referidos por [42] (1.1 p.u.), evitando-se assim efeitos nefastos sobre o sistema.

A análise dos efeitos da integração de micro-geração será assim feita de acordo com um conjunto de redes identificadas no âmbito do projecto InovGrid. Esta análise será realizada com base na criação de condições de integração de micro-geração. Destas condições de integração, destacam-se com maior importância, aquelas presentes na legislação vigente em Portugal (DL nº263/2007). Neste DL, estão presentes os actuais limites à integração de micro-geração na rede de distribuição. Seguidamente, no decorrer deste capítulo as diferentes condições de integração serão devidamente caracterizadas.

De uma forma geral, nesta secção pretende-se através do conjunto de redes provenientes do projecto InovGrid, analisar, segundo diversas condições de integração, a partir de que valores é que a integração de micro-geração começa a criar problemas para o correcto funcionamento do sistema eléctrico.

3.2 - Caracterização das redes em estudo

Neste ponto, as redes de BT utilizadas para avaliação do comportamento da tensão em face de níveis crescentes de integração de micro-geração, vão ser brevemente caracterizadas relativamente à sua tipologia, número de barramentos, cargas que alimentam e total de potência activa e reactiva, sendo que todas elas são alimentadas pelo posto de transformação de distribuição correspondente.

Foi considerado um factor de potência $\text{tg } \Phi = 0.4$ para todos os cenários de exploração. Além disso, todas as tabelas com os diferentes elementos caracterizadores das redes em estudo encontram-se em anexo (Anexo A).

3.2.1 - Rede de 50 kVA

A rede de 50 kVA é normalmente usada em áreas rurais, de pequenas dimensões que apresenta um posto de transformação de distribuição de 50 kVA. Além disso, apresenta 24 barramentos sendo que existem apenas 16 barramentos de carga onde a micro-geração pode ser integrada. A tabela A-1 mostra o número de barramentos com carga, a sua potência de ponta associada bem como os totais de potência activa e reactiva dos barramentos, enquanto que a tabela A-2 apresenta o número de clientes por barramento bem com a potência contratada pelos mesmos.

3.2.2 - Rede de 100 kVA

A rede de 100 kVA é uma rede que tal como a de 50 kVA é normalmente usada em áreas rurais. Apresenta um posto de transformação de distribuição de 100 kVA e é constituída por 35 barramentos sendo que existem apenas 28 barramentos de carga onde a micro-geração pode ser integrada. A tabela A-3 mostra o número de barramentos com carga, a sua potência de ponta associada, bem como os totais de potência activa e reactiva dos barramentos, enquanto que a tabela A-4 apresenta o número de clientes por barramento bem com a potência contratada pelos mesmos.

3.2.3 - Rede de 250 kVA

A rede de 250 kVA é uma rede que ao contrário da rede de 50 kVA e de 100 kVA possui uma capacidade mais elevada. Desta forma, a rede de 250 kVA é uma rede que normalmente é usada em áreas rurais com uma maior densidade de carga comparativamente com as redes de 50 kVA e 100 kVA. Esta rede é constituída por um posto de transformação de distribuição de 250 kVA e apresenta 48 barramentos sendo que existem apenas 43 barramentos de carga onde a micro-geração pode ser integrada. A tabela A-5 mostra o número de barramentos com carga, a sua potência de ponta associada, bem como os totais de potência activa e reactiva dos barramentos, enquanto que a tabela A-6 apresenta o número de clientes por barramento bem com a potência contratada pelos mesmos.

3.2.4 - Rede de 400 kVA

No que diz respeito à rede de 400 kVA, devido à elevada potência do seu posto de transformação de distribuição (400 kVA) a sua aplicação verifica-se em áreas de média/elevada densidade de carga, correspondente a ambientes semi-urbanos ou urbanos. A rede em estudo apresenta 75 barramentos sendo que existem apenas 69 barramentos de carga onde a micro-geração pode ser integrada. A tabela A-7 mostra o número de barramentos com carga, a sua potência de ponta associada, bem como os totais de potência activa e reactiva dos barramentos, enquanto que a tabela A-8 apresenta o número de clientes por barramento bem com a potência contratada pelos mesmos.

3.2.5 - Rede de 630 kVA

Assim como a rede de 400 kVA, a rede de 630 kVA apresenta uma potência elevada no seu posto de transformação de distribuição (630 kVA) pelo que a sua aplicação verifica-se em áreas de elevada densidade de carga, correspondente a ambientes urbanos. A rede em estudo apresenta 319 barramentos sendo que existem apenas 51 barramentos de carga onde o estudo considerou a aplicação de micro-geração. A tabela A-9 ilustra o número de barramentos com carga, a sua potência de ponta associada, bem como os totais de potência activa e reactiva

dos barramentos, enquanto que a tabela A-10 apresenta o número de clientes por barramento bem com a potencia contratada pelos mesmos.

3.3 - Metodologia adoptada para o estudo

O operador da rede de distribuição deve garantir o fornecimento de energia eléctrica com valores de tensão dentro de limites bem definidos, sendo que em Portugal esses limites estão definidos de acordo com o estabelecido na norma EN NP 50160 [42]. Segundo esta norma, para as variações de alimentação de tensão em condições normais de exploração, não considerando as situações subseqüentes a defeitos ou a interrupções de alimentação:

- Durante cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10min devem situar-se na gama de $U_n \pm 10\%$;
- Todos os valores eficazes médios de 10min devem situar-se na gama de $U_n \left(\begin{smallmatrix} +10 \\ -15 \end{smallmatrix} \right) \%$

No que diz respeito a redes de distribuição com elevados níveis de integração de PD, o aumento da tensão para além dos valores regulamentarmente definidos (onde o limite de +10% é tido como referência para a operação da rede), está fortemente correlacionado com os seguintes aspectos:

- Nível de integração de PD;
- Características da energia produzida, nomeadamente no que diz respeito ao comportamento da potência reactiva absorvida e/ou injectada;
- Localização da PD na rede;
- Relação da potência efectivamente produzida pelas unidades de PD e a carga alimentada pela rede de distribuição.

Como já foi anteriormente referido, o controlo de tensão torna-se assim um factor determinante, uma vez que o aumento de tensão pode constituir um factor de limitação à integração de PD na rede de distribuição. No que respeita à integração de unidades de micro-geração nas redes de distribuição de BT, e dadas as características eléctricas das linhas das redes de BT ($R \gg X$), verifica-se que o problema do comportamento do perfil de tensão ao longo da rede está essencialmente dependente da injeção de potência activa. Pelo contrário, nas redes de MT e AT, o factor X/R é mais elevado uma vez que a reactância

predomina sobre a resistência. Sendo assim, é possível efectuar o controlo de tensão através da potência reactiva. A figura 3.1 ilustra o efeito da potência activa sobre o perfil de tensão nas redes de distribuição de BT.

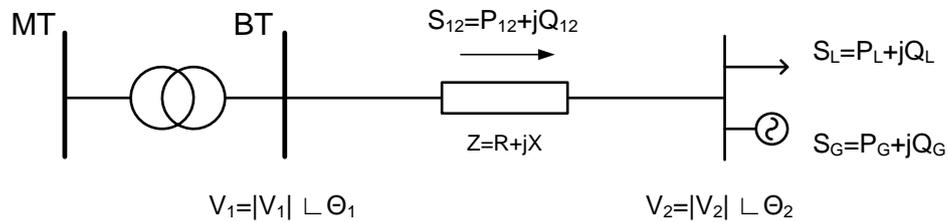


Figura 3.1 - Exemplo do sistema

De acordo com a figura 3.1 e considerando que na rede BT a resistência é superior à reactância ($R \gg X$) obtemos a seguinte expressão das equações do trânsito de potência [35]:

$$P_{12} = \frac{V_1^2 - V_1 \times V_2 \times \cos \theta_{12}}{R} \quad (3.1)$$

De acordo com a equação (3.1), já descrita anteriormente, podemos verificar que de modo a que seja possível injectar potência activa do lado de BT para o lado de MT em redes resistivas a tensão deve ser superior no lado do barramento 2 ($V_2 > V_1$) [35].

No seguimento do que tem sido dito sobre os problemas do comportamento dos perfis de tensão nas redes de distribuição de baixa tensão, relativamente à integração de unidades de micro-geração, nesta secção será descrita a metodologia seguida para avaliar o problema referido, nas diversas redes em estudo.

Relativamente ao estudo, é importante referir que é assumida a não existência de qualquer mecanismo de controlo da potência injectada pelas unidades de micro-geração. Assim, qualquer problema em termos de degradação do perfil de tensão nas redes de distribuição de baixa tensão que possa advir de níveis crescentes de integração terá de ser resolvido, mediante a definição de limites claros de integração que assegurem que o valor limite de tensão regulado pela NP EN 50160 não seja ultrapassado, e garantindo ao mesmo tempo a maximização da potência de micro-geração que pode ser instalada nas condições actualmente existentes.

Numa das secções anteriores foi referido que uma das condições abordadas neste estudo realizado respeitou as imposições da lei portuguesa, mais propriamente, do DL nº 363/2007. Este DL diz respeito às limitações à integração de unidades de micro-geração nas redes de BT, tendo este estudo considerado ainda duas situações distintas:

- **Caso 1:** Cada consumidor pode instalar no máximo 50% da respectiva potência contratada, com um limite de 5.75 kW ($\cos\theta = 1$);
- **Caso 2:** Cada consumidor pode instalar no máximo uma potência de MG igual à respectiva potência contratada ($\cos\theta = 1$).

Relativamente à quantificação de potência de μG integrada por rede, esta é definida em valor percentual da potência do transformador da rede de distribuição de BT típica correspondente:

$$\% \mu G = \frac{P_{\mu G}}{S_{nPT}} \times 100\% \quad (3.2)$$

É ainda importante referir que este estudo foi modelizado, tendo em consideração que as redes BT (cargas e micro-geração) foram consideradas como redes trifásicas equilibradas. Contudo, na realidade isto não se verifica tendo em consideração o desequilíbrio verificado das redes de distribuição de BT (redes trifásicas com neutro).

A metodologia que foi utilizada para identificação dos limites de integração de unidades de μG nas redes de distribuição de BT foi a seguinte:

- Para cada rede de distribuição de BT considerada:
 1. Ordenar os locais electricamente mais afastados (e próximos) do barramento de BT do Posto de Transformação de Distribuição;
 2. Assumir um cenário de carga (30 %, 40% e 50 % da Potência de ponta da respectiva rede);
 3. Definir o cenário de estudo (caso 1 ou 2 anteriormente identificados);
 4. Para cada valor de percentagem de integração de micro-geração
 - Efectuar a instalação das unidades de micro-geração na rede de distribuição de BT, de acordo com a listagem definida no ponto 1 (em cada nó da rede de BT onde é considerada a ligação de uma unidade de micro-geração, assume-se que esta produz um valor de potência activa igual à sua potência nominal);

- Resolução do problema do trânsito de potências e avaliação do perfil de tensão, com especial interesse para o registo da tensão mais elevada na rede.

Interessa referir que, a adopção do ponto 1 e 2 da metodologia tem por objectivo realizar um estudo de sensibilidades do comportamento das redes face a diferentes cenários de integração de micro-geração e diferentes cenários de carga. Isto é, pretende-se verificar os possíveis efeitos da micro-geração de acordo com a distribuição da mesma segundo os pontos mais afastados e mais próximos em relação ao PTD. Além disso, para cada rede foram assumidos diferentes percentagens de carga em relação à potência de ponta. Isto verificou-se uma vez que um dos problemas que origina o aumento dos perfis de tensão resulta da coincidência entre momentos de elevada produção proveniente da micro-geração e períodos de carga relativamente reduzidos face à potência de ponta. Assim, ao considerar estes diferentes perfis de carga será possível obter um estudo mais diversificado, possibilitando desta forma atingir resultados que melhor caracterizam este problema. O facto de se assumir que cada unidade de micro-geração produz um valor de potência activa igual à sua potência nominal, esta relacionado com o facto de, em especial os sistemas solares fotovoltaicos, apresentarem elevados factores de simultaneidade de produção numa mesma área geográfica e nas horas de maior insolação. Importa salientar que após a resolução do trânsito de potências, interessou apenas o registo do valor mais elevado da tensão na rede, uma vez que é o resultado que pode definir a limitação de integração de micro-geração na rede.

Tabela 3.1 - Descrição dos cenários realizados em cada estudo

<i>Cenários de carga e de % de penetração de micro-geração (% μG)</i>	<i>Descrição</i>
<i>C30</i>	<i>A rede alimenta 30% da carga de ponta no barramento</i>
<i>C40</i>	<i>A rede alimenta 40% da carga de ponta no barramento</i>
<i>C50</i>	<i>A rede alimenta 50% da carga de ponta no barramento</i>
<i>20% μG</i>	<i>20% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>
<i>25% μG</i>	<i>25% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>
<i>30% μG</i>	<i>30% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>
<i>40% μG</i>	<i>40% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>
<i>50% μG</i>	<i>50% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>
<i>60% μG</i>	<i>60% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>
<i>70% μG</i>	<i>70% De integração de micro-geração em relação ao PTD</i>

80% μG	80% De integração de micro-geração em relação ao PTD
90% μG	90% De integração de micro-geração em relação ao PTD
100% μG	100% De integração de micro-geração em relação ao PTD

Assim como nas redes de BT, ao nível da rede de distribuição de MT, um perfil de carga relativamente reduzido face à ponta contribui igualmente para que a tensão da rede de distribuição MT esteja acima do valor nominal. De forma a atender a esta situação, para os estudos realizados, foi considerado que a rede de distribuição de MT estabelece um valor de tensão de 1.04 p.u. no barramento MT de ligação do posto de transformação.

Importa novamente referir que a análise dos casos mencionados foi realizando tendo em conta que as redes eram perfeitamente equilibradas. Posteriormente, foi ainda considerado um estudo envolvendo um estudo de trânsito de potências trifásico em redes desequilibradas (rede trifásica com neutro, como é o caso da rede de distribuição de BT).

Conclui-se assim que de acordo com a metodologia proposta, este estudo, caracterizou-se por um estudo do pior caso relativamente ao valor da tensão nos barramentos após a penetração de diferentes percentagens de micro-geração. Desta forma o impacto da micro-geração foi avaliado tendo em conta as alterações induzidas nos perfis de tensão. Para as situações de exploração mencionadas considerou-se apenas o cenário $\text{tg } \Phi=0.4$ associado ao factor de potência nos nós de consumo.

3.3.1 - Estudo para as potências contratadas nos locais mais distantes

Neste estudo, e de acordo com a metodologia atrás referida, foram considerados os pontos mais distantes, como os locais onde se iria integrar a micro-geração. Além disso, este estudo consistiu na integração da capacidade máxima, relativamente ao caso 1 ou 2 abordados na metodologia, que cada cliente/ produtor podia integrar na rede. Desta forma, o estudo teve o objectivo de verificar de que forma a integração de micro-geração nas redes de BT de acordo com o estabelecido na legislação portuguesa afecta o comportamento dos perfis de tensão nas redes em estudo.

Tabela 3.2 - Barramentos mais distantes para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 1)

<i>Rede em estudo</i>	<i>Barramentos mais próximos</i>
50 kVA	5, 16, 15, 12, 20, 19, 14, 23, 18, 8, 21, 17, 24, 22, 13

100 kVA	22, 35, 20, 15, 26, 23, 25, 29, 24, 13, 11, 14, 18, 9, 19
250 kVA	22, 23, 48, 25, 12, 11, 24, 26, 34, 10, 41, 38, 27, 15, 37, 14, 35, 36, 42, 33,29, 28, 32, 39, 9, 21, 40, 43, 17, 46, 16, 7, 45, 13, 19, 44
400 kVA	71, 45, 75, 44, 46, 4, 37, 34, 35, 63, 47, 42, 33, 58, 73, 30, 48, 15, 43, 16, 69, 27, 52, 40, 60, 28, 51, 17, 32, 61, 66, 31, 49, 18, 67, 6, 57, 25, 26, 2, 41, 56, 50, 7, 8, 68, 39, 74, 70, 24, 11, 65, 3, 72, 38, 62, 9, 12, 10, 13, 64, 20, 14, 21, 29
630 kVA	280, 315, 312, 309, 319, 306, 299, 310, 298, 307, 305, 281, 302, 311, 300, 301, 303, 269, 318, 288, 297, 282, 283, 289, 290, 292, 296, 308, 294, 293, 295, 270, 271, 314, 291, 272, 304, 274, 317, 313, 273, 285

Tendo em consideração que o caso 2 ultrapassa o limite imposto na lei portuguesa, referido através do DL 363/2007, foi utilizado na tentativa de verificar o seu efeito na rede de distribuição e para verificar até que ponto o valor mencionado no caso 1 parece adequado. A tabela 3.3 ilustra os barramentos correspondentes ao caso 2 em que foi possível a integração da micro-geração.

Tabela 3.3 - Barramentos mais distantes para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 2)

<i>Rede em estudo</i>	<i>Barramentos mais próximos</i>
50 kVA	5, 16, 15, 12, 20, 19, 14, 23
100 kVA	22, 35, 20, 15, 26, 23, 25, 29
250 kVA	22, 23, 48, 25, 12, 11, 24, 26, 34, 10, 41, 38, 27, 15, 37, 14, 35, 36, 42
400 kVA	71, 45, 75, 44, 46, 4, 37, 34, 35, 63, 47, 42, 33, 58, 73, 30, 48, 15, 43, 16, 69, 27, 52, 40, 60, 28, 51, 17, 32, 61, 66, 31, 49
630 kVA	280, 315, 312, 309, 319, 306, 299, 310, 298, 307, 305, 281, 302, 311, 300, 301, 303, 269, 318, 288, 297, 282, 283, 289, 290, 292

3.3.2 - Estudo para as potências contratadas nos locais mais próximos

Ao contrário do estudo da secção anterior, neste estudo, foram considerados os pontos mais próximos, como os locais onde se iria integrar a micro-geração. Já da mesma forma que o estudo da secção anterior, este estudo consistiu na integração da capacidade máxima, relativamente ao caso 1 ou 2 abordados na metodologia, que cada cliente/produtor podia integrar na rede. Assim o estudo teve da mesma forma, o objectivo de verificar de que forma as restrições da lei afectam o sistema.

A tabela 3.4 mostra os barramentos correspondentes ao caso 1 deste estudo em que foi possível a integração da micro-geração enquanto a tabela 3.5 indica os barramentos correspondentes ao caso 2.

Tabela 3.4 - Barramentos mais próximos para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 1)

<i>Rede em estudo</i>	<i>Barramentos mais próximos</i>
50 kVA	6, 13,22, 24, 17, 21, 8, 18, 23, 14, 19, 20, 12, 15, 16, 5
100 kVA	17, 30, 31, 28, 32, 33, 27, 34, 16, 19, 9, 18, 14, 11, 13, 24
250 kVA	30, 31, 47, 44, 19, 13, 45, 7, 16, 46,17, 43, 40, 21, 9, 39, 32, 28, 29, 33, 42, 36, 35, 14, 37, 15, 27, 38, 41, 10, 34
400 kVA	29, 21, 14, 20, 64, 13, 10, 12, 9, 62, 38, 72, 3, 65, 11, 24, 70, 74, 39, 68, 8, 7, 50, 56, 41, 2, 26, 25, 57, 6, 67, 18, 49, 31, 66, 61, 32, 17, 51, 28, 60, 40, 52, 27, 69, 16, 43, 15, 48, 30, 73, 58, 33, 42, 47, 63, 35, 34, 37, 4, 46, 44, 75, 45
630 kVA	277, 276, 275, 316, 278, 287, 286, 279, 284, 285, 273, 313, 317, 274, 304, 272, 291, 314, 271, 270, 295, 293, 294, 308, 296, 292, 290, 289, 283, 282, 297, 288, 318

Tabela 3.5 - Barramentos mais próximos para cada rede no estudo das potências contratadas (caso 2)

<i>Rede em estudo</i>	<i>Barramentos mais próximos</i>
50 kVA	6, 13,22, 24, 17, 21, 8
100 kVA	17, 30, 31, 28, 32, 33, 27, 34, 16
250 kVA	30, 31, 47, 44, 19, 13, 45, 7, 16, 46,17, 43, 40, 21, 9, 39
400 kVA	29, 21, 14, 20, 64, 13, 10, 12, 9, 62, 38, 72, 3, 65, 11, 24, 70, 74, 39, 68, 8, 7, 50, 56, 41, 2, 26, 25, 57, 6
630 kVA	277, 276, 275, 316, 278, 287, 286, 279, 284, 285, 273, 313, 317, 274

3.3.3 - Estudo Trifásico

No que diz respeito aos estudos anteriores, as redes foram consideradas como sendo redes perfeitamente equilibradas. Na verdade, no que se refere às redes de BT (rede trifásica com neutro), ao contrário do que sucede em redes de MT, é frequente existirem desequilíbrios de fases. Tal é devido à própria natureza das cargas (e da própria alimentação destas), quer devido ao facto de a maioria das unidades de micro-geração serem do tipo

monofásico. O facto de nos estudos anteriores terem sido usadas redes equilibradas pode originar a obtenção de resultados pouco precisos ou incoerentes. Assim, o estudo trifásico realizado teve como objectivo a validação da forma de obtenção de resultados anteriormente referida, além de tornar também possível obter um termo de comparação entre ambos os casos.

Dada a densidade de um estudo deste género, este foi apenas conduzido para as redes de 100 kVA e 400 kVA. Neste estudo, conhecendo o tipo de alimentação de cada consumidor (monofásica ou trifásica), foi feita uma distribuição sequencial das cargas dos mesmos pelas diversas fases no sentido de se obter o melhor equilíbrio possível entre as fases da rede de BT. Da mesma forma que para o estudo das redes em que estas se encontravam equilibradas, foram utilizados ambos os casos descritos anteriormente (caso 1 e 2). Foi ainda considerado que a ligação das unidades de micro-geração é sempre monofásica.

Neste estudo, a análise do sistema de distribuição foi feita através de um algoritmo de trânsito de potências para redes trifásicas com neutro (e especialmente adaptado para redes de topologia radial). Para tal, o algoritmo descrito em [43], apesar de apenas considerar sistemas trifásicos sem neutro, serve de base para a aplicação do algoritmo utilizado neste estudo, e que já havia sido implementado no INESC Porto em ambiente *MatLab*®. A figura 3.2 ilustra de que forma as linhas da rede radial deverão ser numeradas de forma a permitir a aplicação do algoritmo. É possível verificar que estão distribuídas em camadas a partir do nó da raiz (barramento da subestação ou barramento do PTD no caso de redes de baixa tensão).

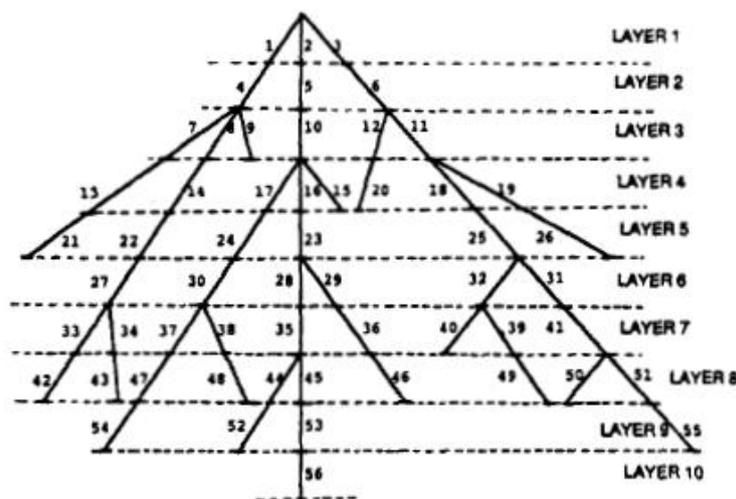


Figura 3.2 - Numeração dos ramos para a rede de distribuição radial [43].

Relativamente à modelização de cada canalização da rede de baixa tensão (canalizações trifásicas com neutro), a figura 3.3 ilustra precisamente uma das secções de linha [44]. A

corrente de retorno deve-se tanto ao desequilíbrio das cargas, bem como à possibilidade de serem instalados sistemas de micro-geração monofásicos.

Segundo o algoritmo descrito em [43], [44], o nó de raiz é considerado como o nó de referência com magnitude e ângulo da tensão conhecidos. Além disso, a tensão inicial nos restantes barramentos é igual à tensão do barramento de referência. O algoritmo iterativo para resolver o sistema radial é constituído por três etapas. Na iteração k :

1. Cálculo da corrente nodal

$$\begin{bmatrix} I_{ia} \\ I_{ib} \\ I_{ic} \\ I_{in} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{S_{ia}}{V_{ia}} \right)^{(k-1)*} \\ \left(\frac{S_{ib}}{V_{ib}} \right)^{(k-1)*} \\ \left(\frac{S_{ic}}{V_{ic}} \right)^{(k-1)*} \\ - \left(I_{ia}^{(k)} + I_{ib}^{(k)} + I_{ic}^{(k)} \right) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Y_{ia} \\ Y_{ib} \\ Y_{ic} \\ Y_{in} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (3.3)$$

onde:

- $I_{ia}, I_{ib}, I_{ic}, I_{in}$, são as correntes injectadas no nó i , nas fases a, b, c e neutro, respectivamente.
 - $S_{ia}, S_{ib}, S_{ic}, S_{in}$, são as potências (conhecidas) injectadas no nó i , nas fase a, b, c e neutro, respectivamente.
 - $V_{ia}, V_{ib}, V_{ic}, V_{in}$, são as tensões no nó i , nas fases a, b, c e neutro, respectivamente.
 - $Y_{ia}, Y_{ib}, Y_{ic}, Y_{in}$, são as admitâncias de todos os elementos de shunt no nó i
2. Varrimento da rede no sentido ascendente para se obterem as correntes em todos os ramos: começando na secção de linha da última camada e seguindo em direcção ao nó de raiz, a corrente na secção da linha l é: (o sinal negativo em (3.4) permite manter a consistência relativamente às correntes injectadas anteriormente definidas):

$$\begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} I_{ja} \\ I_{jb} \\ I_{jc} \\ I_{jn} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} J_{ma} \\ J_{mb} \\ J_{mc} \\ J_{mn} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (3.4)$$

onde:

- $J_{la}, J_{lb}, J_{lc}, J_{ln}$, são as de correntes na secção de linha l
- M é o conjunto de troços de linha conectada ao nó j

3. Segue-se um varrimento no sentido descendente para actualizar todas as tensões nodais: A tensão no nó j é:

$$\begin{bmatrix} V_{ja} \\ V_{jb} \\ V_{jc} \\ V_{jn} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} V_{ia} \\ V_{ib} \\ V_{ic} \\ V_{in} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} J_{la} \\ J_{lb} \\ J_{lc} \\ J_{ln} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (3.5)$$

onde:

$$Z_l = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{é a matriz de impedâncias da secção de linha } l.$$

Após estas três etapas, são calculados os desvios de potência em cada nó para todas as fases:

$$\begin{aligned} \Delta S_{ia}^{(k)} &= V_{ia}^{(k)} (I_{ia}^{(k)})^* - Y_{ia}^* |V_{ia}|^2 - S_{ia} \\ \Delta S_{ib}^{(k)} &= V_{ib}^{(k)} (I_{ib}^{(k)})^* - Y_{ib}^* |V_{ib}|^2 - S_{ib} \\ \Delta S_{ic}^{(k)} &= V_{ic}^{(k)} (I_{ic}^{(k)})^* - Y_{ic}^* |V_{ic}|^2 - S_{ic} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Se a parte real ou imaginária (potência activa ou reactiva) de qualquer um destes desvios de potência for maior que os critérios de convergência previamente estabelecidos, as etapas 1, 2 e 3 são repetidas até a convergência ser atingida.

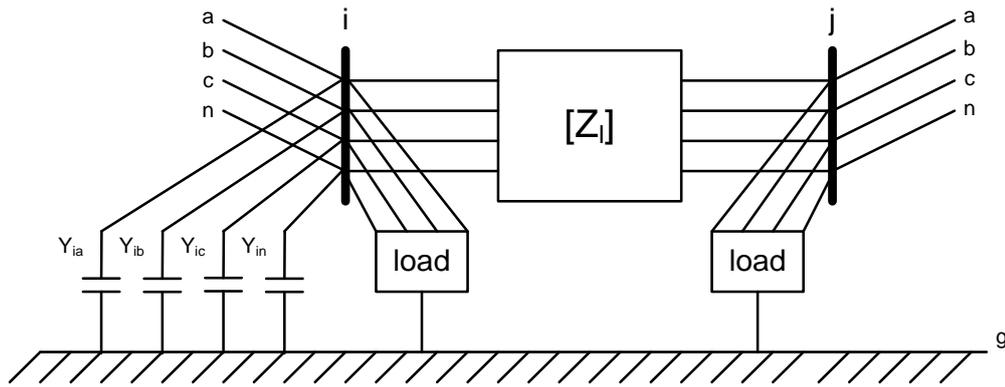


Figura 3.3 - Secção de linha de um sistema trifásico com neutro [44]

No que diz respeito à distribuição das potências contratadas por fase, adoptou-se um sistema de rotação. Esse sistema de rotação consistiu em colocar primeiramente na fase R do primeiro barramento uma potência dada pela equação (3.7), na fase S uma potência dada pela equação (3.8) e na fase T uma potência dada pela equação (3.9). Para o próximo barramento, para a fase R já seria utilizada a equação (3.8), para a fase S a equação (3.9) e para a fase T a equação (3.7). Este sistema de rotação foi assim utilizado sucessivamente de modo a que a distribuição de potência pelas fases não fosse muito desequilibrada.

$$Fase R = (P_{3,45} \times n_{cm}) + \left(\frac{\sum (P_{Trifásicas} \times n_{ct})}{3} \right) \quad (3.7)$$

$$Fase S = (P_{6,9} \times n_{cm}) + \left(\frac{\sum (P_{Trifásicas} \times n_{ct})}{3} \right) \quad (3.8)$$

$$Fase T = (P_{1,15} \times n_{cm}) + (P_{10,35} \times n_{cm}) + \left(\frac{\sum (P_{Trifásicas} \times n_{ct})}{3} \right) \quad (3.9)$$

onde:

- $P_{3,45}$, $P_{6,9}$, $P_{1,15}$, $P_{10,35}$ - Corresponde ao valor das potências monofásicas contratadas (respectivamente, 3.45 kVA, 6.9 kVA, 1.15 kVA e 10.35 kVA).
- n_{cm} - Corresponde ao número de clientes monofásicos.
- $\sum (P_{trifásicas} \times n_{ct})$ - corresponde ao somatório do valor das potências trifásica contratada multiplicada pelo número de clientes (com potência trifásica contratada) com o respectivo valor.

3.4 - Sumário e principais conclusões

Actualmente, e devido à inexistência de capacidade de controlo sobre as redes de distribuição de baixa tensão, é importante desenvolver metodologias que permitam tomar conhecimento dos valores de integração de micro-geração que poderão conduzir a situações críticas de operação das redes em resultado da elevação dos perfis de tensão. Para a análise deste problema, foram tidas em consideração, um conjunto de redes caracterizadas no âmbito do projecto InovGrid, e que, de acordo com o operador da rede de distribuição (EDP Distribuição) serão caracterizadoras de uma vasto conjunto de redes efectivamente existentes.

Além disso, as redes utilizadas para a análise da elevação da tensão, e obtidas no âmbito deste projecto, foram consideradas como redes trifásicas perfeitamente equilibradas. Contudo este estudo não constitui uma representação tão realista visto que as redes de distribuição em baixa tensão, devido principalmente ao grande número de clientes com potência contratada monofásica, apresentam-se como redes desequilibradas. Desta forma, seguidamente foi analisado um outro estudo que consistiu no estudo do trânsito de potências trifásico com neutro, em redes desequilibradas. Este estudo, considerou os mesmos casos e o mesmo algoritmo que o estudo da rede trifásica equilibrada. Neste caso, foi utilizado um trânsito de potências trifásico com neutro que tomou como ponto de partida o algoritmo descrito em [43]. Este estudo permitiu assim obter conclusões mais realista relativamente aos limites que são necessários impor para que não se verifiquem sobre-elevações nos perfis de tensão acima dos permitidos.

Tendo em consideração que as redes de BT poderão sofrer degradações significativas do perfil de tensão, no próximo capítulo irá ser apresentada uma possível solução relativamente ao problema de controlo de tensão nessas mesmas redes. Essa solução passa pela implementação de uma estratégia de controlo local de tensão, que embora não garanta uma solução óptima, apresenta vantagens significativas dada a sua simplicidade quando em comparação com algoritmos de controlo coordenado de tensão como o que já foi anteriormente referenciado.

Capítulo 4

Controlo descentralizado de micro-geração

4.1 - Introdução

Como tem vindo a ser referido, os crescentes níveis de integração de unidades de micro-geração sobre as redes de baixa tensão podem conduzir a elevações proibitivas da tensão. Atendendo à necessidade de permitir níveis crescentes de integração de micro-geração, e à semelhança do que já foi referido relativamente ao controlo coordenado de tensão em multi-micro-redes, surge a necessidade da adopção de sistemas de controlo de tensão que:

- Por um lado, permitam garantir níveis adequados de tensão para o funcionamento da rede
- Por outro, permitam maximizar os níveis de integração de micro-geração, sem que para tal seja necessário recorrer a reforços massivos dessa mesma rede

Várias soluções de controlo, tais como a utilização de sistemas de controlo de potência activa e reactiva, produzidas pela PD, em coordenação com o controlo da tensão ao nível da subestação AT/MT têm sido equacionadas. Contudo, como foi visto anteriormente e segundo [35], para as rede de BT, o controlo de potência reactiva aquando o aumento dos perfis de tensão pode não ser suficiente. Isto verifica-se uma vez que estas redes se caracterizam por serem redes fortemente resistivas. Assim, a forma de controlar com mais eficácia os níveis de tensão para níveis adequados é através do controlo de potência activa injectada pelos micro - geradores [35].

Relativamente à metodologia de controlo coordenado de tensão em multi-micro-redes, esta explora todos os recursos de controlo disponíveis, quer ao nível da rede MT, quer ao nível da própria rede BT, garantindo assim que é obtida uma solução óptima para o problema em causa.

Contudo, este controlo tem as suas limitações. Uma vez que é um controlo coordenado, funciona tendo em consideração as características da rede no lado da MT e no lado da BT. Existe então a necessidade de as redes de distribuição em ambos os níveis estarem bem caracterizadas. Se ao nível de MT esse problema não se verifica, ao nível da BT existem dificuldades significativas relativamente à caracterização detalhada dessas mesmas redes. Adicionalmente, e a curto prazo, a instalação de algoritmos de controlo deste tipo exige igualmente alterações significativas ao nível dos centros de controlo de redes, quer ao nível de novas funcionalidades a desenvolver, quer ao nível de hardware (incluindo comunicações).

Como alternativa mais imediata a este controlo surge a possibilidade de ser usado um controlo local de tensão, que se caracteriza por garantir o controlo dos perfis de tensão das redes de BT, recorrendo apenas a informação que é recolhida no próprio nó de instalação de cada unidade de micro-geração. Fazendo referência ao projecto InovGrid, as Energy Box (instaladas ao nível de cada consumidor da rede de BT) serão dotadas de módulos de medida de tensão que serão responsáveis pela detecção da sua subida para além dos valores regulamentares. Posteriormente, um pequeno sistema de comunicações, interno à própria instalação do consumidor, será responsável por enviar ordens de controlo às unidades de micro-geração no sentido de estas reduzirem a sua potência activa produzida. Ao nível do DTC, instalado no posto de transformação de distribuição, este poderá registar todas as actuações de controlo, no sentido de as mesmas serem enviadas ao operador de rede ou outras entidades para futuras operações que venham a ser necessárias.

Como já foi anteriormente referido, a generalidade das unidades de micro-geração são dotadas de sistemas de conversão de energia baseados em electrónica de potência, que conferem a estas unidades elevada flexibilidade de operação, nomeadamente no que se refere ao controlo de potência produzida. Assim, e sendo necessário proceder à redução da potência que efectivamente é injectada na rede de BT, o excedente face ao que a fonte primária pode produzir poderá ser armazenado em baterias para futura injeção na rede, quando as condições forem mais favoráveis. Tendo por base este cenário, as secções seguintes apresentam, sem perda de generalidade, uma metodologia do controlo de tensão numa rede BT com elevados níveis de integração de painéis solares fotovoltaicos. Tara tal, é apresentada a modelização da ligação das próprias unidades fotovoltaicas, da rede BT, bem como da estratégia de controlo de tensão que é proposta. Em complemento, é ainda ilustrada a sua implementação em ambiente *MatLab®/Simulink®*.

4.2 - Modelização de uma rede de BT com micro-geração do tipo solar fotovoltaico

4.2.1- Rede de distribuição pública

A rede de distribuição BT foi modelizada para jusante do quadro geral de baixa tensão do posto de transformação como uma fonte de potência infinita fornecendo um sistema trifásico equilibrado de tensões (neutro acessível). A figura 4.1 demonstra essa modelização.

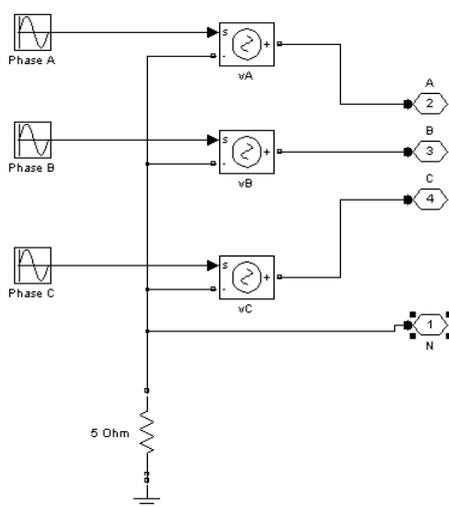


Figura 4.1 - Modelo da rede de serviço público

4.2.2 - Canalização da rede BT

As canalizações da rede de BT, sendo trifásicas com neutro, foram modelizadas através de elementos do tipo RL. Por razões relacionadas com aspectos da simulação, foi adoptado o modelo RL paralelo, uma vez que outros modelos de linhas de transmissão (nomeadamente o modelo RL série) podem causar uma significativa redução da velocidade de execução no ambiente de simulação *MatLab®/Simulink®*. Para o caso estudado, considerou-se ainda que a impedância do neutro é igual à impedância das fases. A figura 4.2 mostra as impedâncias das linhas para o modelo utilizado.

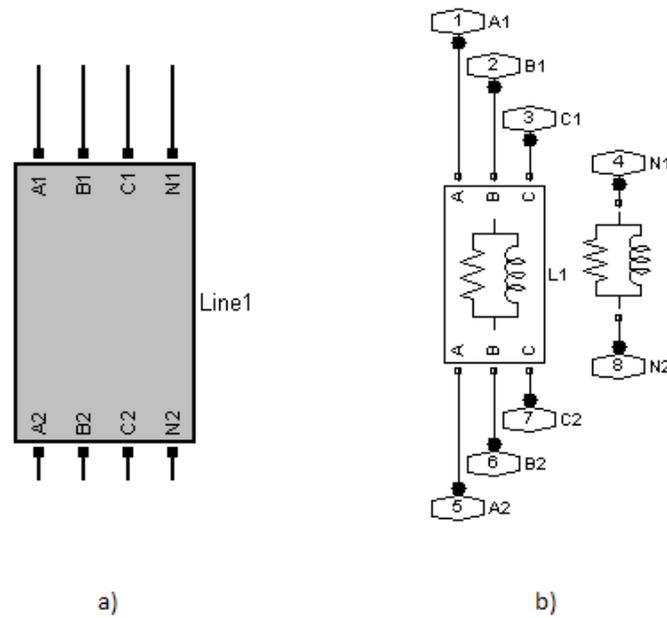


Figura 4.2 - a) bloco representativo de uma linha, b) impedâncias de fase e neutro da linha (MatLab®/Simulink®)

De modo a ser possível usar o modelo RL paralelo já referido anteriormente, e visto que a modelização corrente das linhas consiste num modelo do tipo RL série, foi necessário obter uma relação entre ambas as representações, considerando que em regime permanente terá de existir igualdade de impedâncias em qualquer um dos casos:

$$R + j\omega L = \frac{jR'\omega L'}{R' + j\omega L'} \quad (4.1)$$

onde:

- R - representa a resistência da linha no modelo RL série
- L - representa a indutância da linha no modelo RL série
- R' - representa a resistência da linha no modelo RL paralelo
- L' - representa a indutância da linha no modelo RL paralelo
- ω - é a frequência angular.

obtendo-se:

$$R' = \frac{\omega^2 L^2 + R^2}{R} \quad (4.2)$$

$$L' = \frac{\omega^2 L^2 + R^2}{\omega^2 L} \quad (4.3)$$

4.2.3 - Cargas

Os modelos usados para as cargas, tanto para cargas monofásicas como trifásicas, consistiram num simples ramo RL série com impedância constante. A figura 4.3 ilustra o modelo para as cargas monofásicas e trifásicas.

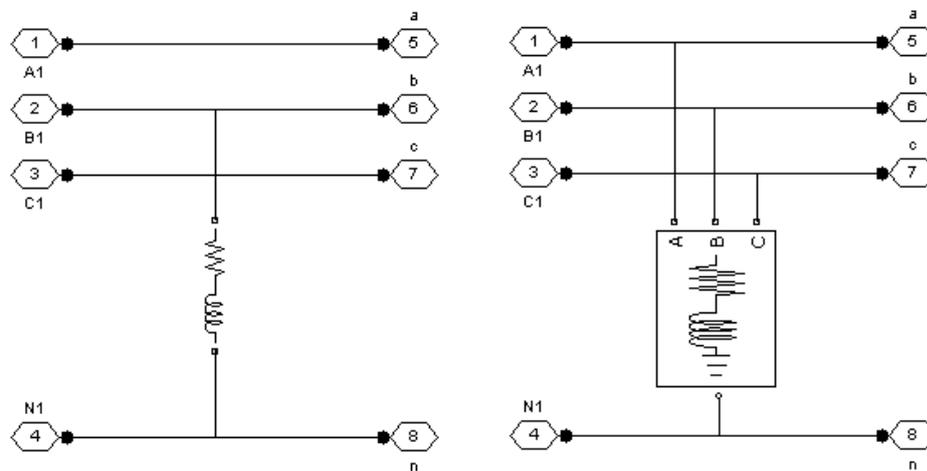


Figura 4.3 - Modelo das cargas monofásicas e trifásicas

4.2.4 - Painel solar fotovoltaico

No que diz respeito à ligação do painel FV à rede, existem diversos modelos possíveis de serem utilizados. Os mais usados, são os baseados em circuitos agrupados, tais como modelos de díodos simples ou duplos. Em [4] é possível verificar as equações matemáticas que advém dos modelos baseados em circuitos agrupados de díodos. A figura 4.4 ilustra a característica típica de corrente - tensão (I-V) e potência - tensão (P-V) de uma célula solar. Através da figura é possível verificar que existe um ponto óptimo através do qual é possível extrair a potência máxima da célula solar, o Maximum Power Point (MPP) [4]. As radiações solares e a temperatura são algumas das condições que influenciam o MPP. A figura 4.5 e 4.6 ilustram de que forma a temperatura e as radiações solares influenciam o MPP.

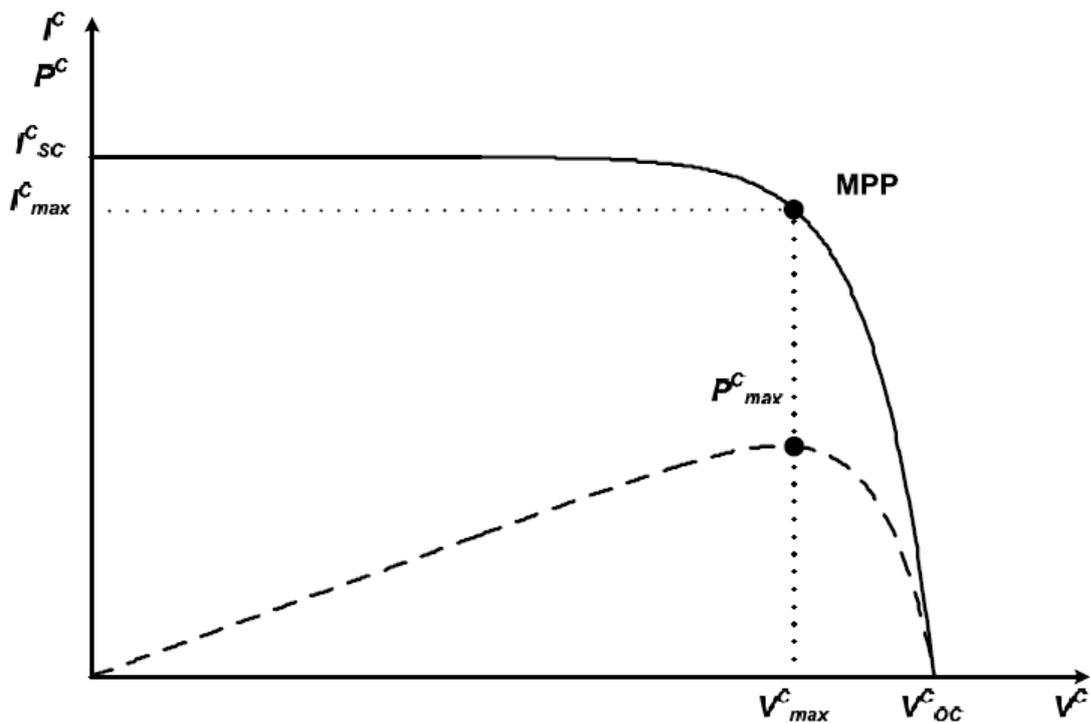


Figura 4.4 - Curva característica (I-V) e (P-V) de uma célula solar [4]

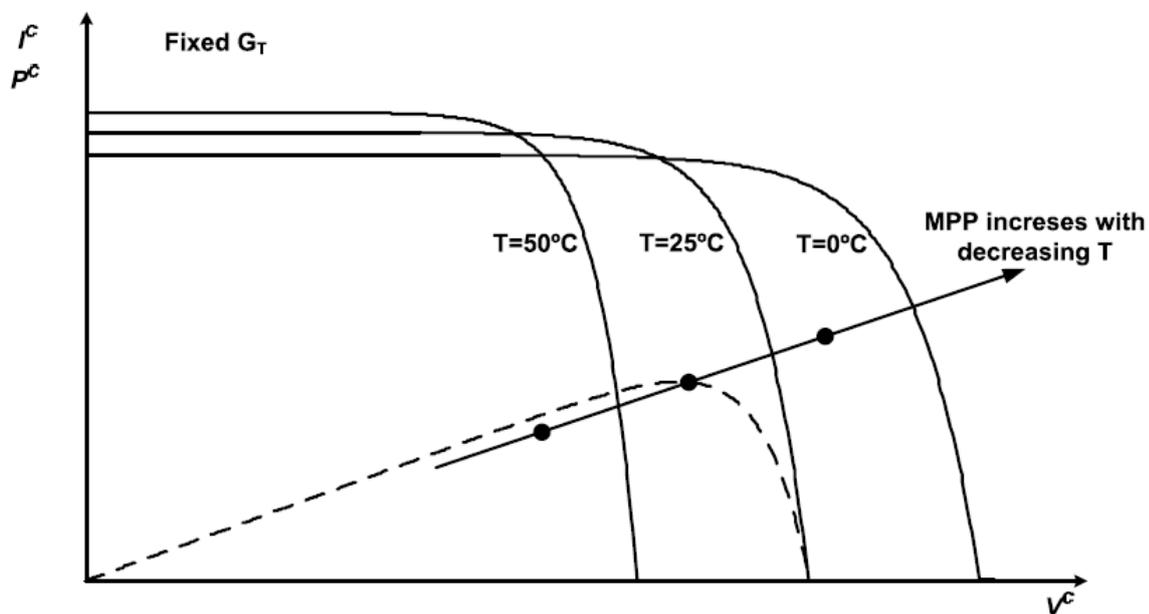


Figura 4.5 - Influência da temperatura da célula na curva característica I-V [4]

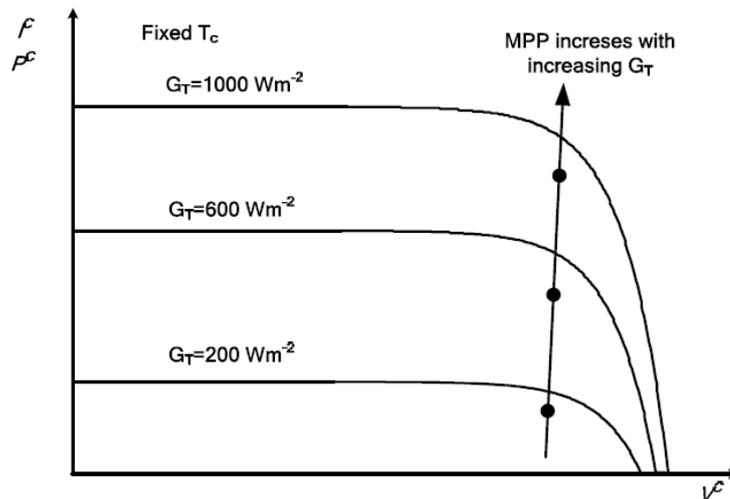


Figura 4.6 - Influência da radiação solar da célula na curva característica I-V [4]

É possível verificar da análise das figuras que para um determinado valor de radiação solar e com a diminuição da temperatura, o MPP e conseqüentemente a tensão máxima da célula aumentam.

Devido à curva característica I-V da célula solar, torna-se necessário a utilização esquemas para a extracção da potência máxima do painel solar fotovoltaico [4]. Na figura 4.7 é possível ver um esquema típico de ligação de um painel solar fotovoltaico. Na mesma figura é visível o esquema utilizado para a extracção da potência máxima do painel solar.

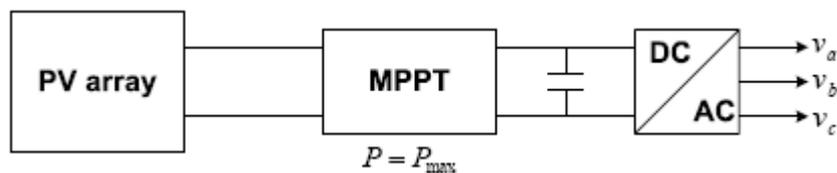


Figura 4.7 - Configuração de um sistema fotovoltaico

É através do módulo Maximum Power Point Tracker (MPPT) representado na figura anterior que se obtêm o MPP, responsável pela condição de máxima energia extraída do painel. Existem vários algoritmos responsáveis pela actuação do MPPT. Contudo, e uma vez que o MPPT não é um dos objectivos de estudo deste trabalho, os algoritmos em questão não serão abordados. Informação adicional relativamente aos fundamentos desses algoritmos pode ser obtida em [4]. Ainda de acordo com a figura 4.7, é possível verificar a existência de um outro bloco essencial para a ligação do painel fotovoltaico à rede: o inversor CC/CA. Este inversor opera em sincronismo com a rede e tem como função converter a potência extraída do painel solar em corrente alternada, sendo posteriormente injectada na rede. A figura 4.8

ilustra as principais funções de controlo do inversor de acoplamento do painel solar à rede, que neste trabalho é assumido como monofásico.

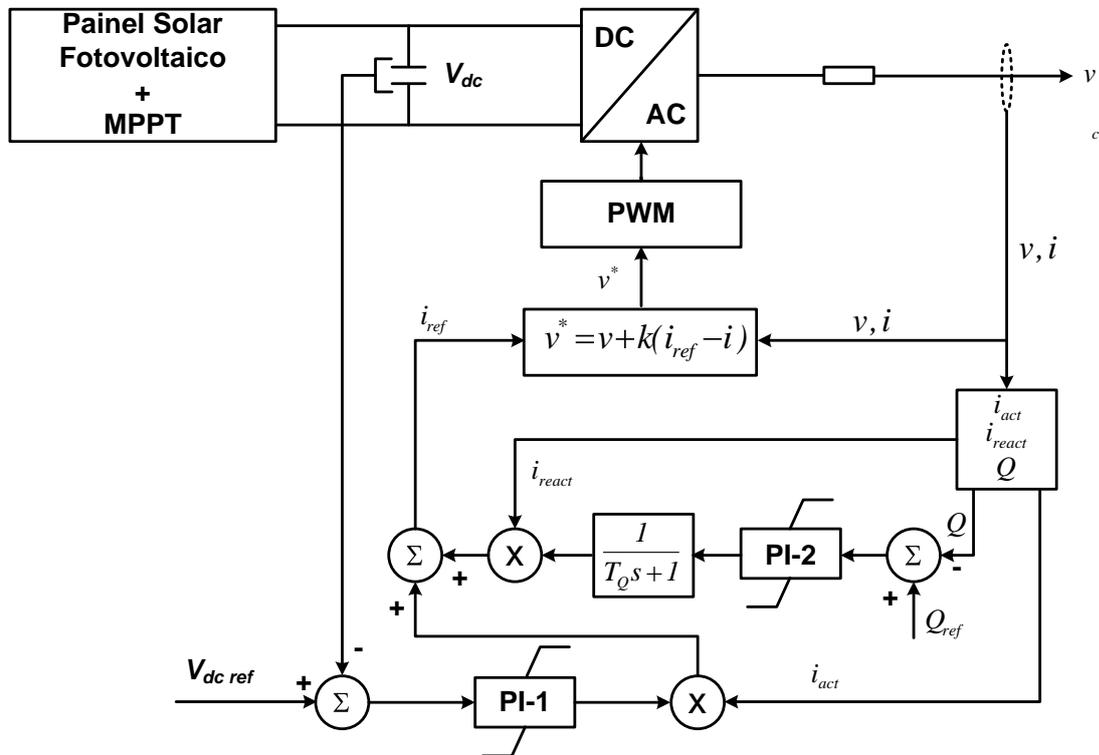


Figura 4.8 - Sistema de controlo do inversor de um painel solar fotovoltaico

O controlo do inversor, representado na figura 4.8, é implementado como uma fonte de corrente controlada. As componentes normalizadas da corrente i_{act} e i_{react} , respectivamente em fase e em quadratura com a tensão terminal do inversor, são determinadas mediante a utilização de algoritmos de condicionamento de sinal apropriados [45, 46]. A amplitude da componente activa da corrente i_{act} é utilizada de forma a permitir o controlo da potência activa injectada pelo inversor, sendo esta condicionada pelas variações de tensão no link DC. Ou seja, a variação da produção do painel solar induz variações de tensão no link DC que são acomodadas pela resposta do controlador PI-1. De forma semelhante, a amplitude da componente reactiva da corrente i_{react} é utilizada de forma a permitir o controlo da potência reactiva injectada pelo inversor, através da actuação do controlador PI-2, sensível erro observado na potência reactiva de saída do inversor relativamente ao valor de referência (neste caso, o valor de referência é zero, uma vez que se assume que os sistemas fotovoltaico funcionam com factor de potência unitário) [4].

4.3 - Definição da estratégia usada para controlo da Tensão

Como já foi anteriormente referido, a estratégia mais simples a adoptar para o controlo de tensão têm de se basear na utilização de informação que pode ser obtida unicamente no ponto de ligação de cada unidade de micro-geração. Nesse sentido, e numa primeira abordagem ao problema, o sistema de controlo actuará ao nível dos micro-geradores, de forma a reduzir a tensão quando esta ultrapassa os valores permitidos. O controlo de tensão é então conseguido mediante a redução da potência activa injectada, de acordo com o que anteriormente já havia sido referido relativamente ao acoplamento entre tensão e potência activa nas redes de BT. Dada este princípio de acoplamento verificado sobre as redes BT, uma possível abordagem ao problema do controlo local da tensão consistiria na definição de uma regra de controlo que desencadeie a redução de injeção de potência activa injectada em cada micro-gerador em função da sua tensão terminal. Essa regra pode ser expressa como:

$$P_{m\acute{a}x} = P_{\mu G} - K_p(V_R - V_l) \quad (4.3)$$

onde:

- $P_{m\acute{a}x}$ é a potência máxima de saída permitida para cada unidade de micro-geração
- $P_{\mu G}$ é a potência que efectivamente pode ser produzida por cada unidade de micro-geração
- K_p é o ganho proporcional do sistema de controlo
- V_R é a tensão terminal da unidade de micro-geração
- V_l é o valor limite de tensão em cada nó da rede (1.1 p.u.)

De referir que esta regra de controlo só será activa quando $V_r > V_l$, ou seja, quando a tensão terminal de um micro-gerador ultrapassar o limite regulamentar da tensão na rede. Caso contrário, a regra de controlo não é activa, pelo que a unidade de micro-geração pode injectar na rede toda a potência disponível. Este comportamento encontra-se ilustrado na figura 4.9.

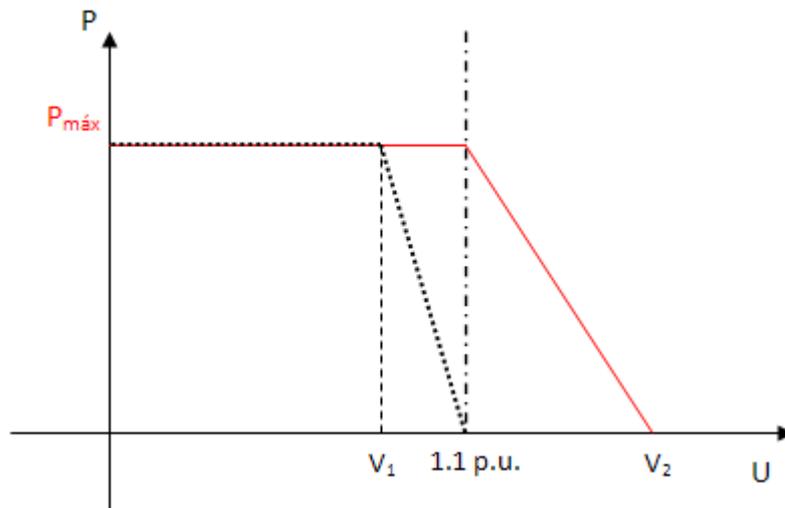


Figura 4.9 - Visualização gráfica do modelo de controlo de tensão

Além disso, através da análise da figura 4.9, verifica-se que a utilização de um sistema de controlo do tipo proporcional pode ser feito de duas formas. A primeira, representada pela curva a vermelho, permite que o sistema solar fotovoltaico injecte na rede a sua potência activa, até que o limite máximo de tensão seja atingido (1.1 p.u.). Quando isto se verifica, o controlo actua de modo a reduzir a potência activa injectada, até que seja atingido o ponto V_2 . Este método, devido ao erro em regime permanente do controlo proporcional, apresenta assim a grande desvantagem de não conseguir impor que a tensão se situe dentro dos limites adequados. É possível verificar que o valor de tensão no ponto V_2 é mais elevado do que o valor limite que é 1.1 p.u.. A segunda forma é visível através da curva a tracejado. Neste caso, de modo a conseguir limitar-se a tensão a 1.1 p.u., será necessário começar a reduzir o valor da potência activa, fornecida pelo sistema solar fotovoltaico, antes de ser atingido o limite regulamentar de tensão. Essa redução inicia-se no ponto V_1 do gráfico. A grande desvantagem é que para que tal aconteça, é necessário iniciar a limitação de injeção de potência antes de o limite regulamentar de tensão ser atingido.

No caso da aplicação deste controlo proporcional, a saída é proporcional ao sinal de erro, onde o erro é definido como a diferença entre o set point e o valor actual da grandeza (neste caso, $V_r - V_l$, quando a regra de controlo está activa). Se não houver diferença entre set point e o valor actual da grandeza, ou seja, erro nulo, significa que a grandeza a ser controlada está estabilizada no valor de referência, não necessitando, portanto, de nenhuma actuação do controlador. A partir do momento que houver diferença, o controlador actua, com valor tanto maior quanto maior for o erro [47]. Mesmo quando é atingido o ponto de funcionamento estável, este tipo de controlador pode apresentar o chamado erro de regime permanente

(estabilização do sistema, mas com uma diferença permanente entre o valor de referência de controlo e o valor efectivamente obtido), prejudicando a precisão desta estratégia [47].

É também importante referir que, quanto maior o ganho K_p , menor vai ser o erro em regime permanente, isto é, melhor será a precisão do sistema em malha fechada. Este erro pode ser diminuído com o aumento do ganho, contudo, nunca será possível anular por completo o erro. Por outro lado, quanto maior o ganho, mais oscilatório tende a ficar o comportamento transitório do sistema em malha fechada. Desta forma, o aumento excessivo do ganho proporcional pode levar à instabilidade do sistema.

Verifica-se assim a necessidade da adopção de uma segunda malha de controlo - a malha de controlo integral - de modo que, em conjunto com controlador proporcional, seja garantido que os valores de tensão se encontram dentro dos limites regulamentares. Assim, além da malha do controlo proporcional é proposta a utilização de uma malha de controlo integral. Esta segunda malha de controlo, irá forçar a redução de potência activa, de modo que a tensão seja limitada ao valor regulamentar. Consequentemente, esta acção permite anular o erro em regime permanente que surge na utilização do sistema de controlo do tipo proporcional. Assim, através da utilização desta malha, é possível obter em regime permanente $V_r = V_i$, podendo contudo existir apenas diferenças transitórias. A figura 4.10 ilustra o princípio do controlador proporcional-integral proposto para o controlo local de tensão.

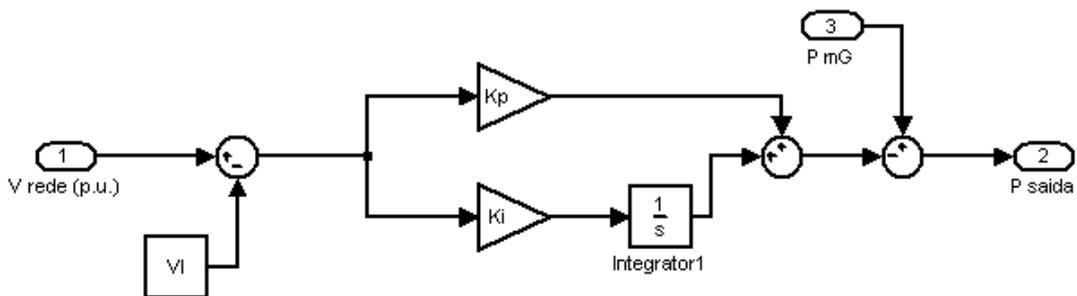


Figura 4.10 - Diagrama de blocos das malhas proporcional e integral

4.4 - Implementação em *MatLab®/Simulink®*

Depois de serem apresentados os princípios relativos à ligação de unidades de micro-geração do tipo solar foto voltaico à rede BT, e da respectiva estratégia de controlo local de tensão, nesta secção é apresentada a modelização do sistema em ambiente *MatLab®/Simulink®*. Da figura 4.11 é possível verificar todos os elementos que foram utilizados para a implementação, principalmente o módulo representativo do painel solar FV e o módulo representativo do controlo de tensão.

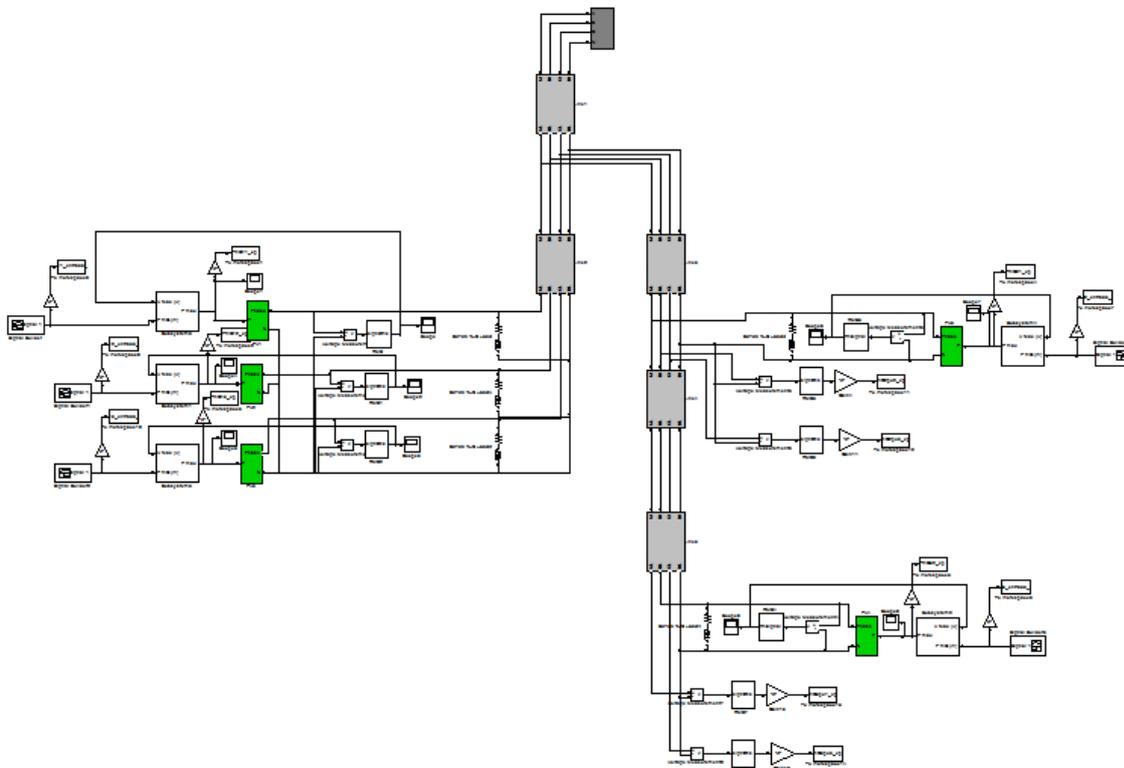


Figura 4.11 - Implementação do sistema de controlo de tensão na rede de 100 kVA (Feeder 3)

No que diz respeito à definição da estratégia utilizada para o controlo de tensão, a figura 4.12 ilustra a implementação realizada em ambiente *MatLab®/Simulink®*.

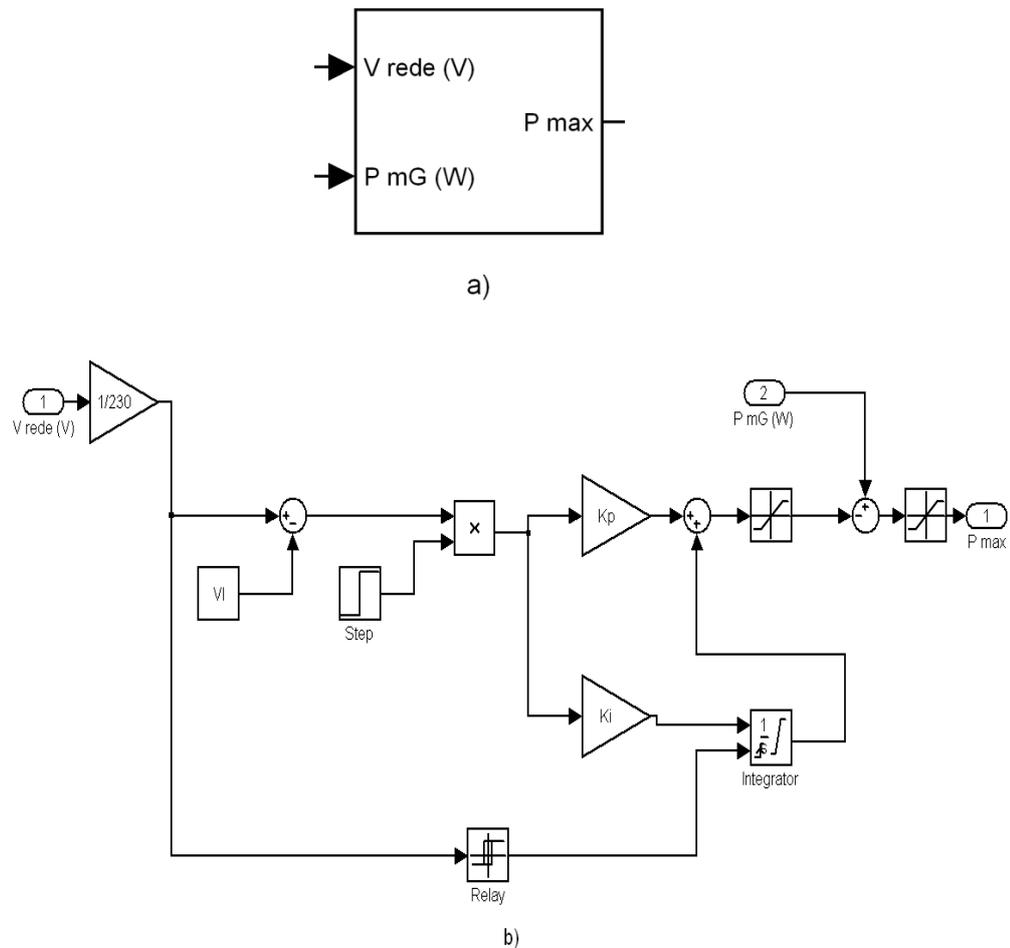


Figura 4.12 - a) bloco representativo do controle de tensão, b) modelização do controle de tensão

Na figura 4.12 b) é possível verificar as malhas do controle proporcional e do controle integral usadas para o funcionamento do controle local, onde:

- K_p é o ganho proporcional
- K_i é o controle integral
- V_l é o valor de referência da tensão
- V_{rede} e P_{mG} são as variáveis de controle do controlador

É possível ver ainda um bloco que representa um degrau e um outro definido como “relay”. O primeiro foi utilizado devido aos transitórios iniciais provocados pelo *MatLab®/Simulink®*. Desta forma elimina a sensibilidade aos mesmos. O segundo, e uma vez que o integrador têm memória, irá servir para controlar a actuação do controlador integral limpando a sua memória e limitando as suas condições iniciais.

Relativamente ao módulo FV, a sua implementação em *MatLab®/Simulink®* está ilustrada através da figura 4.13.

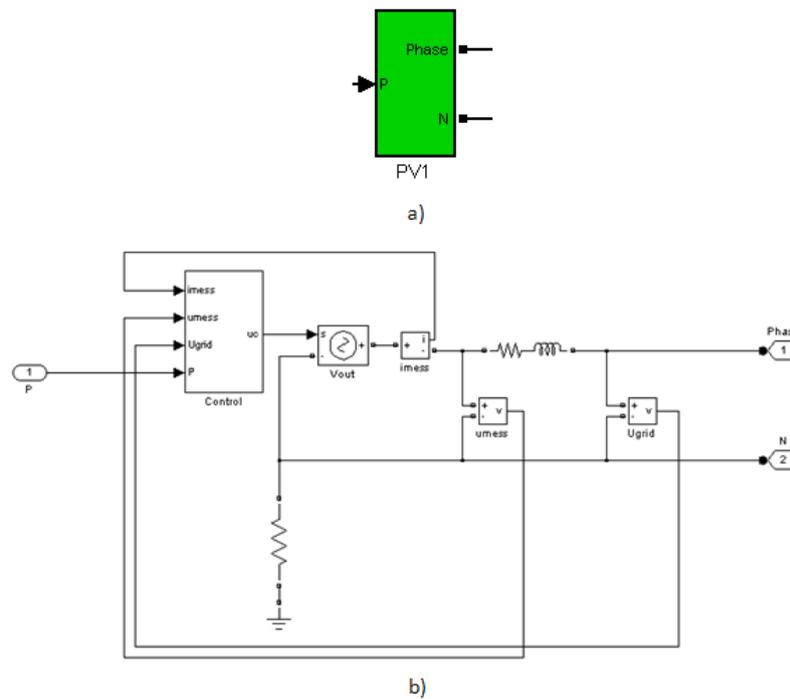


Figura 4.13 - a) bloco representativo do módulo FV, b) conteúdo do bloco representativo do módulo FV (inversor)

A Série do RL representada na figura 4.13 corresponde ao filtro do inversor acoplado à rede. Neste caso, a impedância considerada foi igual a aproximadamente 10% na base da potência do inversor, sendo que os respectivos valores de R e L podem ser obtidos de acordo com as equações (4.1) e (4.2).

$$X = \omega L = 0.1 \times \frac{U_b^2}{S} \quad (4.1)$$

$$R \approx 0.01 \times (\omega L) \quad (4.2)$$

4.5 - Sumário e breves conclusões

Na sequência do que tem vindo a ser referido, torna-se necessário dotar a rede de BT de sistemas adequados de controlo de tensão de forma a permitir níveis crescentes de integração de unidades de micro-geração. Em alternativa às estratégias de controlo coordenado de tensão já referenciadas, este capítulo centrou-se no desenvolvimento de uma estratégia de controlo local de tensão, caracterizada pela sua simplicidade de implementação, uma vez que o seu funcionamento só necessita de informação que pode ser obtida ao nível local da sua instalação (tensão terminal da unidade de micro-geração).

À semelhança de outras estratégias, também o princípio da estratégia de controlo local da tensão em redes BT assenta no princípio da redução de potência activa por parte dos micro-geradores. Para tal, foi proposta a utilização de um controlo do tipo proporcional de modo a controlar a variação de tensão. Através da utilização deste controlo proporcional é sabido que, devido ao facto de apresentar um erro em regime permanente, por si só não constituía uma solução completamente eficaz. Assim foi também proposta a utilização de uma malha de controlo integral. Através desta solução, e como será demonstrado no Capítulo 5, é reduzido o erro em regime permanente do controlo proporcional, obtendo-se com o conjunto um sistema de controlo mais eficaz.

Capítulo 5

Resultados

5.1 – Introdução

Neste capítulo irão ser apresentados todos os resultados obtidos de acordo com as metodologias adoptadas nos dois capítulos anteriores. Pretende-se com os mesmos resolver os problemas que foram propostos nas secções anteriores. Os resultados irão incidir sobretudo sobre os actuais limites de integração de micro-geração na rede de BT, que permitem controlar os níveis de tensão dentro dos limites adequados. Além disso, com estes resultados pretende-se verificar a possibilidade de alterar os limites actuais previstos no DL n.º 363/2007, de modo a poder maximizar a integração de micro-geração.

Desta forma, este capítulo irá organizar-se essencialmente em duas secções. Na primeira secção serão apresentados os limites de integração de micro-geração nas redes de BT estudadas (capítulo 3). Esta secção irá por sua vez ser dividida em duas subsecções. Estas correspondem ao estudo com as redes equilibradas e ao estudo trifásico desequilibrado mencionado anteriormente.

A segunda secção por sua vez corresponde ao controlo local descrito no capítulo 4. Aqui, serão apresentados os resultados relativamente ao funcionamento do mesmo. Estes resultados relativos ao funcionamento do sistema de controlo local, vão permitir verificar de que forma se vai comportar o sistema (no que diz respeito à tensão e à potência activa produzida), aquando da utilização da malha de controlo proporcional isoladamente e aquando da utilização da malha de controlo integral como forma de apoio à limitação da malha proporcional devido ao seu erro em regime permanente.

5.2 - Limites de integração de micro-geração na rede de BT

5.2.1- Redes equilibradas

Nesta secção serão demonstrados os resultados obtidos para as redes equilibradas segundo a metodologia adoptada no capítulo 3. Assim, o algoritmo descrito no capítulo 3 foi considerado para os estudos em todas as redes.

5.2.1.1 - Estudo das potências contratadas nos locais mais distantes da rede

Neste estudo foram abordadas as redes tendo em consideração as potências contratadas pelos clientes e com a micro-geração a ser instalada nos locais mais distantes em relação ao PTD.

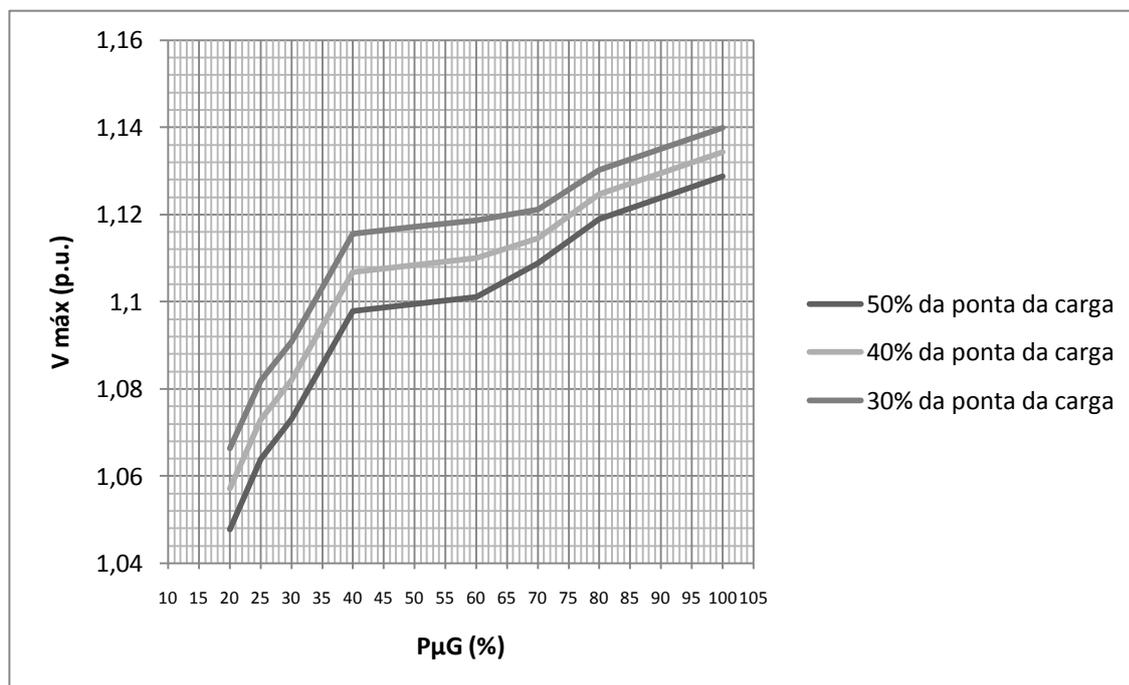


Figura 5.1 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 50 kVA (caso 1)

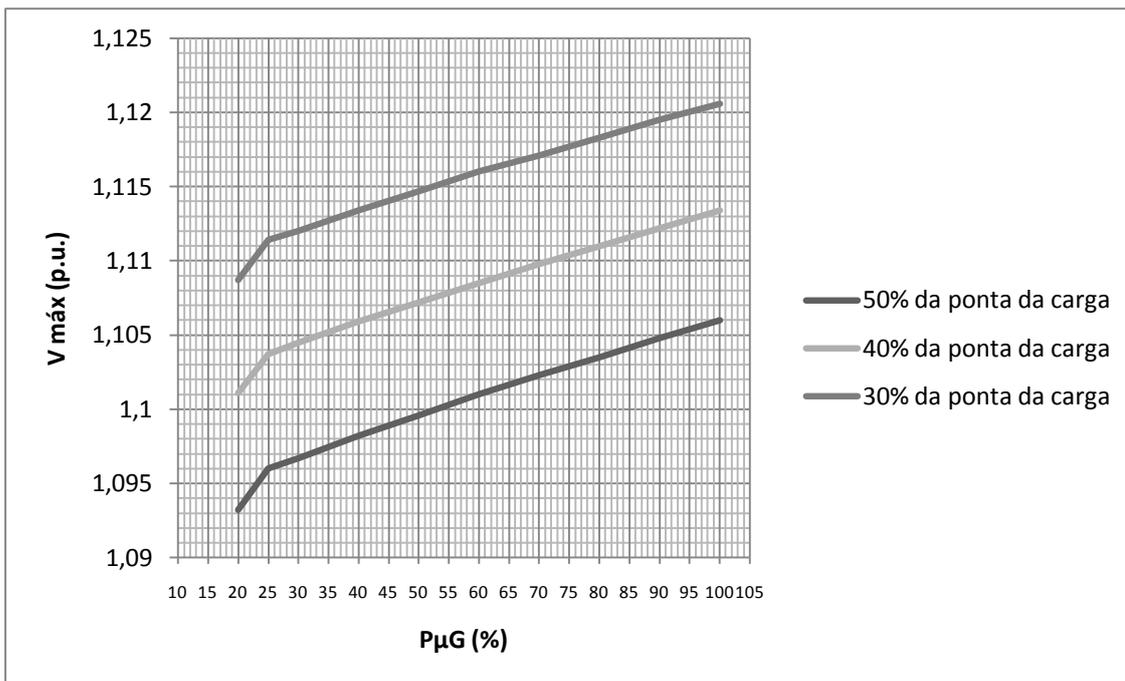


Figura 5.2 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 1)

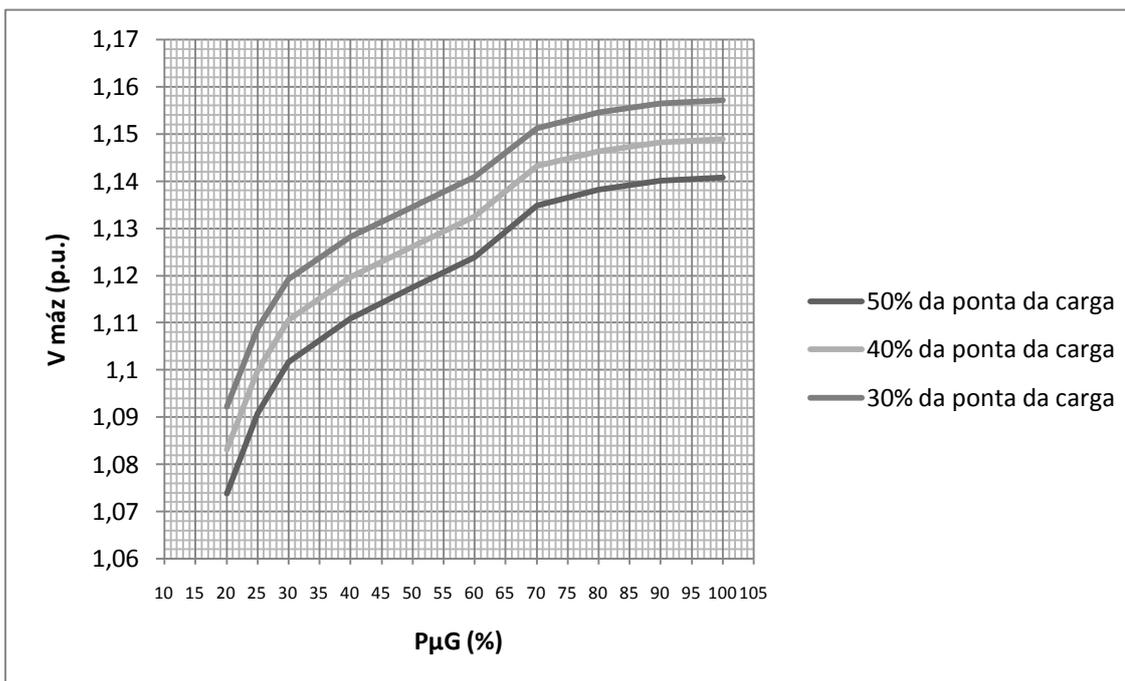


Figura 5.3 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 250 kVA (caso 1)

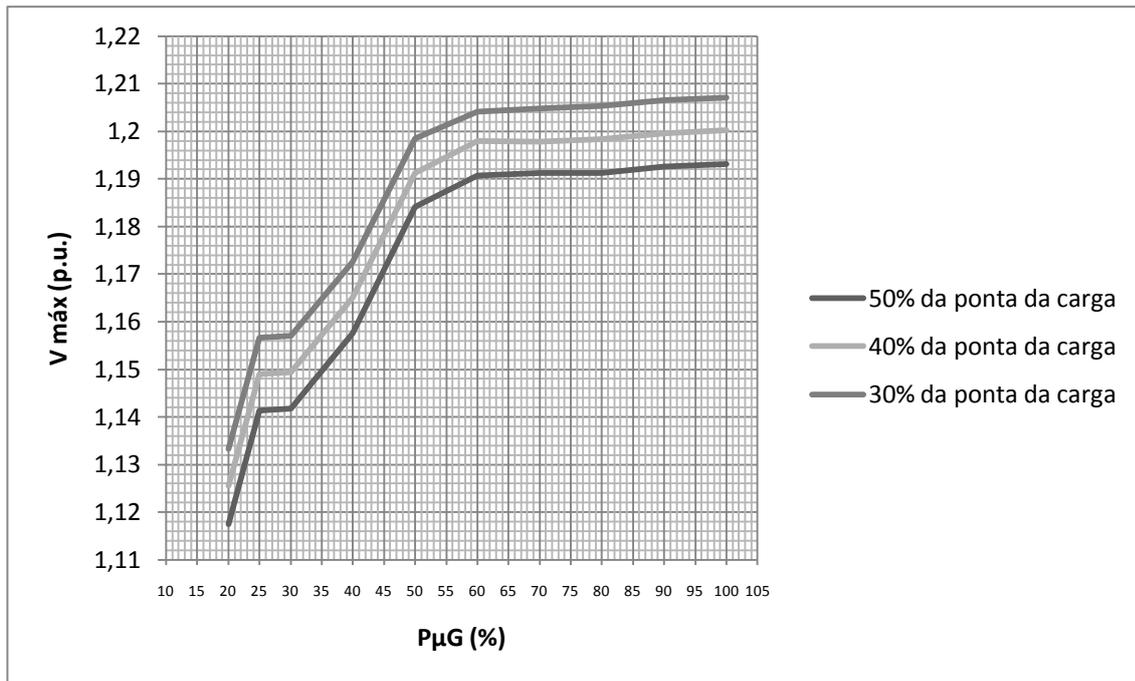


Figura 5.4 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 1)

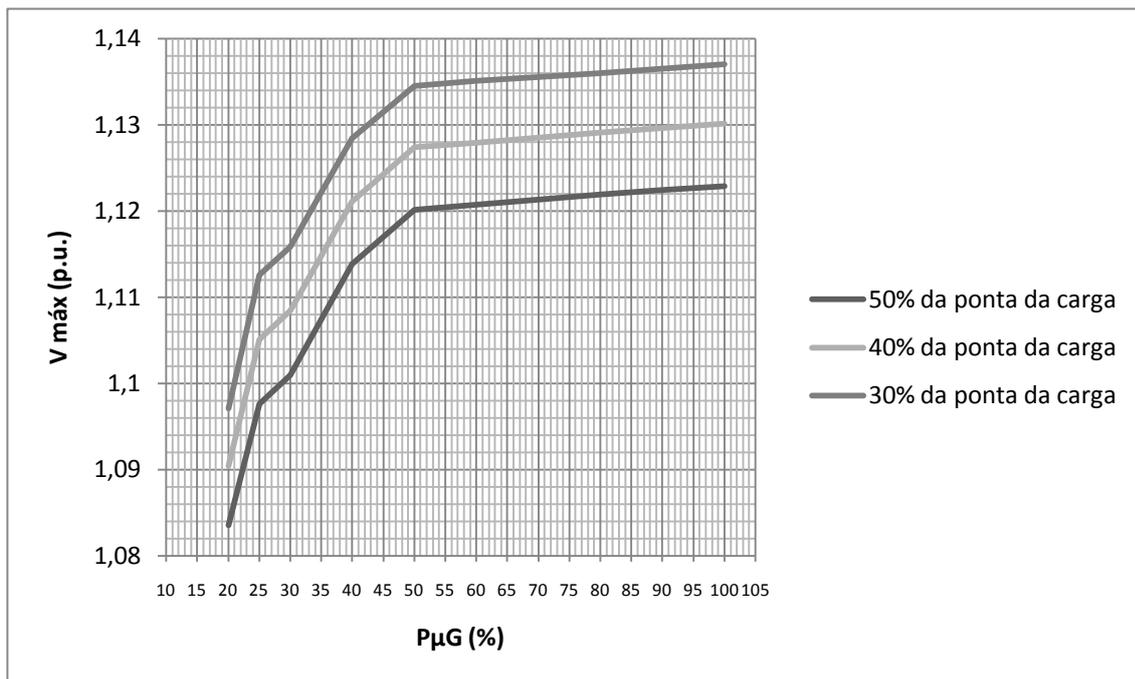


Figura 5.5 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 630 kVA (caso 1)

Através da análise das figuras 5.1-5.5, é possível verificar que os valores de tensão aumentam com o aumento da penetração da micro-geração nas redes. Como esperado, é possível verificar que quanto menor for a carga nos diferentes PTDs mais elevados são os valores de tensão nos barramentos.

De acordo com a legislação em Portugal, o limite de integração de micro-geração nas redes de BT é de 25% em relação à potência do posto de transformação. Verificando as figuras relativas ao estudo, é possível verificar que em geral, para um cenário menos crítico de carga (50% da potência de ponta), para uma percentagem de 30% de integração de micro-geração, o valor da pior tensão da rede encontra-se próximo do valor limite, ou chega mesmo a ultrapassar o limite imposto pela norma Portuguesa EN 50160. Da mesma forma, para um cenário mais crítico (30% da potência de ponta) apenas a rede de 50 kVA não excede o limite de tensão para o valor de 25% de integração de micro-geração. Esse limite é atingido a aproximadamente 35% de penetração.

É também possível verificar que para os diversos valores de percentagens de integração de micro-geração, a variação das tensões não é uniforme. Isso é possível de verificar na figura 5.5 onde os valores de tensão até aos 50% de penetração de micro-geração apresentou uma subida mais brusca quando comparado com os cenários consequentes. Isto deve-se ao facto de que à medida que a integração de micro-geração se aproxima dos barramentos mais próximos o efeito da micro-geração é bem menos notório por causa da proximidade ao ponto injector. Além disso, esta variação foi também verificada nos casos em que acontecia uma mudança de barramento em que se verificava a pior tensão.

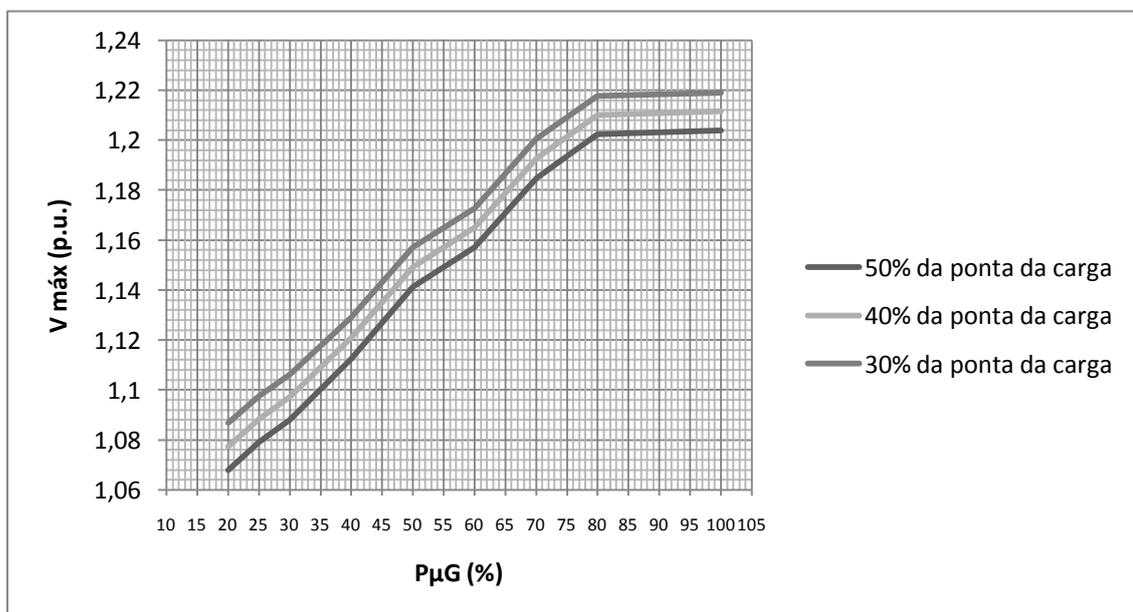


Figura 5.6 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 50 kVA (caso 2)

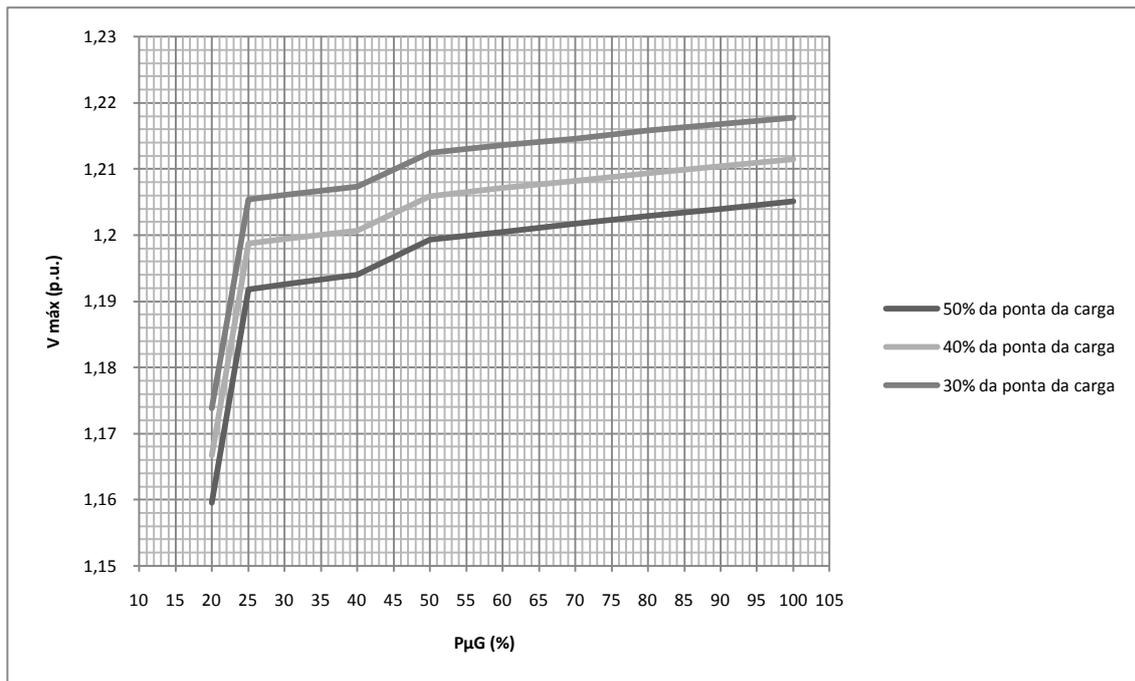


Figura 5.7 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 2)

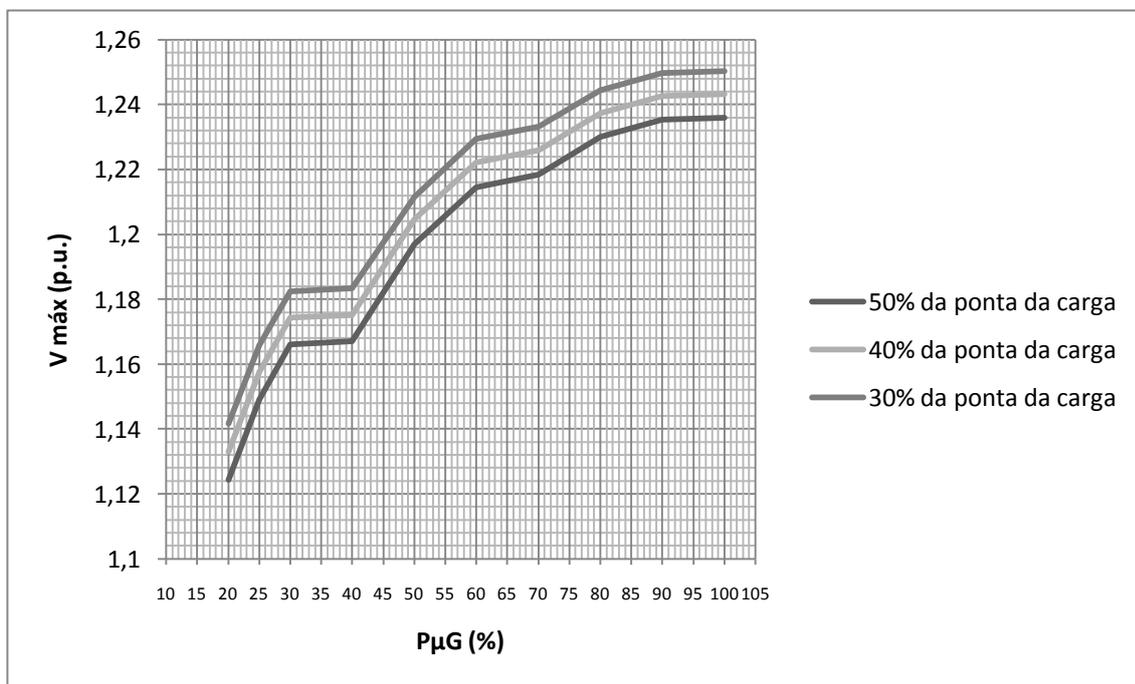


Figura 5.8 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 250 kVA (caso2)

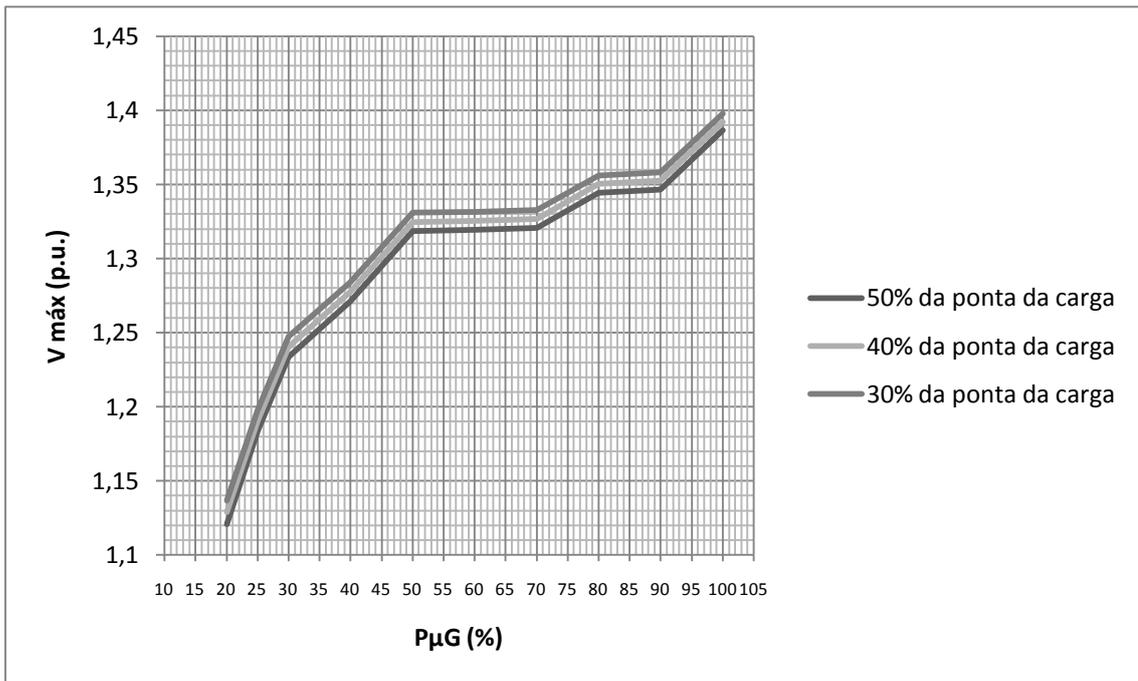


Figura 5.9 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 2)

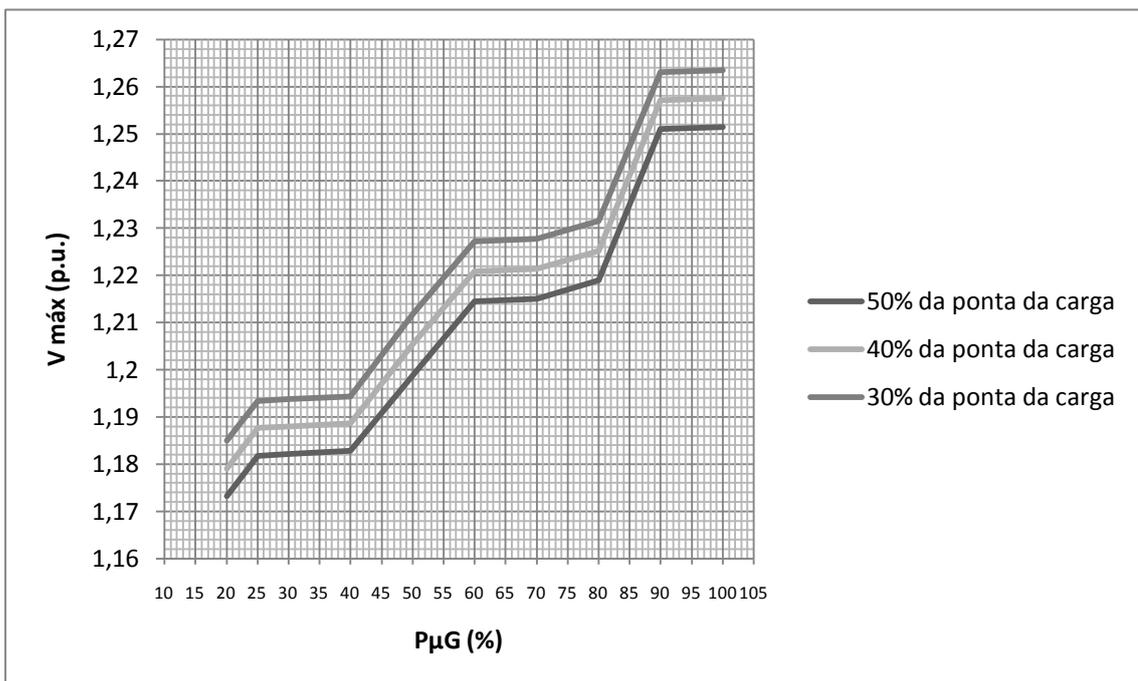


Figura 5.10 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 630 kVA (caso 2)

As figuras 5.6 - 5.10 correspondem ao cenário onde na metodologia adoptada foi utilizado o caso 2. Este caso, teve como objectivo avaliar possíveis extensões ao limite descrito no DL nº 363/2007 para a quantidade máxima de micro-geração a integrar por cliente.

É possível analisar desta forma que comparativamente ao caso 1, os limites em todas as redes são ultrapassados. Este cenário era de esperar visto o caso 1 já apresentar valores bastante elevados. Para este caso, a partir de valores de 20% de penetração, as redes, à excepção da de 50 kVA, apresentam valores bastante superiores aos adequados.

É possível desta forma concluir que para este estudo, não se torna viável uma ampliação do limite vigente, que diz que cada cliente apenas pode integrar na rede 50% da sua potência contratada.

5.2.1.2 - Estudo das potências contratadas nos locais mais próximos da rede

Neste estudo foram feitos estudos nas redes tipo tendo em consideração as potências contratadas pelos clientes e com a micro-geração a ser instalada nos locais mais próximos em relação ao PTD.

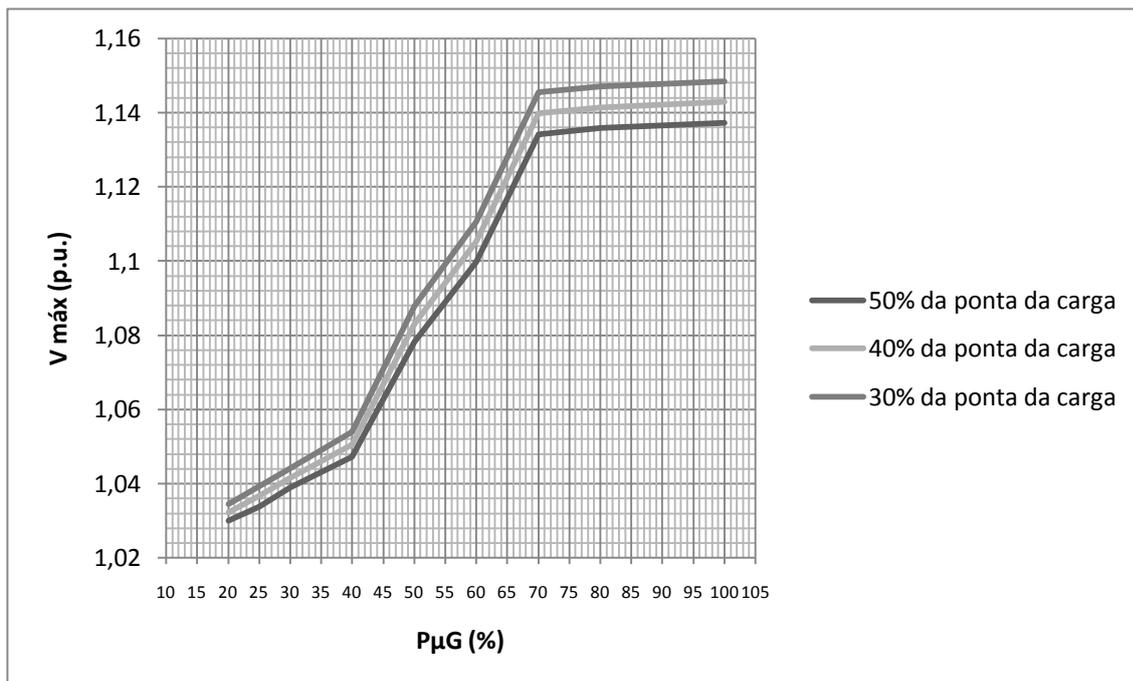


Figura 5.11 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 50 kVA (caso 1)

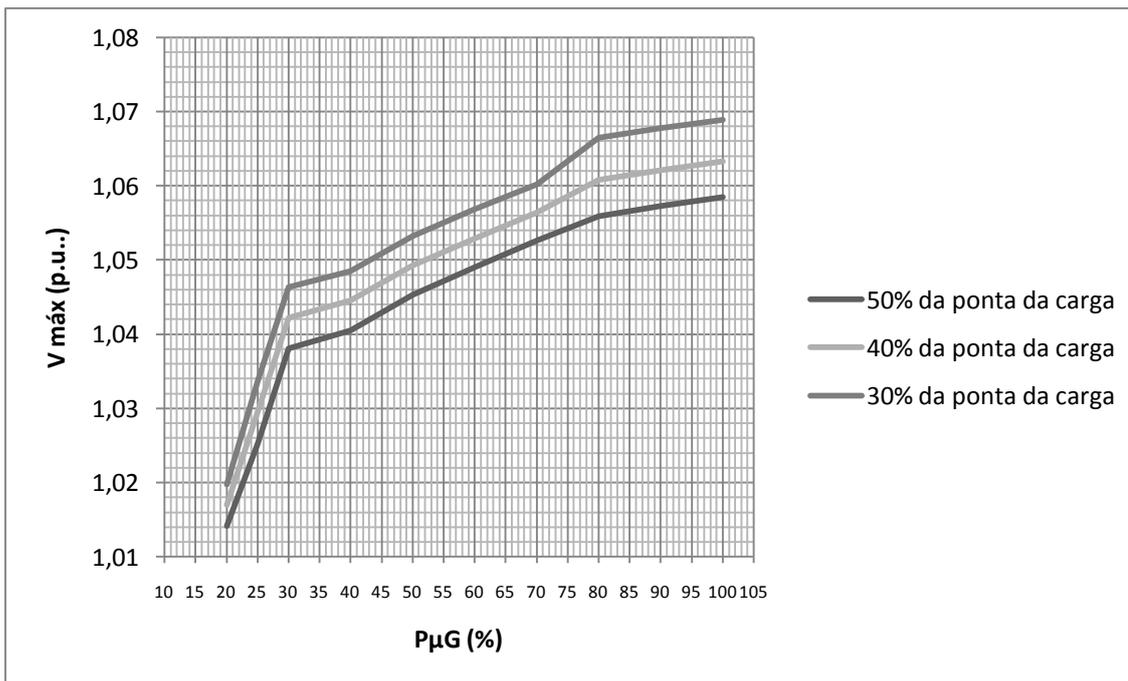


Figura 5.12 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 1)

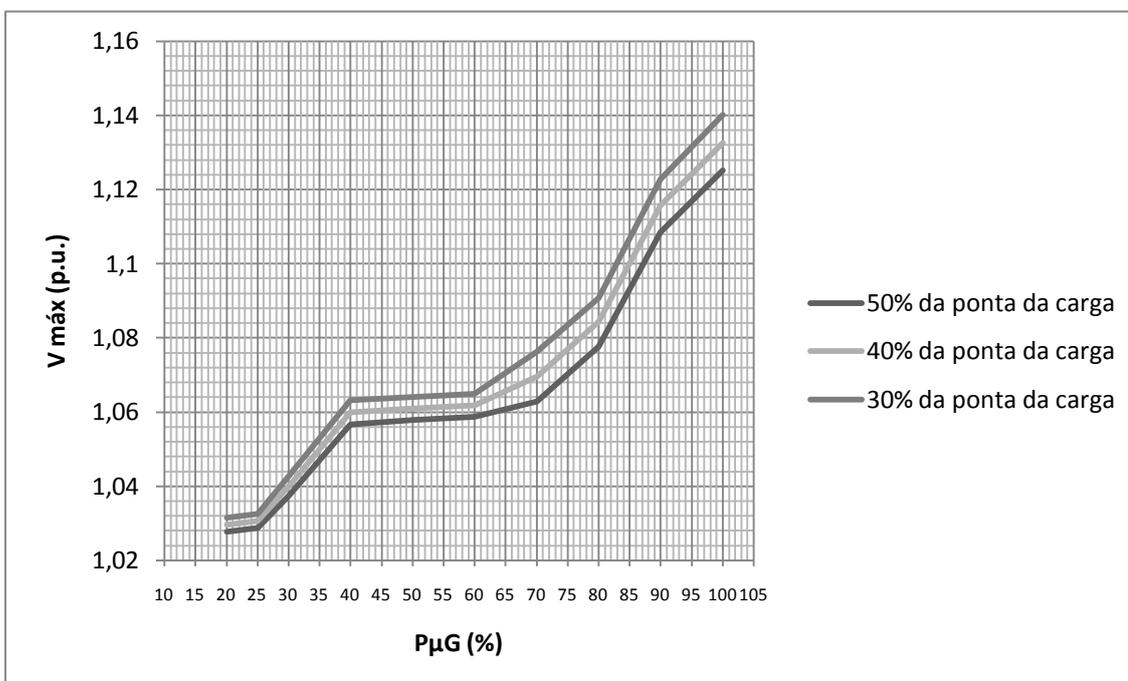


Figura 5.13 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 250 kVA (caso 1)

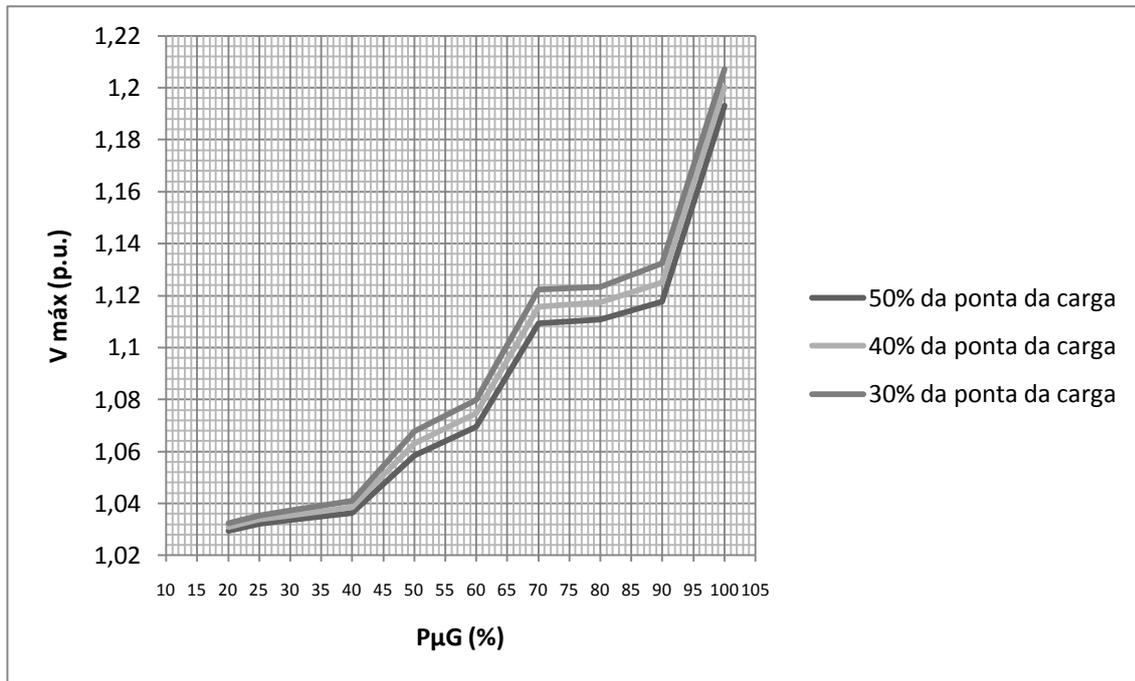


Figura 5.14 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 1)

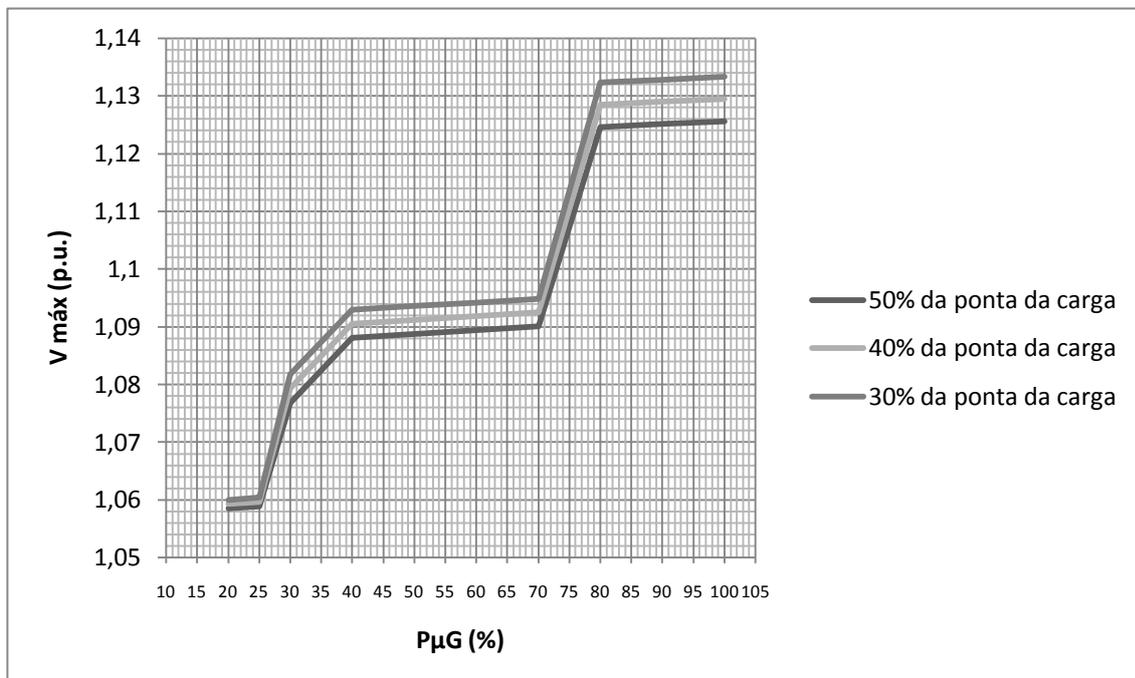


Figura 5.15 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 630 kVA (caso 1)

Da mesma forma que anteriormente, é também possível, através das figuras 5.11-5.15, verificar que os valores de tensão aumentam com o incremento da penetração da micro-geração nas redes, sendo que, quanto menor for o consumo de energia mais elevados são os valores de tensão nos barramentos.

Em relação ao estudo anterior e através da análise das figuras 5.11 - 5.15 é possível verificar que os perfis de tensão no caso onde a micro-geração se encontra mais próxima do PTD não apresentam valores tão elevados. Conclui-se assim através da comparação dos gráficos de ambos os estudos que se torna possível integrar mais percentagem de micro-geração neste ultimo caso.

De uma forma geral, para um cenário mais crítico de carga (30% da potência da ponta), é possível injectar uma potência na ordem dos 65% de micro-geração. Excepção feita à rede de 50 kVA que devido às suas características só permite uma integração até cerca de 55% de micro-geração. Em relação às variações não uniformes de tensão, à medida que a integração de micro-geração se afasta do nó injector, verifica-se uma tendência para um aumento mais brusco da tensão e conseqüentemente verifica-se uma curva mais acentuada. Além disso, e como verificado também no estudo das potências nos locais mais distantes em relação ao PTD, esta variação foi também verificada nos casos em que acontecia uma mudança de barramento em que se verificava a pior tensão.

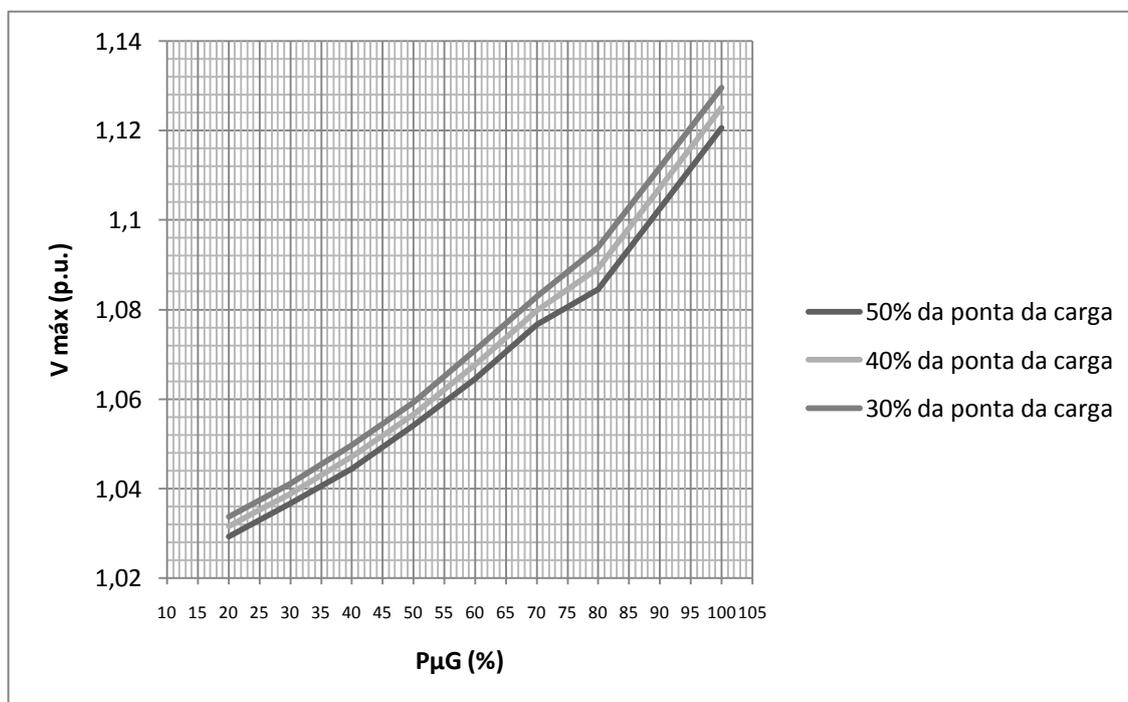


Figura 5.16 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 50 kVA (caso 2)

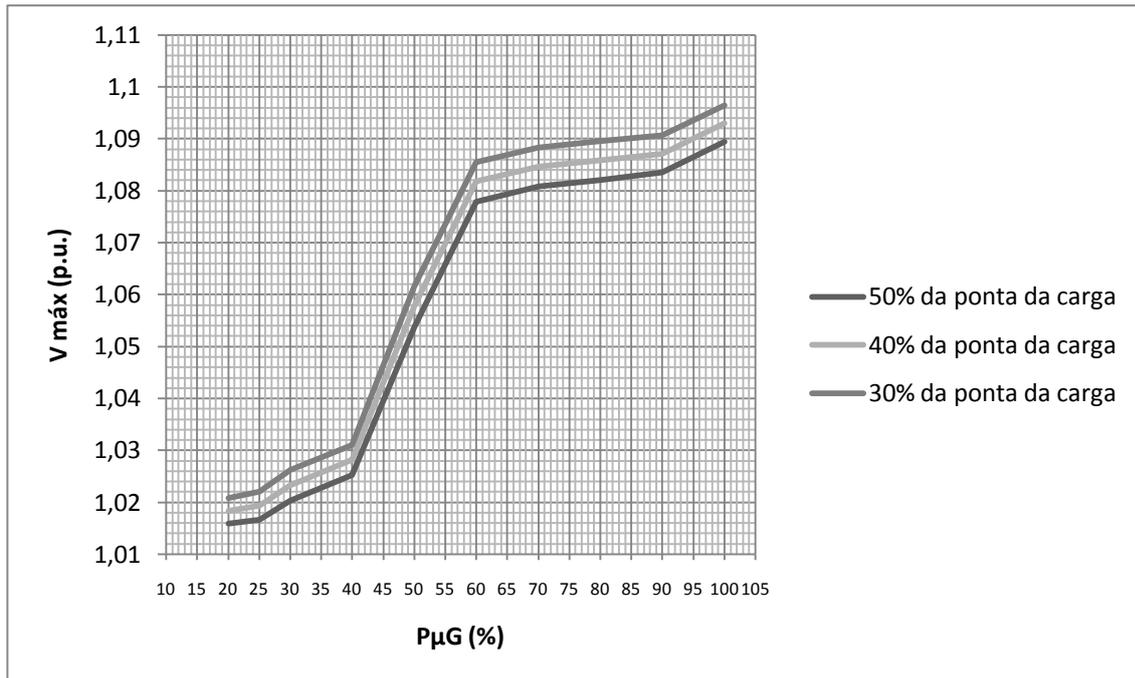


Figura 5.17 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 2)

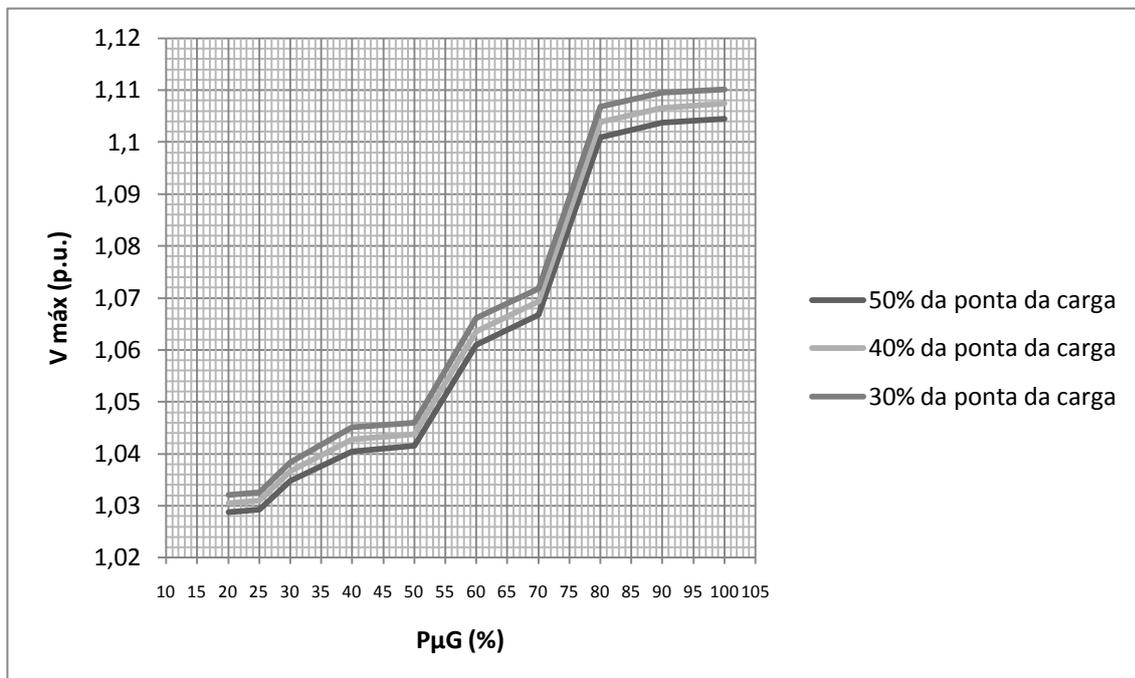


Figura 5.18 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 250 kVA (caso 2)

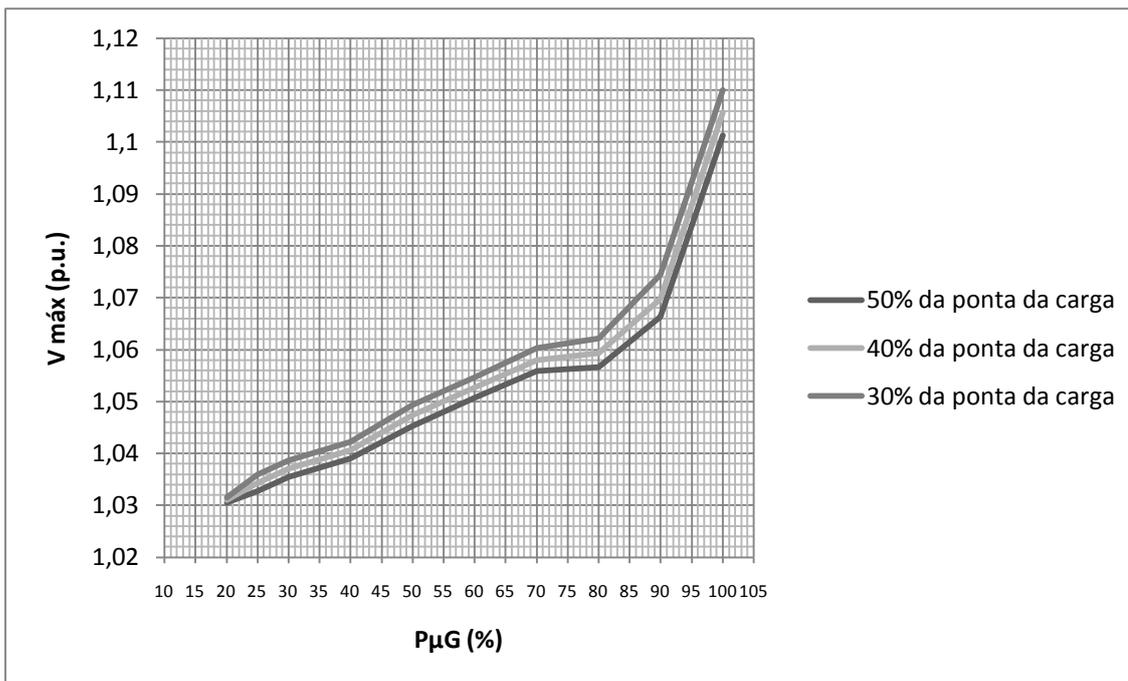


Figura 5.19 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 2)

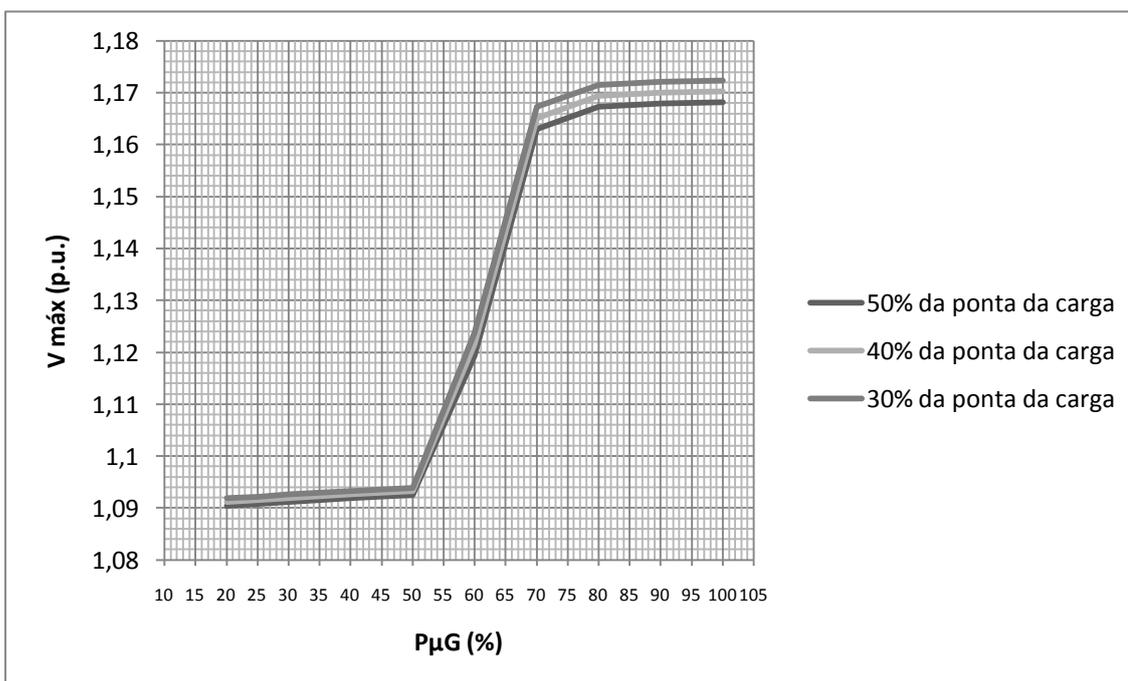


Figura 5.20 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 630 kVA (caso 2)

Através da análise dos gráficos 5.16-5.20, relativos ao caso 2, é possível obter conclusões interessantes. Fazendo uma comparação dos diferentes cenários estudados para a rede de 50

kVA, verifica-se que para uma integração de 100% de μG a magnitude do valor de tensão no caso 2 é superior ao do caso 1. Isto seria de esperar, contudo, é possível injectar mais micro-geração no caso 2 do que no caso 1 (caso 1 - 55% μG e caso 2 - 85% μG). Tal facto verifica-se uma vez que para o caso 1, o número de barramentos onde vai ser injectada a micro-geração é maior devido a menor integração de micro-geração por barramento, o que faz com que a micro-geração se estenda até pontos mais distantes do ponto injector o que provoca efeitos mais graves na magnitude dos perfis de tensão. Além disso, no caso 2, ao aplicar a micro-geração num ponto mais concentrado em torno do ponto injector, torna-se possível integrar um maior volume de micro-geração. Além disso, os resultados relativamente à rede de 400 kVA também se tornam interessantes. É visível que o caso 1 apresenta valores mais críticos em relação ao caso 2.

Relativamente ao DL 363/2007, e como foi possível verificar da análise gráfica, uma possível extensão ao limite que diz que cada cliente só pode integrar uma potência igual a 50% da sua potência contratada, podia ser assumida. Contudo, para tal, todos os clientes com micro-geradores a integrar potência na rede, teriam de se encontrar nos pontos mais próximos em relação ao PTD. Contudo, não é de esperar que a integração micro-geração ocorra apenas nos locais mais próximos em relação ao PTD. Assim, e uma vez que a integração de micro-geração pode ocorrer em diversos pontos da rede, este limite na lei torna-se aceitável visto que é a única forma de o operador da rede garantir o correcto funcionamento do sistema. É também importante referir que o limite de integração de micro-geração pode eventualmente ser estendido. Contudo, para tal, seria necessário efectuar estudos de integração caso a caso.

5.2.2 - Estudo trifásico

Contrariamente ao estudo anterior que considerou as redes perfeitamente equilibradas, neste estudo, foi considerado que ao nível do PTD a rede é praticamente equilibrada verificando-se contudo desequilíbrios ao longo dos ramos que podem reflectir-se em impactos mais graves. Assim, nesta secção são expostos os resultados obtidos, quando se considera a existência de desequilíbrios nas redes de distribuição. Além disso, e como já foi referido anteriormente este estudo recaiu apenas sobre as redes de 100 kVA e de 400 kVA.

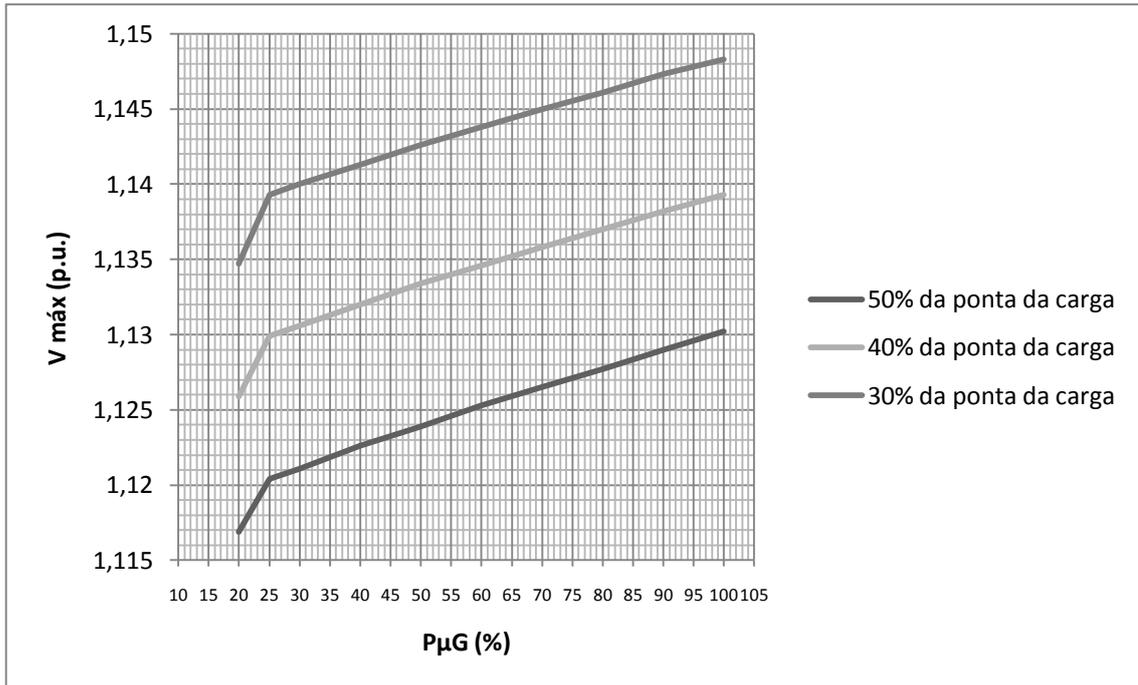


Figura 5.21 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 1)

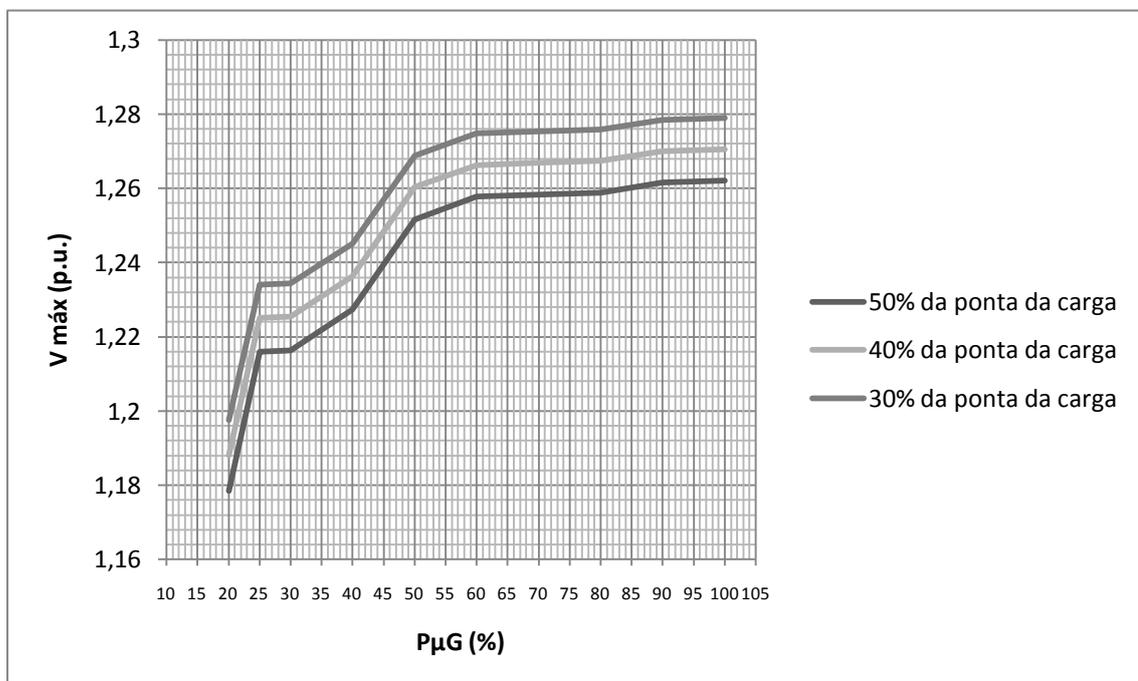


Figura 5.22 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 1)

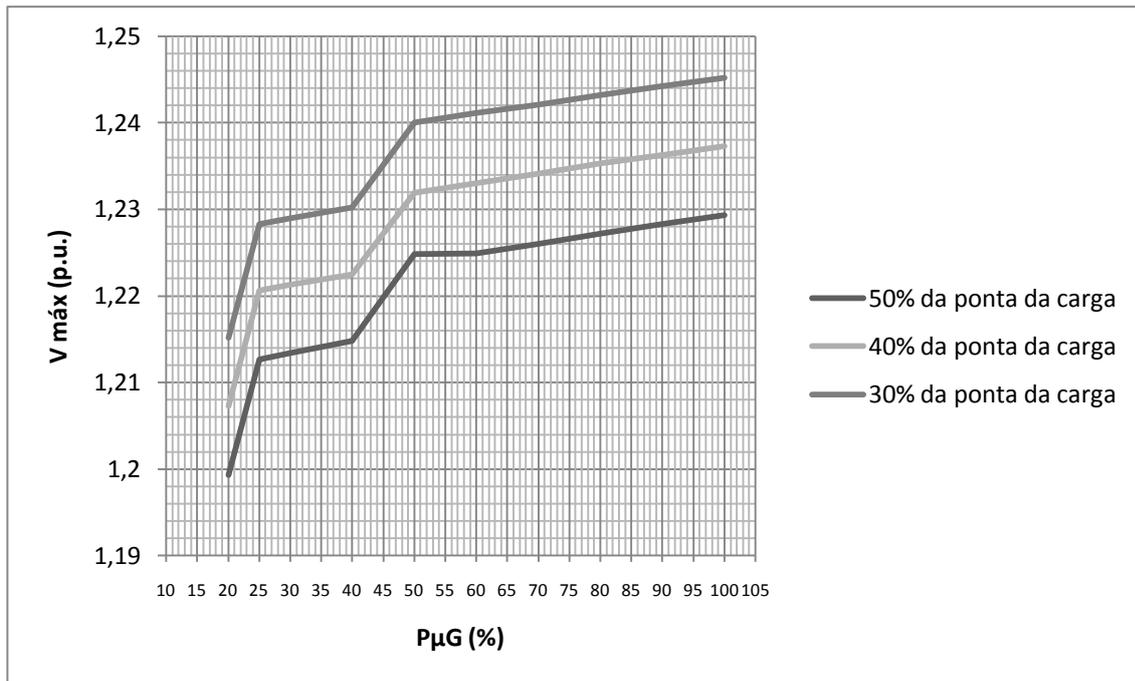


Figura 5.23 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 100 kVA (caso 2)

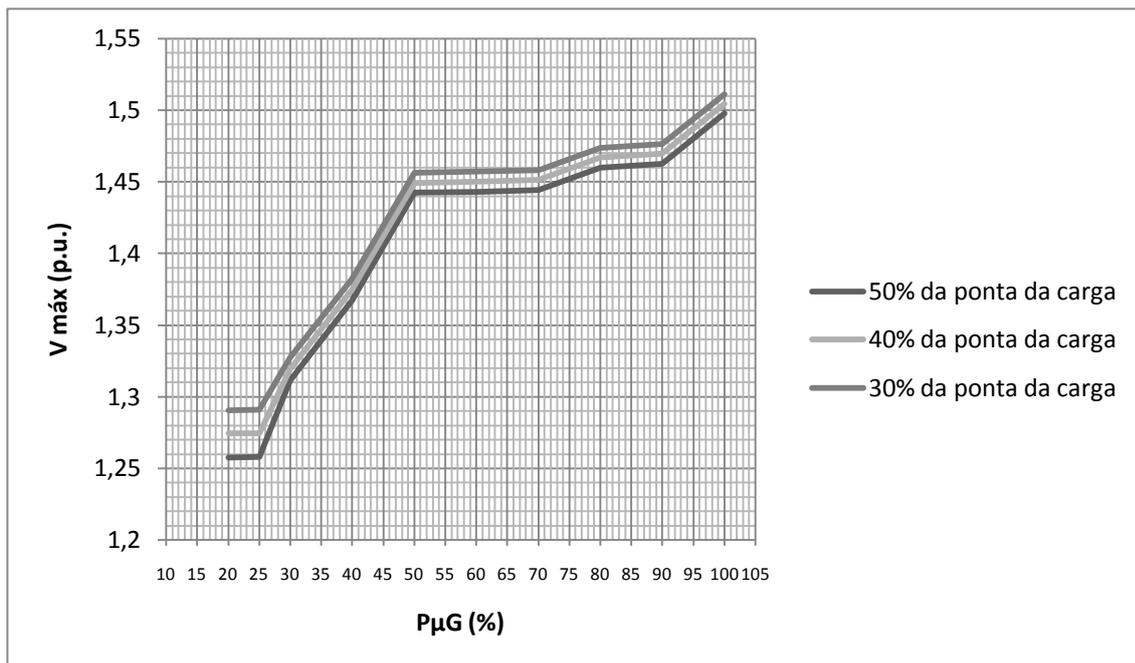


Figura 5.24 - Potências contratadas nos locais mais distantes da rede de 400 kVA (caso 2)

Analisando as figuras 5.21-5.24, e comparando-as com as do mesmo estudo mas com a rede equilibrada, é possível verificar que os perfis de tensão, para ambos os casos (caso 1 e 2), apresentam valores bastante superiores. Em nenhuma das redes é possível injectar micro-geração sem que os perfis de tensão ultrapassem o limite imposto.

Conclui-se assim, que qualquer tentativa de extensão aos limites do DL que regula a micro-geração em Portugal, não é válida.

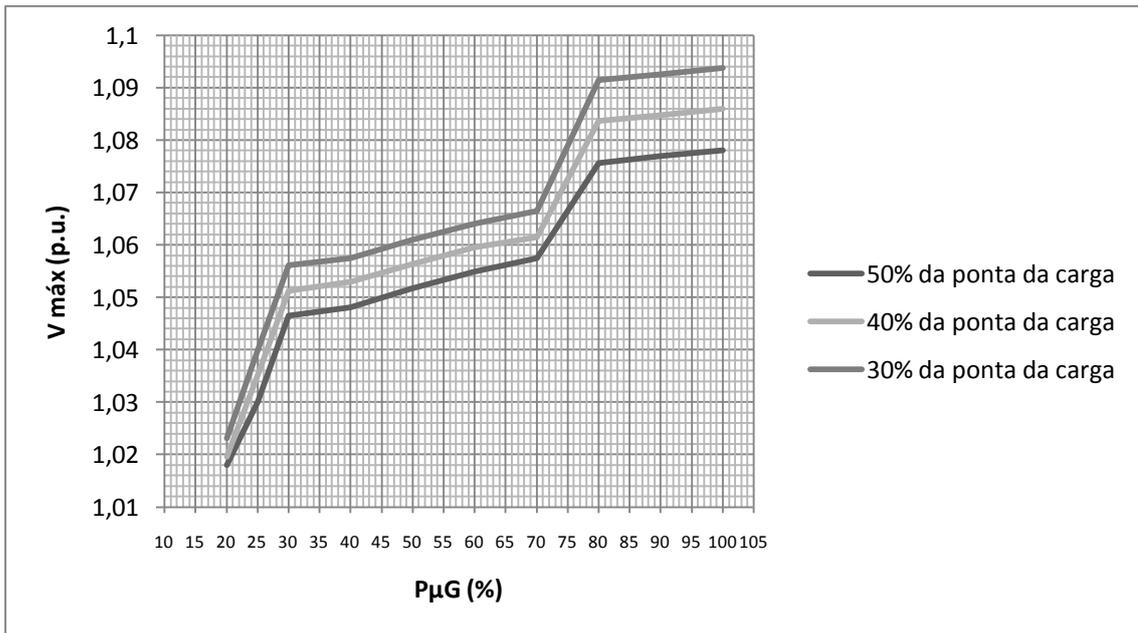


Figura 5.25 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 1)

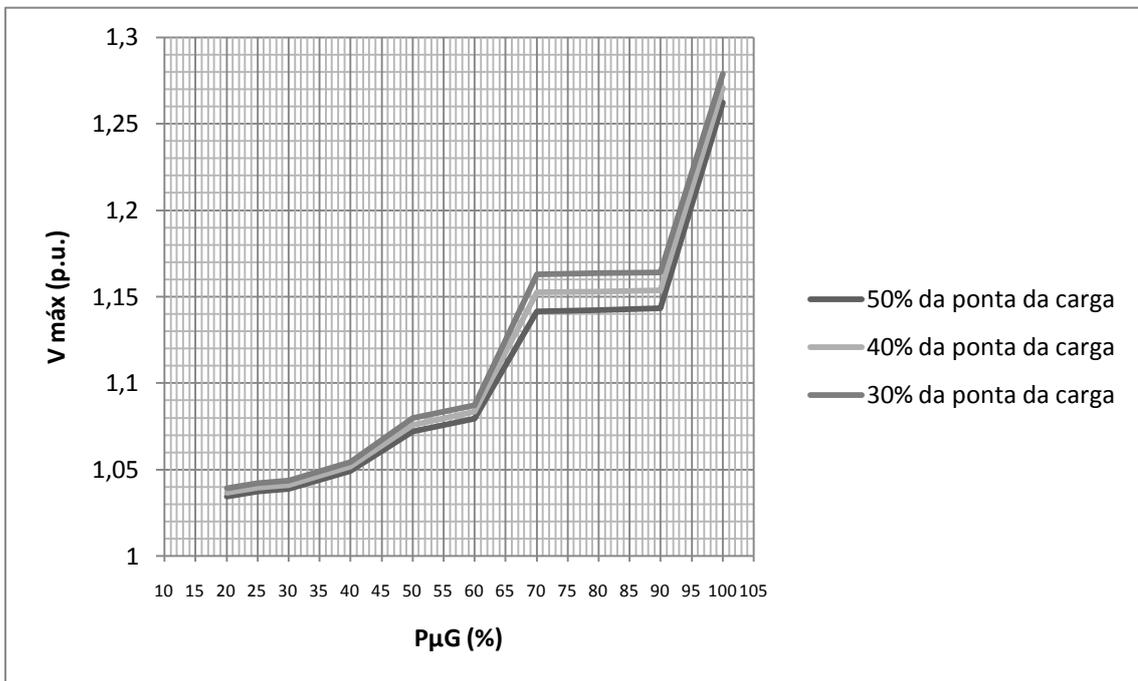


Figura 5.26 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 1)

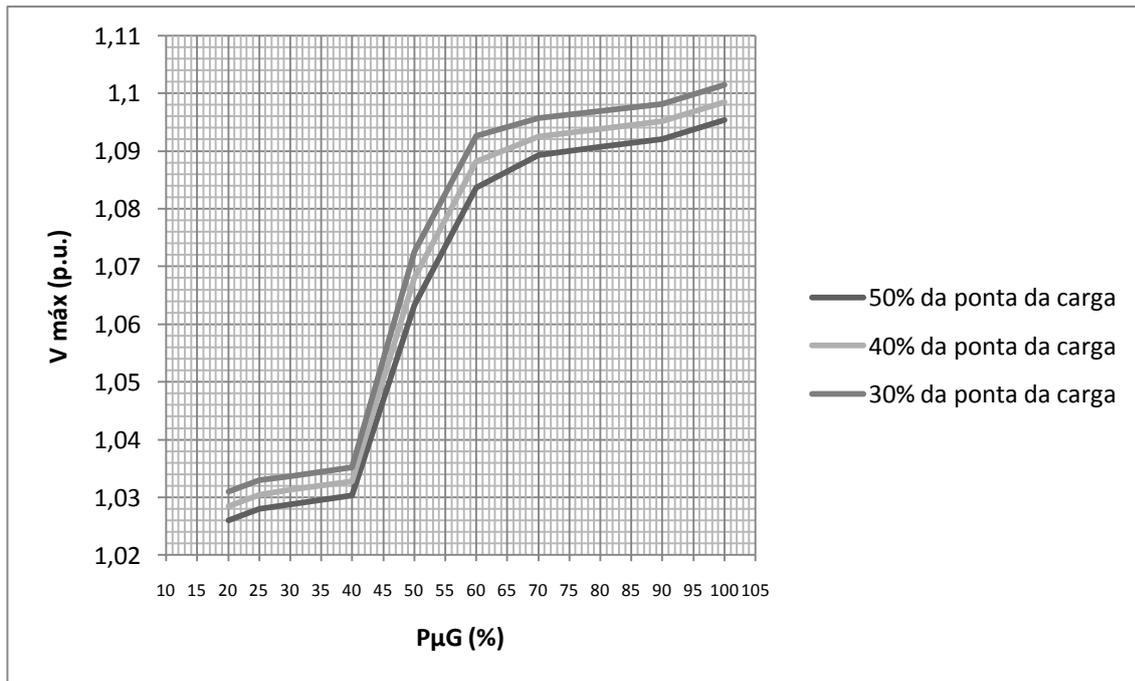


Figura 5.27 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 100 kVA (caso 2)

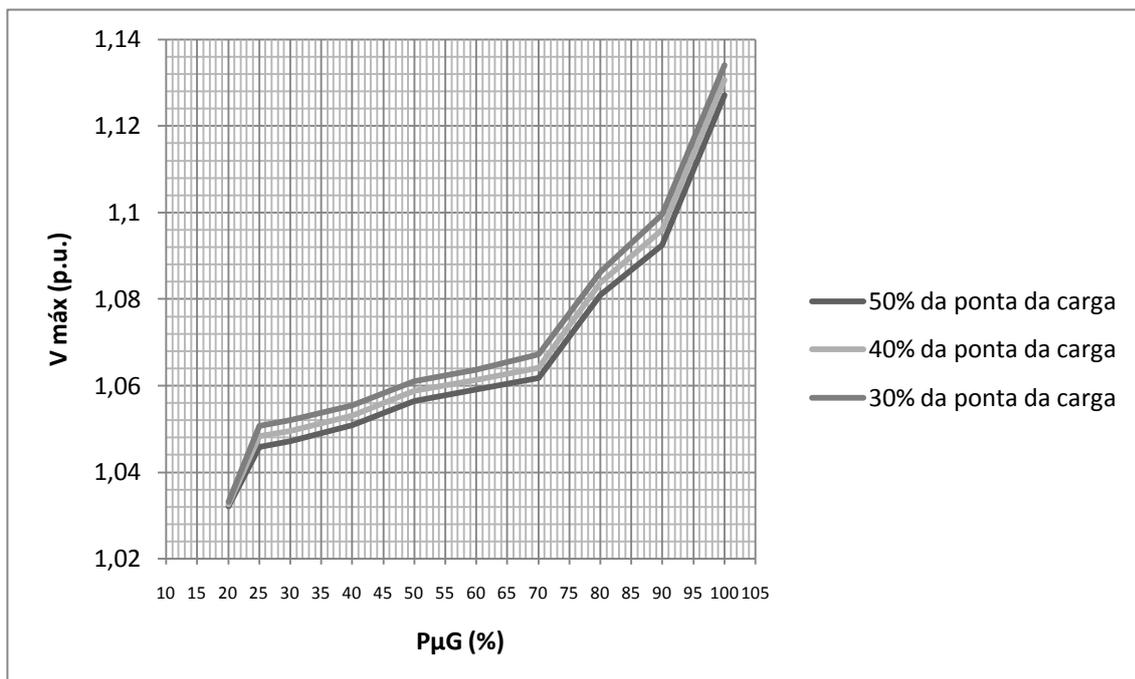


Figura 5.28 - Potências contratadas nos locais mais próximos da rede de 400 kVA (caso 2)

Comparativamente ao mesmo estudo (barramentos mais próximos em relação ao PTD) que considerou as redes equilibradas e o caso 1, é visível que para a rede de 100 kVA é possível injectar 100%μG. Contudo, na rede trifásica desequilibrada, os perfis de tensão são

superiores. Relativamente à rede de 400 kVA e ainda de acordo com o mesmo caso, para uma integração de 70% μ G os valores da tensão já ultrapassam o limite.

Assim, uma vez que as redes utilizadas durante os estudos foram as mesmas, as diferenças obtidas nestas subsecções devem-se ao facto de neste ultimo caso não se ter feito a simplificação de se considerar as cargas equilibradas. O recurso a este estudo mais detalhado prova que, devido às condições de distribuição de carga e geração por fase, a integração de micro-geração na rede de distribuição de BT torna-se mais difícil.

5.3 - Controlo descentralizado de micro-geração - controlo local

As limitações ao controlo coordenado de tensão abordadas anteriormente levaram à possibilidade de adopção do controlo identificado no capítulo 4. Esse controlo foi implementado através de um modelo dinâmico em ambiente *MatLab®/Simulink®*. Nesta secção irão ser verificados os resultados que advieram dessa implementação. A figura 5.29 ilustra os perfis de tensão por fase, nos 3 nós da rede estudada, sem a implementação do controlo local. É possível verificar que aquando da integração de micro-geração na rede de distribuição (sem uso do controlo local), existem fase onde a tensão excede o limite imposto. Tal é possível de verificar para a fase c e fase b do nó 1 e 3, respectivamente.

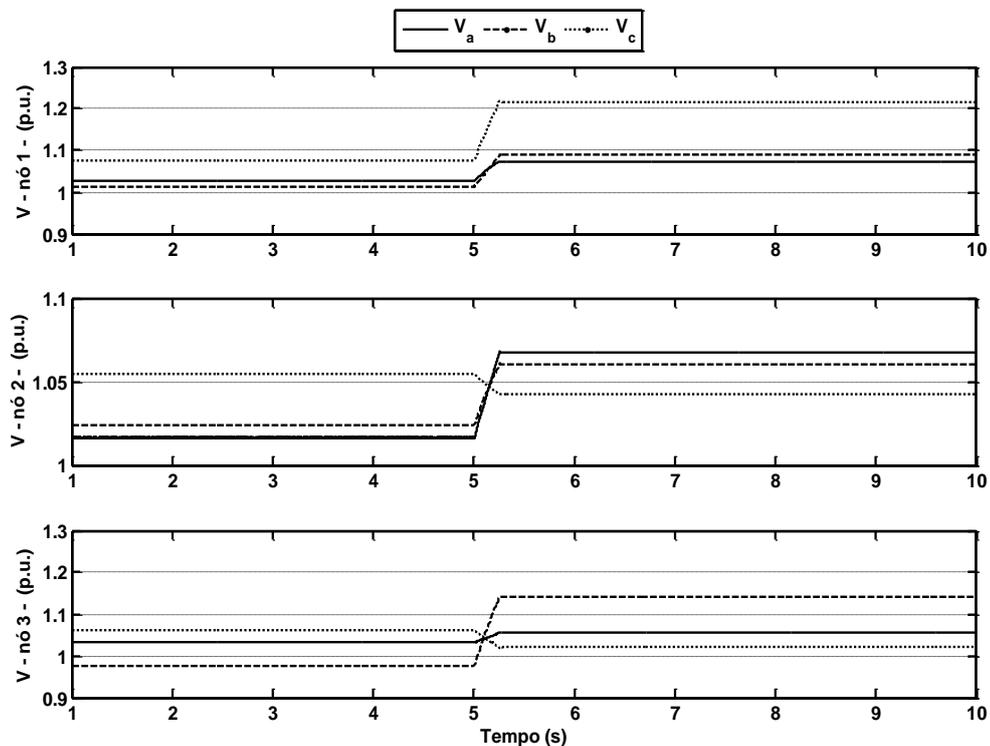


Figura 5.29 - Comparação da tensão por fase em todos os nós e sem controlo local

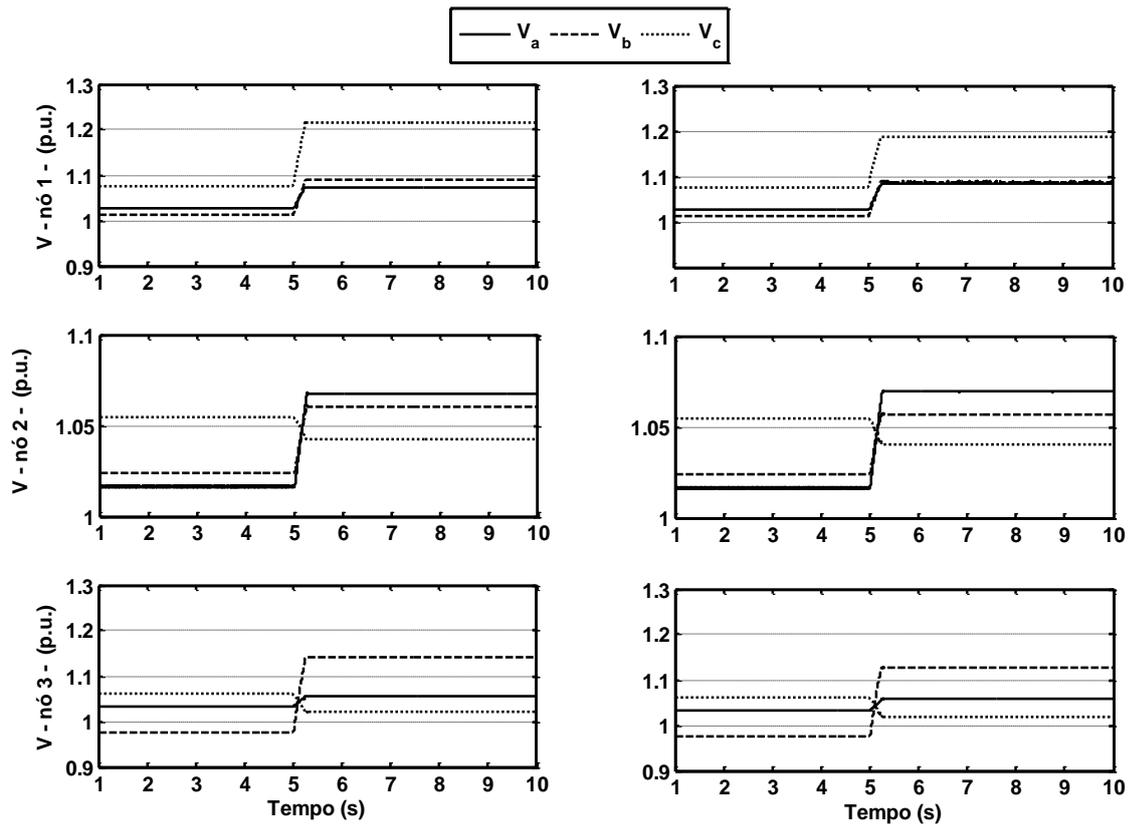


Figura 5.30 - Comparação das tensões sem actuação do controlo (gráficos da esquerda) com as tensões aquando a actuação da malha proporcional (gráficos da direita)

Analisando a figura 5.30, é possível verificar que no caso sem controlo (gráficos da esquerda) à excepção do nó 2, nos restantes nós, existe pelo menos uma fase que apresenta um perfil de tensão superior ao imposto pela norma portuguesa NP EN 50160 [42]. Surge assim a necessidade da actuação do controlo local adoptado neste trabalho. O resultado da actuação desse controlo é demonstrado na figura 5.30 (gráficos da direita). Através da figura é possível comparar as tensões do sistema quando não existe a actuação do controlo, com as tensões aquando o controlo actua através da malha de controlo proporcional.

Verifica-se então que quando o controlo actua, os perfis de tensão em diversas fases do sistema tendem a baixar. Contudo, devido à característica da malha proporcional, isto é, devido ao facto de apresentar um erro em regime permanente, esta redução dos perfis de tensão não é suficiente para atingir os limites de acordo com [42]. É desta forma que como abordado anteriormente, surge a necessidade de aliar a esta malha proporcional, uma outra mas através de controlo integral. A figura 5.31 compara assim a actuação do sistema quando este apenas utiliza a malha proporcional e quando este utiliza ambas as malhas de controlo.

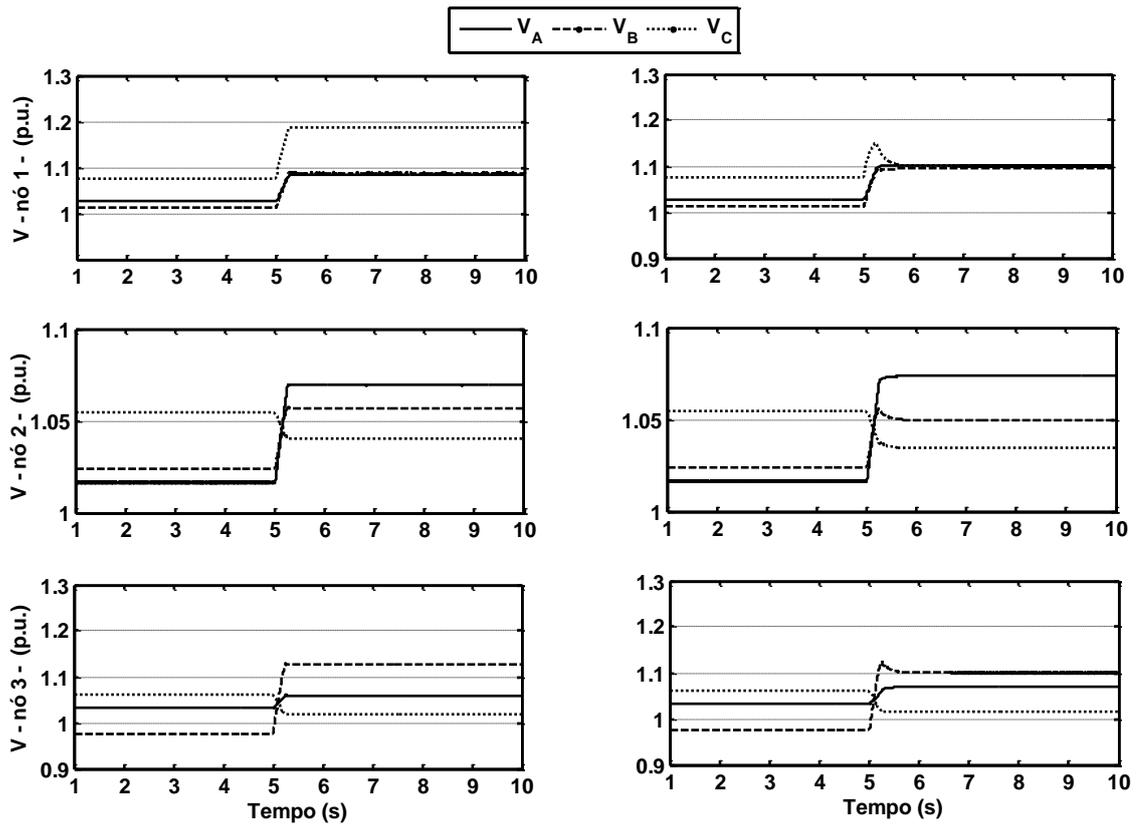


Figura 5.31 - Comparação das tensões com a actuação do controlo proporcional (gráficos da esquerda) com as tensões com a actuação do controlo integral (gráficos da direita)

Da análise da figura 5.31, verifica-se através dos gráficos da direita, que as tensões acima de 1.1 p.u. baixaram de modo a não ultrapassarem o limite adequado. Tal efeito é claramente visível na fase C do nó 1. Aquando da utilização do controlo proporcional, a tensão apesar de ter baixado, continuou acima de 1.1 p.u.. Quando se utilizou o controlo integral, devido ao facto de a malha integral ter memória e desta forma conseguir corrigir o erro, foi possível baixar ainda mais este valor até este atingir o valor limite de 1.1 p.u..

Os resultados verificados através das análises das tensões são também bem visíveis através dos gráficos das potências nos nós. As figuras seguintes comparam as potências disponíveis nos diversos painéis FV, com as potências injectadas na rede através do uso do controlo proporcional e do controlo proporcional em conjunto com o integral, respectivamente.

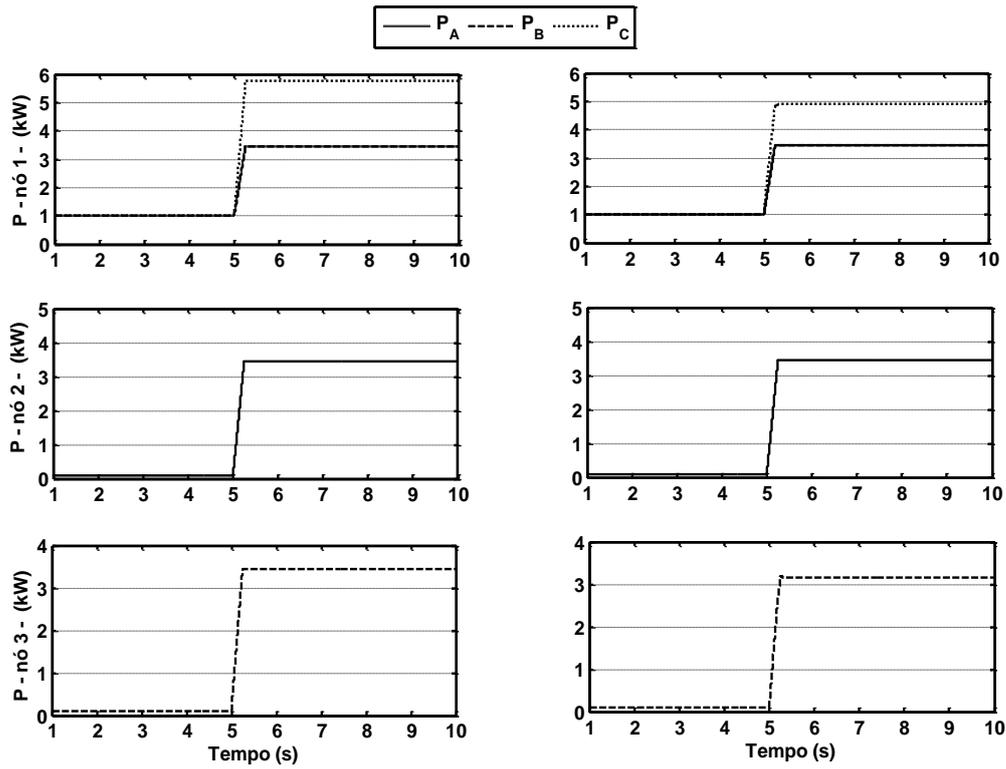


Figura 5.32 - Comparação entre as potências disponíveis nos painéis FV (gráficos da esquerda) com as potências injectadas na rede (gráficos da direita)

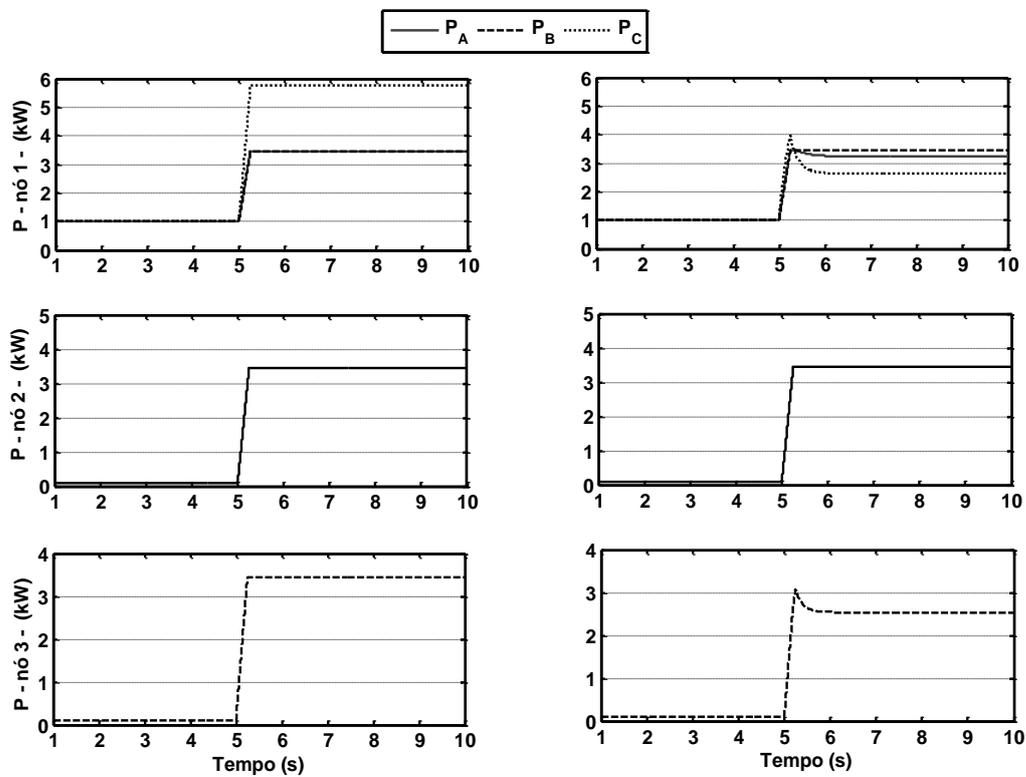


Figura 5.33 - Comparação entre as potências disponíveis nos painéis FV (gráficos da esquerda) com as potências injectadas na rede (gráficos da direita)

Analisando a figura 5.32, verifica-se que apenas no nó 1 e no nó 3 é necessária a actuação do controlo local. Isto deve-se ao facto de a tensão no respectivo micro-gerador do nó 2 já se encontrar abaixo do limite referido na norma portuguesa EN 50160. Para este caso, o controlo permite que toda a potência disponível no painel FV seja injectada. Pelo contrário, nos restantes nós, é necessária a actuação do controlador de modo a limitar a tensão.

Em relação à figura 5.33, verifica-se que a potência reduzida no nó 1 e 3, através do controlo proporcional, não foi suficiente para baixar a tensão nesses barramentos. Foi então necessária a actuação da malha integral que levou a que a potência nos respectivos barramentos fosse reduzida ainda mais, fazendo com que a tensão se limitasse aos 1.1 p.u..

Através da implementação deste sistema dinâmico de controlo local, foi possível de um modo eficaz obter uma possível alternativa ao controlo coordenado de tensão. Este controlo torna-se assim útil quando se verifica a falta de dados necessários para caracterizar adequadamente as redes BT, tornando difícil a utilização do controlo coordenado de tensão. Além disso, contrariamente à utilização, quando possível, do controlo coordenado de tensão, apesar de não óptimo, o controlo local é de simples aplicação e torna-se eficaz.

5.4 - Sumário e breves conclusões

O objectivo deste estudo visou identificar os limites de integração de micro-geração nas redes de BT. Como foi visto, a integração deste tipo de tecnologia tem um conjunto de impactos nas redes de distribuição, nos diversos níveis de tensão, sendo que este estudo se focou no problema dos perfis de tensão ao nível das redes BT. Nestas redes, devido à característica fortemente resistiva que apresentam, ou seja, devido à predominância da resistência face à reactância nas linhas, os níveis de tensão são fortemente dependentes da potência activa que a micro-geração injecta em cada nó da rede. Nesse sentido, tendo em consideração um conjunto de redes de BT disponibilizadas, foi desenvolvido o estudo detalhado do comportamento dos perfis de tensão perante níveis crescentes de integração de novas unidades de micro-geração.

Deste estudo, é importante referir, que na generalidade dos casos se verificou a existência de risco de serem registados perfis de tensão que ultrapassam os valores regulamentarmente definidos, mesmo quando os níveis de integração de micro-geração se encontram dentro dos limites de potência que a legislação actual permite introduzir nas redes (25 % da potência do transformador). Exceptua-se a rede BT de 50 kVA que devido às suas características permitiu a integração de maiores percentagens de integração por parte destas unidades.

Este estudo foi realizado, tendo em consideração que as redes eram perfeitamente equilibradas. Na realidade, isso não se verifica nas redes de distribuição em BT. Na sua grande maioria, as redes de BT (redes trifásicas com neutro) apresentam desequilíbrios na distribuição de carga. Isto deve-se principalmente ao facto da maioria das cargas em BT serem monofásicas. Assim este estudo foi realizado tendo em consideração um trânsito de potências trifásico, sendo que apenas foi realizado sobre duas das redes disponibilizadas. Desta análise, verificaram-se resultados ainda mais críticos em termos de perfis de tensão sobre as redes.

É importante referir que a caracterização das redes BT não incluiu os ramais de alimentação de cada consumidor individual, que em muitas das situações são canalizações monofásicas e de comprimentos significativos. A consideração desse tipo de dados num estudo mais detalhado de redes trifásicas (canalizações trifásicas com neutro e canalizações monofásicas) tenderá a conduzir a resultados com características ainda mais limitativas em termos de integração de unidades de micro-geração nas redes.

Os estudos realizados sobre os impactos da integração das unidades de BT na rede de distribuição demonstram a ocorrência de situações críticas para o funcionamento destas redes. Contudo estes resultados incidiram apenas sobre este conjunto de redes sendo que, e devido a diversos factores característicos das redes como comprimento e tipo de canalizações e a localização dos respectivos consumidores, estes resultados não são passíveis de uma generalização imediata.

A conclusão que advém deste estudo é que de facto, o impacto que a micro-geração provoca na rede de distribuição origina a que seja necessário o uso de sistemas avançados de monitorização e controlo da micro-geração, no sentido de serem limitadas as perturbações em termos do perfil de tensão e, por outro lado, ser possível aumentar os níveis de integração que actualmente são permitidos. Assim a solução apresentada neste trabalho, passou pela adopção de uma estratégia de acção local que limita a potência injectada pelas unidades de micro-geração mediante um valor de referência.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 - Principais contribuições da dissertação

A integração crescente de PD e de micro-geração nas redes de distribuição constituiu a principal razão para a mudança do paradigma em termos de planeamento e operação dos sistemas eléctricos de energia. Ao sistema convencional, caracterizado por uma estrutura hierárquica onde o trânsito de energia flui sempre de um nível hierárquico superior para um nível inferior, passa a ser possível a ligação de unidades de pequena dimensão destinadas à produção de energia eléctrica. Tal interesse resulta essencialmente de incentivos resultantes de políticas governamentais ambiciosas em termos de redução das emissões poluentes, aumento da eficiência energética, bem como de programas de promoção da diversificação energética. Em simultâneo, desenvolvimentos tecnológicos recentes têm contribuído para o aparecimento de um conjunto alargado de diversas tecnologias de produção em pequena escala, usualmente designadas por sistemas de micro-geração, ou simplesmente, micro-geradores. Entre estas tecnologias destacam-se os painéis solares FV, as Micro-turbinas, as micro-turbinas-eólicas e as células de combustível. Não obstante dos benefícios inerentes ao rompimento do paradigma convencional e do desenvolvimento tecnológico envolvido, o surgimento da micro-geração pode, em determinadas circunstâncias, contribuir para a degradação de determinadas características de operação da rede, nomeadamente no que se refere aos perfis de tensão. No sentido de dar resposta a este e outros problemas, surge então a necessidade de desenvolver sistemas avançados de controlo produção dispersa e da micro-geração (desenvolvimento dos conceitos de micro-redes e multi-micro-redes).

De modo a verificar os problemas inerentes à integração de micro-geração e devido à inexistência de capacidade de controlo sobre as redes de distribuição de baixa tensão, surge a necessidade de desenvolver estudos que permitam tomar conhecimento de possíveis

situações críticas em resultado da elevação dos perfis de tensão. Para a análise em questão foi realizado um estudo detalhado, que visou a detecção, através da análise de um conjunto de redes de distribuição de baixa tensão, dos limites de integração de micro-geração nas redes de BT. O impacto dessa integração, e consequentemente a detecção dos seus limites, foi essencialmente determinado pela potência activa que a micro-geração injecta em cada nó da rede. Além disso este estudo realizou-se perante níveis crescentes de integração de unidades de micro-geração. Deste modo, e na generalidade dos casos, verificou-se a existência de risco de serem registados perfis de tensão que ultrapassavam os valores regulamentarmente definidos, mesmo quando os níveis de integração de micro-geração se encontravam dentro dos limites de potência que a legislação actual permite introduzir nas redes (25 % da potência do transformador).

O controlo de potência reactiva 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 redes se caracterizam por serem redes fortemente resistivas, isto é, ao contrário das redes de MT onde a razão X/R é mais elevada, nas redes de BT esta mesma razão é muito baixa. Torna-se assim necessário dotar a rede de BT de sistemas adequados de controlo de tensão de forma a permitir níveis crescentes de integração de unidades de micro-geração. A existência de mecanismos de controlo da tensão torna-se desta forma essencial de forma a permitir o aumento da integração de unidades micro-geração na rede. Foi já referido que uma possível abordagem a este problema poderia consistir num controlo coordenado ao nível das redes de distribuição, isto é, ao nível da rede de MT e da rede de BT. Contudo, este controlo necessita de uma caracterização efectiva das redes de MT e de BT, de modo a operar sobre as variáveis de controlo disponíveis. Se para o lado da MT, esse problema não é tão usual, para o lado da BT, a deficitária caracterização das rede é evidente. Parâmetros como os comprimentos das linhas, resistências e reactâncias das mesmas, além de outros, não se encontram disponíveis. Surge assim uma limitação ao uso deste controlo coordenado.

Como alternativa a este controlo coordenado de tensão, este trabalho centrou-se no desenvolvimento de uma estratégia de controlo local de tensão. Esta alternativa, uma vez que actua localmente, torna-se passível de ser utilizada no imediato, isto quando a utilização do controlo coordenado se torna impraticável. Assim, o objectivo deste controlo passa por reduzir a produção de potência activa dos micro-geradores, sendo que para tal utiliza duas malhas de controlo (malha proporcional e malha integral). A utilização da malha integral deveu-se ao facto de em regime permanente, o controlo proporcional apresentar um erro. Assim através da utilização da malha integral foi possível, anular o erro em regime permanente da malha proporcional, tornando controlo local mais eficaz. De salientar que este controlo, apesar consistir numa metodologia simples, não pode ser considerado como

óptimo uma vez que actua apenas localmente sobre cada micro-gerador. No entanto, a sua simplicidade, estabelece condições para o interesse na sua instalação.

6.2 - Desenvolvimentos futuros

Como já foi referido, o trabalho realizado ao longo desta dissertação incidiu sobre os impactos da integração da micro-geração nas redes de distribuição, e em especial sobre o comportamento dos perfis de tensão. No entanto, este tópico é bastante vasto, o que torna possível o desenvolvimento de novos trabalhos tais como:

- Sistemas de controlo de dispositivos de armazenamento de energia, de modo a que, quando, se torna necessário reduzir a potência que é entregue à rede pelos micro-geradores, esta possa ser armazenada e entregue posteriormente, evitando-se assim desperdícios.
- Desenvolvimento de sistemas que permitam o controlo integrado de micro-geradores e respectivos dispositivos locais de armazenamento, de forma a melhorar a performance da operação das redes de baixa tensão.
- Avaliação do desempenho da estratégia de controlo local de tensão apresentada nesta dissertação com sistemas coordenados de controlo de tensão ao nível da rede MT e BT, nomeadamente no que se refere à quantificação da potência de micro-geração que não é injectada na rede em cada uma das estratégias

Referências

- [1] Mauro Graziani e Paolo Fornasiero, "Renewable Resources and Renewable Energy - A global Challenge", CRC Press, 2007, ISBN-13: 978-0-8493-9689-2.
- [2] Rita Joana da Cruz Alves, "Mudança do Paradigma Energético: Microgeração em Portugal", Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para obtenção do Grau de Mestre. 2008.
- [3] Comissão Europeia, "Energy for a changing World." Disponível em http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm. Acesso a 20/Janeiro/2010.
- [4] Carlos Coelho L. Moreira, "Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures." PhD dissertation submetida pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto 2008.
- [5] European Research and Development project MICROGRIDS. Disponível em <http://www.microgrids.eu/default.php>. Acesso em 15/Janeiro/2010.
- [6] F. M. Gomes, A. M. Carrapatoso, "Projecto InovGrid - A evolução da rede de distribuição como resposta aos novos desafios do sector eléctrico". Disponível em <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/simpase2009/documentos/IT%2043%20-%20Projecto%20InovGrid%20-%20A%20evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20rede%20de%20distribui%C3%A7%C3%A3o%20como%20resposta%20aos%20novos%20desafios%20do%20sector%20el%C3%A9ctrico.pdf>. Acesso em 18/Dezembro/2009.
- [7] V. H. M. Quezada, "Distributed generation: technical aspects and regulatory issues." PhD dissertation submitted to Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 2005 (in Spanish)
- [8] H. L. Willis and W. G. Scott, "Distributed power generation: planning and evaluation." Marcel Dekker, 2000, ISBN 0-8247-0336-7.

- [9] Virgílio Azevedo, “ Democracia Energética - INESC Porto”. Disponível em <http://www2.inescporto.pt/noticias-eventos/nos-na-imprensa/democracia-energetica>. Acesso a 4/Dezembro/2009.
- [10]DTI Microgeration strategy, “Our Energy Challenge Power from the people”, March 2006
- [11]Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. Disponível em <http://www.dre.pt/pdf1sdip/2007/11/21100/0797807984.PDF>. Acesso em Outubro 2009.
- [12]Rede Eléctrica Nacional, Electricidade, Cadeia de Valor. Disponível em www.ren.pt. Acesso em 9/Dezembro/2009.
- [13] Direcção geral de Energia e Geologia, Energia solar, disponível em <http://www.dgge.pt/>. Acesso em 13/Dezembro/2009.
- [14]IEA International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, PVPS Annual Report, 2008.
- [15]Emanuel, S/ Título, 2009. Disponível em http://run.unl.pt/bitstream/10362/2300/1/Emanuel_2009.pdf. Acesso em 14/Janeiro/2010.
- [16]Ministério da Economia e Inovação, Manual - Energias Renováveis de Portugal, Outubro de 2007.
- [17]Arley Reis, “Energia solar no Brasil pode ser vantajosa a partir de 2013”, Disponível em http://www.energiasrenovaveis.com/DetailNoticias.asp?ID_conteudo=108&ID_area=8. Acesso em 11/Dezembro/2009.
- [18]Paul Gipe, Ontario Sustainable Energy Association, ARTs Revision Report o4, Renewables without limits, August 29, 2007.
- [19]Real Decreto 436/2004 de 12 de Março. <http://www.boe.es/boe/dias/2004/03/27/pdfs/A13217-13238.pdf>. Acesso a 13/Dezembro/2009.
- [20]Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente (CEEETA), “Tecnologias de Micro-geração e Sistemas Periféricos”. Disponível em <http://www.ceeeta.pt/downloads/pdf/MicroGas.pdf>. Acesso a 7/Janeiro/2010.
- [21]Oak Ridge National Laboratory, "Guide to combined heat and power systems for boiler owners and operators." Disponível em <http://www.energysolutionscenter.org/distgen/AppGuide/Reports/Guide%20to%20CHP%2>

- 0Systems%20for%20Boiler%20Owners%20and%20Operators%20-%20ORNL-tm-2004-144.pdf.
Acesso em 7/Janeiro/2010.
- [22]Cláudio Monteiro, “Microturbinas”. Disponível em
http://paginas.fe.up.pt/~fmb/PTE2/Apontamentos%20PTE2/PTE2_Microturbinas.pdf.
Acesso em 6/Janeiro/2010.
- [23]Eduardo Lorenzo, G. Araujo, “Solar electricity: engineering of photovoltaic systems”,
technology & Engineering, 1994, ISBN-13: 978-8486505554.
- [24]Laboratório de ambiente marinho e tecnologia, Universidade dos açores, “funcionamento
de um painel fotovoltaico”. Disponível em [http://www.lamtec-
id.com/energias/paineis.php](http://www.lamtec-id.com/energias/paineis.php). Acesso em 13/Dezembro/2010.
- [25]Adolf Goetzberger, Volker U. Hoffmann, “Photovoltaic solar energy generation”, Science,
2005, ISBN-13: 978-3540236764.
- [26]Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente (CEEETA),
“Tecnologias de Micro-geração e Sistemas Periféricos”. Disponível em
<http://www.energiasrenovaveis.com/images/upload/MicroEolicas.pdf>. Acesso em
15/Janeiro/2010.
- [27]N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, "Embedded generation." The
Institution of Electrical Engineers Power Engineering Series 31, London, 2000, ISBN 0-
85296-774-8.
- [28]J. A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating
distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and
opportunities." Electric Power Systems Research, vol. 77, no. 9, pp. 1189-1203, July 2007.
- [29]P. P. Barker and R. W. d. Mello, "Determining the impact of distributed generation on
power systems: Part I - Radial distribution systems." in Proceedings IEEE Power
Engineering Society Summer Meeting, 2000.
- [30]Aldo Canova, Luca Giaccone, Filippo Spertino, Member, IEEE, and Michele Tartaglia,
Senior Member, IEEE, “Electrical Impact of Photovoltaic Plant in Distributed Network”.
IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 45, NO. 1, JANUARY/FEBRUARY
2009.
- [31]S. N. Liew and G. Strbac, "Maximizing penetration of wind generation in existing
distribution networks." IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol.
149, no. 3, pp. 256-262, May 2002.

- [32]N. C. Scott, D. J. Atkinson, and J. E. Morrell, "Use of load control to regulate voltage on distribution networks with embedded generation." IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 2, pp. 510-515, May 2002.
- [33]C. M. Hird, H. Leite, N. Jenkins, and H. Li, "Network voltage controller for distributed generation." IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 151, no. 2, pp. 150-156, March 2004.
- [34]PEC, AS LOPES J.A., MENDONÇA, A. A., FONSECA N., SECA L.: 'Voltage and reactive power control provided by DG units'. Proc. CIGRE Symp. Power Systems with Dispersed Generation, Athens, Greece, April 2005, pp. 13-16
- [35]A.G. Madureira J.A. Peças Lopes, "Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids", IET Renew. Power Gener., 2009, Vol. 3, Iss. 4, pp. 439-454
- [36]PEÇAS LOPES J.A., MOREIRA C.L., MADUREIRA A.G.: 'Defining control strategies for microGrids islanded operation', IEEE Trans. Power Syst., 2006, 2, (21), pp. 916-924
- [37]J. A. Peças Lopes, "Microgeração e Microredes", MIEEC - Supervisão e Controlo de Sistemas eléctricos. Disponível em <http://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/Microger.pdf>. Acesso em 16/Dezembro/2009.
- [38]J. A. Peças Lopes, "Produção Distribuída e Energias Renováveis - Microgeração e Microgrids". Disponível em http://paginas.fe.up.pt/~jpl/textos/PDER_Microgrids.pdf. Acesso em 8/Janeiro/2010.
- [39]Aurélio BLANQUET, Jorge SANTOS, António CARRAPATOSO, Carlos TEIXEIRA, André MADUREIRA, Fernando ALVES, "FROM DA TO SMARTGRIDS - EVOLUTION OR REVOLUTION? A PATH TO IMPROVE THE UTILITY EFFICIENCY", 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009, Paper 0770
- [40]João A. Peças Lopes, António M. Aires Messias, Rui M. P. Gonçalves, "Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável. Julho/Agosto 2009.
- [41]Jornal de Notícias NEGÓCIOS, 04 de Outubro de 2008, "O contador que vale ouro - INESC Porto". Disponível em <http://www2.inescporto.pt/use/noticias-eventos/nos-na-imprensa/o-contador-que-vale-ouro/>. Acesso em 16/Dezembro/2009.
- [42]NP EN 50160, 2001.

- [43]Carol S. Cheng, Dariush Shirmohammadi, "A THREE-PHASE POWER FLOW METHOD FOR REAL-TIME DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995
- [44]Rade M. Ciric, Antonio Padilha Feltrin, and Luis F. Ochoa, "Power Flow in Four-Wire Distribution Networks—General Approach", IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 4, NOVEMBER 2003
- [45]A. Engler, "Control of battery inverters in modular and expandable island grids." PhD Dissertation submitted to the University of Kassel, 2001 (in German).
- [46]A. Engler and B. Burger, "Fast signal conditioning in single phase systems." in Proceedings 9th European Conference on Power Electronics and Applications, Graz, Germany, 27-29 August 2001.
- [47]Eng.º Wiillerson Stturm, "CONTROLE DE PROCESSOS -Teoria e aplicações". Disponível em http://www.newfacilit.com.br/cariboost_files/controladores.pdf.

Anexo A

Tabelas de caracterização das redes em estudo

Tabela A-1 - Barramentos de carga da rede de 50 kVA

<i>Número do barramento</i>	<i>P_{load} (kW)</i>	<i>Q_{load} (kvar)</i>
5	3.9	1.56
6	0.3	0.12
8	0.8	0.32
12	4.7	1.88
13	1	0.4
14	0.8	0.32
15	3	1.2
16	3	1.2
17	0.8	0.32
18	0.8	0.32
19	0.8	0.32
20	0.8	0.32
21	2.6	1.04
22	1	0.4
23	0.8	0.32
24	1	0.4
Total	26.1	10.44

Tabela A-2 - Número de clientes por barramento na rede de 50 kVA e potência contratada associada

Número do barramento	Número de clientes	Monofásico			Trifásico	
		3.45 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA
5	3	3	0	0	0	0
6	1	1	0	0	0	0
8	1	1	0	0	0	0
12	2	1	0	0	0	1
13	2	1	1	0	0	0
14	1	1	0	0	0	0
15	2	2	0	0	0	0
16	2	2	0	0	0	0
17	1	1	0	0	0	0
18	1	1	0	0	0	0
19	1	1	0	0	0	0
20	1	1	0	0	0	0
21	1	0	0	0	0	1
22	1	0	0	0	0	1
23	1	1	0	0	0	0
24	1	0	0	0	0	1
Total	22	17	1	0	0	4

Tabela A-3 - Barramentos de carga da rede de 100 kVA

Número do barramento	P_{load} (kW)	Q_{load} (kvar)
5	1.8	0.72
8	0	0
9	1.9	0.76
10	0	0
11	3.7	1.48
13	5.7	2.28
14	5.7	2.28

15	5.7	2.28
16	3.9	1.56
17	0.1	0.04
18	1.9	0.76
19	1.9	0.76
20	3.7	1.48
21	0	0
22	6.8	2.72
23	6.7	2.68
24	18.3	7.32
25	2.9	1.16
26	1.9	0.76
27	0.2	0.08
28	0.1	0.04
29	2.7	1.08
30	0.1	0.04
31	0.2	0.08
32	3.9	1.56
33	1.9	0.76
34	3.9	1.56
35	6.7	2.68
<i>Total</i>	92.3	36.92

Tabela A-4 - Número de clientes por barramento na rede de 100 kVA e potência contratada associada

Número do barramento	Nº de clientes	Monofásico				Trifásico	
		1.15 kVA	3.45 kVA	6.9 kVA	13.8 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA
5	0	0	0	0	0	0	0
8	1	0	1	0	0	0	0
9	1	0	0	1	0	0	0
10	1	1	0	0	0	0	0
11	1	0	0	1	0	0	0
13	1	0	0	0	1	0	0
14	1	0	0	0	1	0	0
15	1	0	0	0	1	0	0
16	2	0	1	0	0	0	1

17	1	0	0	0	0	0	1
18	2	0	2	0	0	0	0
19	2	0	2	0	0	0	0
20	2	0	2	0	0	0	0
21	1	0	1	0	0	0	0
22	4	0	2	1	0	0	1
23	4	0	3	1	0	0	0
24	7	0	2	0	0	0	5
25	2	0	1	1	0	0	0
26	2	0	2	0	0	0	0
27	2	0	1	0	1	0	0
28	2	0	2	0	0	0	0
29	1	0	1	0	0	0	0
30	3	0	3	0	0	0	0
31	3	0	2	1	0	0	0
32	2	0	1	0	0	0	1
33	2	0	2	0	0	0	0
34	3	0	2	1	0	0	0
35	2	0	1	0	1	0	0
Total	56	1	34	7	5	0	9

Tabela A-5 - Barramentos de carga da rede de 250 kVA

<i>Número do barramento</i>	<i>P_{load} (kW)</i>	<i>Q_{load} (kvar)</i>
2	0	0
7	2.7	1.08
8	2.8	1.12
9	3.5	1.4
10	0.9	0.36
11	0.9	0.36
12	2.3	0.92
13	4.3	1.72
14	8.5	3.4
15	6.8	2.72
16	1.6	0.64
17	1.6	0.64

18	1.4	0.56
19	2.1	0.84
20	0	0
21	1.8	0.72
22	1.3	0.52
23	5	2
24	1.8	0.72
25	1.8	0.72
26	3.5	1.4
27	6.2	2.48
28	2.1	0.84
29	4.4	1.76
30	2.1	0.84
31	4.4	1.76
32	1.8	0.72
33	4.1	1.64
34	0.9	0.36
35	3.5	1.4
36	1.8	0.72
37	0.9	0.36
38	3.5	1.4
39	3.7	1.48
40	0.9	0.36
41	7.7	3.08
42	12.1	4.84
43	3.5	1.4
44	4.4	1.76
45	9.4	3.76
46	7.7	3.08
47	3.7	1.48
48	4.1	1.64
<i>Total</i>	147.5	59

Tabela A-6 - Número de clientes por barramento na rede de 250 kVA e potência contratada associada

Número do Barramento	Nº de Clientes	Monofásico				Trifásico	
		1.15 kVA	3.45 kVA	6.9 kVA	13.8 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA
2	0	0	0	0	0	0	0
7	1	0	0	0	0	0	1
8	0	0	0	0	0	0	0
9	3	0	2	1	0	0	0
10	1	0	1	0	0	0	0
11	1	0	1	0	0	0	0
12	1	0	1	0	0	0	0
13	4	0	2	0	0	0	2
14	3	0	0	1	0	0	2
15	3	0	1	1	0	0	1
16	1	0	0	0	0	0	1
17	1	0	0	0	0	0	1
18	0	0	0	0	0	0	0
19	1	0	0	0	1	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0
21	2	0	2	0	0	0	0
22	2	0	1	1	0	0	0
23	2	0	1	0	0	0	1
24	2	0	2	0	0	0	0
25	2	0	2	0	0	0	0
26	2	0	1	0	0	0	1
27	3	0	1	0	0	0	2
28	2	0	1	0	0	0	1
29	3	0	2	0	0	0	1
30	2	0	1	0	0	0	1
31	6	1	3	1	0	0	1
32	2	0	2	0	0	0	0
33	2	0	1	1	0	0	0
34	1	0	1	0	0	0	0
35	3	0	2	1	0	0	0
36	2	0	2	0	0	0	0
37	1	0	1	0	0	0	0
38	3	0	2	1	0	0	0

39	3	0	1	0	0	0	2
40	1	0	1	0	0	0	0
41	4	0	2	1	0	0	1
42	6	0	2	2	0	0	2
43	3	0	2	1	0	0	0
44	3	0	2	0	0	0	1
45	5	0	2	2	0	0	1
46	3	0	1	0	0	0	2
47	4	0	2	1	0	0	1
48	2	0	1	1	0	0	0
<i>Total</i>	96	1	52	16	1	0	26

Tabela A-7 - Barramentos de carga da rede de 400 kVA

<i>Número do barramento</i>	P_{load} (kW)	Q_{load} (kvar)
2	2.2	0.88
3	1.9	0.76
4	1.9	0.76
6	4.9	1.96
7	0.7	0.28
8	0.7	0.28
9	2.3	0.92
10	0.7	0.28
11	1.1	0.44
12	0.4	0.16
13	0.4	0.16
14	0.4	0.16
15	4.2	1.68
16	3	1.2
17	0.7	0.28
18	0.7	0.28
20	3	1.2
21	2.2	0.88
24	3	1.2
25	2.2	0.88
26	5.2	2.08
27	2.2	0.88

28	6.3	2.52
29	1.9	0.76
30	2.2	0.88
31	1.5	0.6
32	6.7	2.68
33	0.7	0.28
34	2.2	0.88
35	2.1	0.84
36	0	0
37	0.2	0.08
38	1.9	0.76
39	1.9	0.76
40	7.1	2.84
41	3.7	1.48
42	3.4	1.36
43	1.9	0.76
44	1.9	0.76
45	1.9	0.76
46	3.4	1.36
47	3	1.2
48	0.7	0.28
49	5.2	2.08
50	1.5	0.6
51	1.9	0.76
52	1.5	0.6
53	0	0
54	0	0
55	0	0
56	0.4	0.16
57	2.5	1
58	2.2	0.88
60	3	1.2
61	1.9	0.76
62	5.2	2.08
63	5.9	2.36
64	1.1	0.44
65	11.1	4.44
66	0.7	0.28

67	3	1.2
68	2.2	0.88
69	12.3	4.92
70	4.4	1.76
71	4.9	1.96
72	4.4	1.76
73	4.5	1.8
74	2.6	1.04
75	6.4	2.56
<i>Total</i>	187.4	74.96

Tabela A-8 - Número de clientes por barramento na rede de 400 kVA e potência contratada associada

Número do barramento	Nº de Clientes	Monofásico				Trifásico				
		1.15 kVA	3.45 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA	13.8 kVA	17.25 kVA	27.6 kVA
2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0
7	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
8	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
9	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
10	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
12	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
13	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
14	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
15	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0
16	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
17	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
18	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
20	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0
21	3	0	0	3	0	0	0	0	0	0
24	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0
25	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0

26	2	0	0	0	0	0	1	1	0	0
27	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
28	7	0	7	0	0	0	0	0	0	0
29	4	0	3	1	0	0	0	0	0	0
30	2	0	0	1	0	0	0	1	0	0
31	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
32	3	0	1	0	0	0	2	0	0	0
33	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
34	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0
35	2	0	1	0	0	0	0	0	0	1
36	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0
37	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0
38	2	0	0	1	0	0	1	0	0	0
39	3	0	2	0	0	0	1	0	0	0
40	4	0	3	0	0	0	1	0	0	0
41	2	0	1	0	0	0	0	1	0	0
42	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
43	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
44	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
45	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
46	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0
47	3	0	2	0	0	1	0	0	0	0
48	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
49	3	0	1	1	0	0	0	1	0	0
50	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0
51	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
52	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0
53	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
54	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
55	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
56	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
57	2	1	0	0	0	0	1	0	0	0
58	2	0	1	1	0	0	0	0	0	0
60	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
61	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
62	3	0	0	2	0	0	1	0	0	0
63	7	0	6	1	0	0	0	0	0	0
64	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0

65	8	0	3	3	0	0	2	0	0	0
66	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
67	2	0	1	0	0	0	1	0	0	0
68	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
69	4	0	0	1	0	0	2	0	1	0
70	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0
71	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0
72	2	0	0	0	0	0	2	0	0	0
73	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0
74	2	0	0	0	0	0	1	1	0	0
75	5	0	5	0	0	0	0	0	0	0
Total	141	1	78	25	1	1	25	8	1	1

Tabela A-9 - Barramentos de carga da rede de 630 kVA

<i>Número do barramento</i>	P_{load} (kW)	Q_{load} (kvar)
269	0.7	0.28
270	0.1	0.04
271	15.5	6.2
272	10.8	4.32
273	3.6	1.44
274	13.5	5.4
275	1.3	0.52
276	1.2	0.48
277	0.6	0.24
278	2	0.8
279	17.5	7
280	21.5	8.6
281	2.9	1.16
282	0.7	0.28
283	1.8	0.72
284	3.9	1.56
285	3.8	1.52
286	2.6	1.04
287	0.6	0.24
288	16.8	6.72
289	10.3	4.12

290	1.3	0.52
291	3.8	1.52
292	7.6	3.04
293	0.9	0.36
294	1.3	0.52
295	1.7	0.68
296	6.3	2.52
297	8.5	3.4
298	0.7	0.28
299	0.7	0.28
300	2.7	1.08
301	2	0.8
302	4.7	1.88
303	11.6	4.64
304	13	5.2
305	13	5.2
306	10.1	4.04
307	2.7	1.08
308	20.4	8.16
309	10.1	4.04
310	1.3	0.52
311	1.3	0.52
312	1.3	0.52
313	17.5	7
314	19.7	7.88
315	18.4	7.36
316	1.1	0.44
317	2	0.8
318	14.8	5.92
319	17.7	7.08
<i>Total</i>	349.9	139.96

Tabela A-10 - Número de clientes por barramento na rede de 400 kVA e potência contratada associada

Número do barramento	Nº de Clientes	Monofásico				Trifásico			
		1.15 kVA	3.45 kVA	6.9 kVA	10.35 kVA	10.35 kVA	13.8 kVA	17.25 kVA	20.7 kVA
269	1	0	1	0	0	0	0	0	0
270	1	0	1	0	0	0	0	0	0
271	5	0	1	3	0	0	0	1	0
272	5	0	1	1	1	0	0	2	0
273	8	0	2	1	2	0	0	1	2
274	7	0	1	2	2	0	1	1	0
275	5	1	0	3	1	0	0	0	0
276	5	0	2	2	0	1	0	0	0
277	4	1	2	1	0	0	0	0	0
278	3	0	3	0	0	0	0	0	0
279	6	0	2	2	0	0	1	1	0
280	7	0	0	3	0	2	1	1	0
281	3	1	0	2	0	0	0	0	0
282	5	1	3	1	0	0	0	0	0
283	5	1	0	2	0	0	1	1	0
284	13	0	5	4	2	0	1	0	1
285	13	0	5	4	2	0	1	1	0
286	6	0	1	2	1	0	0	1	1
287	4	1	2	1	0	0	0	0	0
288	4	0	0	1	1	0	1	1	0
289	5	1	1	0	1	0	0	1	1
290	1	0	0	1	0	0	0	0	0
291	13	0	5	5	1	0	1	0	1
292	7	1	2	3	1	0	0	0	0
293	4	1	1	1	1	0	0	0	0
294	1	0	0	1	0	0	0	0	0
295	6	1	1	2	1	0	1	0	0
296	5	1	2	1	0	0	0	1	0
297	7	2	1	2	1	0	1	0	0
298	1	0	1	0	0	0	0	0	0
299	1	0	1	0	0	0	0	0	0
300	2	0	0	2	0	0	0	0	0

301	2	0	1	1	0	0	0	0	0
302	3	0	0	2	0	1	0	0	0
303	6	1	4	1	0	0	0	0	0
304	6	1	2	3	0	0	0	0	0
305	6	1	3	1	0	1	0	0	0
306	2	0	0	2	0	0	0	0	0
307	2	0	0	2	0	0	0	0	0
308	9	1	1	5	1	0	0	1	0
309	2	0	1	0	1	0	0	0	0
310	1	0	0	1	0	0	0	0	0
311	1	0	0	1	0	0	0	0	0
312	1	0	0	1	0	0	0	0	0
313	6	0	1	2	2	0	1	0	0
314	8	1	1	3	2	0	0	1	0
315	7	1	1	2	2	0	0	1	0
316	5	1	1	2	1	0	0	0	0
317	1	0	0	0	0	1	0	0	0
318	4	0	0	1	3	0	0	0	0
319	6	1	1	1	1	0	1	1	0
<i>Total</i>	241	21	64	84	31	6	12	17	6

Anexo B

Rede de 100 kVA e 400 kVA usadas para formulação do algoritmo presente no estudo trifásico

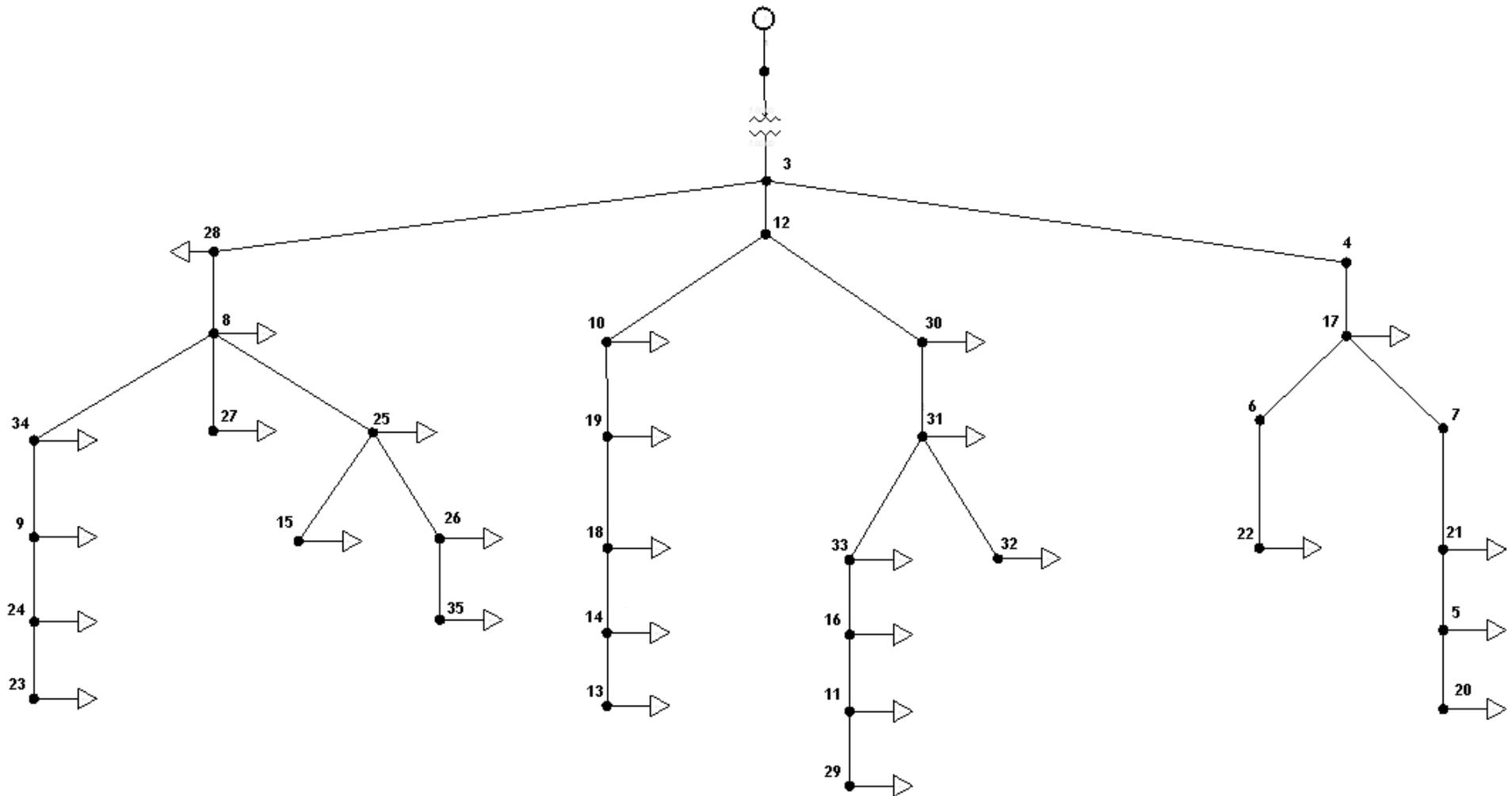


Figura B-1 - Esquema radial da rede de 100 kVA

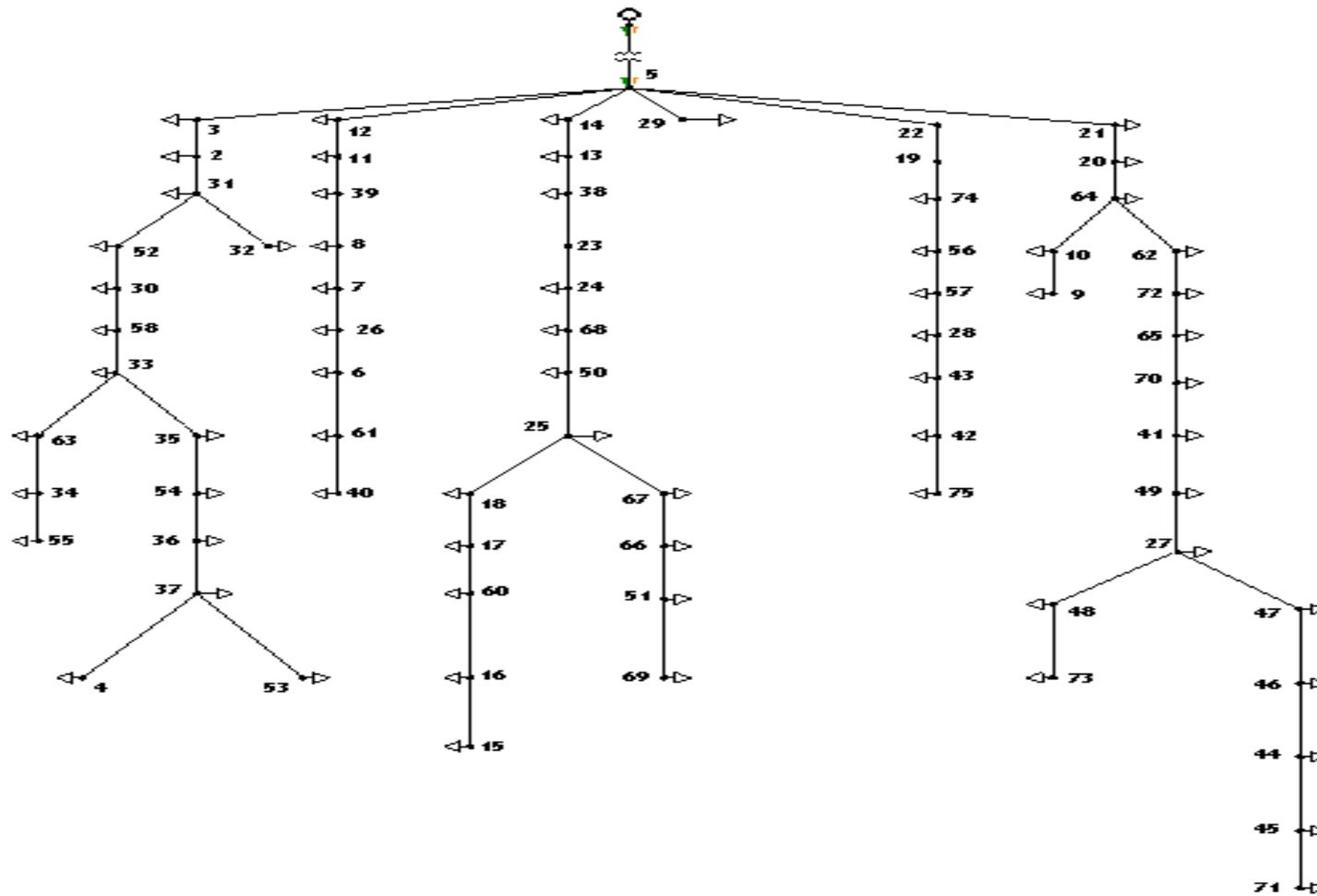


Figura B-2 - Esquema radial da rede de 400 kVA