



Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia

FEUP

Departamento de Engenharia
Electrotécnica e de Computadores

REGULAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO E MICROREDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Paulo Moisés Almeida da Costa

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Electrotécnica e de
Computadores

Trabalho co-financiado pelo Programa Operacional Ciência e Inovação (POCI
2010) e pelo Fundo Social Europeu (FSE), no âmbito da Bolsa de Doutoramento
SFRH / BD / 27277 / 2006 da Fundação para a Ciência e a Tecnologia



Programa Operacional Ciência e Inovação 2010
MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E ENSINO SUPERIOR



Porto, Dezembro 2008

“O último degrau da escada não é maior que os outros, antes pode ser menor; mas basta ser o último e estar em cima dos mais, para que dele se possa alcançar o que de outros se não alcança”

Pe. António Vieira
História do Futuro

Às pessoas que mais quero,

minha Esposa,
por sempre ter acreditado em mim e pelo apoio, carinho e
motivação que, nas horas mais difíceis, me soube transmitir;

meu Pai e minha Mãe,
os principais responsáveis por ter chegado até aqui;

minha irmã, Zé, Miguel e Elsa, pela disponibilidade e apoio;

Aos meus sobrinhos, David e Gonçalo;

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todas as pessoas e entidades que, de uma forma ou de outra, contribuíram para o desenvolvimento desta tese.

Agradeço:

Ao Professor Manuel Matos, pela confiança que depositou em mim e pela disponibilidade, conselhos e orientações que, de forma decisiva, contribuíram para melhorar esta dissertação;

À minha família, pelo apoio, incentivo e carinho que ao longo destes anos me dedicaram. Um agradecimento especial à minha Esposa, pela força que me transmitiu nos momentos mais difíceis.

À Escola Superior de Tecnologia do Instituto Superior Politécnico de Viseu e, particularmente, ao Departamento de Engenharia Electrotécnica, pelas facilidades concedidas, nomeadamente no que se refere a horários laborais.

A todos os meus amigos que, ao longo do tempo em que desenvolvi este trabalho, me foram incentivando. Um agradecimento especial à família Vaz, pelos bons momentos que passámos juntos.

À Fundação para a Ciência e a Tecnologia, pelo apoio financeiro prestado no âmbito da Bolsa de Doutoramento SFRH / BD / 27277 / 2006, co-financiado pelo Programa Operacional Ciência e Inovação (POCI 2010) e pelo Fundo Social Europeu (FSE).

Esta dissertação procura contribuir para a definição de um quadro regulatório adequado à integração dos conceitos emergentes de microgeração e microrredes no seio dos actuais sistemas de distribuição.

O trabalho inicia-se com a explanação das principais motivações que estão na sua origem e dos objectivos e contribuições que se pretendem atingir. Em seguida, são apresentados os conceitos de microgeração e microrredes (incluindo a descrição dos respectivos modos de funcionamento), discutem-se as barreiras que tendem a dificultar o respectivo desenvolvimento e apresenta-se um modelo geral de regulação que possibilita a remoção dessas barreiras. O modelo de regulação apresentado baseia-se na partilha dos custos e benefícios, originados pela microgeração e pelas microrredes, entre os diversos agentes económicos influenciados pelo desenvolvimento destas entidades.

A principal contribuição da dissertação consiste na definição de modelos que podem ser aplicados para estimar os benefícios mais relevantes que tendem a resultar do desenvolvimento da microgeração e das microrredes, nomeadamente os relacionados com: i) a segurança de abastecimento; ii) as perdas eléctricas evitadas; iii) o diferimento de investimentos; iv) as emissões evitadas; v) e o aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição. Os modelos desenvolvidos permitem quantificar os benefícios referidos, constituindo a base para a respectiva valorização económica. Esta valorização é uma parte crucial do processo de definição do quadro regulatório baseado na partilha de custos e benefícios.

Um modelo baseado em simulação de Monte Carlo não cronológica é utilizado para avaliar os benefícios relacionados com a segurança de abastecimento. As abordagens utilizadas na avaliação dos restantes benefícios são de carácter analítico. Independentemente do carácter dos modelos, as influências exercidas pelo perfil de produção, indisponibilidade e localização dos microgeradores são contabilizadas. Outros parâmetros importantes para a avaliação de alguns benefícios são também incluídos nos modelos, nomeadamente relacionados com a forma de distribuição da carga nas redes eléctricas e com as características das microrredes (factor de disponibilidade para interrupção de carga, capacidade de controlo da produção interna, probabilidade de sucesso na transição de modo interligado para modo isolado, tempo de restauro após saída de serviço, etc.).

As metodologias desenvolvidas são aplicadas a casos de estudo realistas, baseados no sistema eléctrico português. Os resultados obtidos, embora não aplicáveis directamente a este sistema, permitem retirar conclusões qualitativas e quantitativas que possibilitam a caracterização dos impactos da microgeração e das microrredes sobre os benefícios referidos, estabelecendo as bases de uma metodologia susceptível de ser aplicada em sistemas reais.

This thesis aims to contribute to the development of an appropriate regulatory framework for the integration of the emerging concepts of microgeneration and microgrids within the distribution systems.

The work begins explaining the main reasons that support its development, and presenting the objectives and contributions to be achieved. Then, the concepts of microgeneration and microgrids are presented (including a description of their modes of operation). Next, the main barriers that tend to hamper the development of those entities are explained and a general regulation framework is proposed in order to remove those barriers. The regulation framework is based on the sharing of costs and benefits that result from the development of microgeneration and microgrids.

The main focus of the dissertation is the establishment of models to estimate the most important benefits resulting from the development of microgeneration and microgrids, namely related to: i) the security of supply; ii) the avoided losses; iii) the deferral of investments; iv) the avoided emissions; v) and the reliability improvements of distribution systems. The developed models may be used in order to quantify the referred benefits, which is the basis for their economic valorisation. That valorisation is a crucial part of the process of establishing a regulatory framework based on the sharing of costs and benefits.

A non-chronological Monte Carlo simulation process is used in order to evaluate the benefits related to the security of supply. The remaining benefits are evaluated through the use of analytical approaches. Regardless of the nature of the models, the influences resulting from the generation profiles, location and unavailability of the microgenerators are accounted for. As well, other important parameters for the assessment of some benefits are included in the models, namely concerning the load distribution on low voltage networks and the characteristics of the microgrids (availability to interrupt load, ability to control internal generation, probability of successful transition between the interconnected and the isolated modes of operation, restoration time after a complete shut-down of the microgrid, etc.).

The developed methodologies are applied to realistic case studies, based on the Portuguese power system. The obtained results, although not directly applicable to this system, allow extracting some qualitative and quantitative conclusions. Those conclusions enable the characterization of the impacts of microgeneration and microgrids on the previously mentioned benefits, establishing the foundations for an approach which can be applied in real systems.

Cette dissertation a comme objectif contribuer pour l'élaboration d'un cadre réglementaire approprié d'intégration des nouveaux concepts de micro génération et micro réseaux dans les systèmes de distribution.

Le travail commence en expliquant les raisons principales qui soutiennent son développement et présentant les objectifs et les contributions à atteindre. Ensuite, les concepts de micro génération et de micro réseaux sont présentés (en comprenant une description de leurs modes de fonctionnement). Les principaux obstacles qui ont tendance à poser des difficultés sur le développement de ces entités sont expliqués et un cadre réglementaire général, fondé sur partage des coûts et des bénéfices, est proposé afin de supprimer ces obstacles.

L'objectif principal de la dissertation est la définition de modèles qui permettent estimer les avantages les plus importants résultants du développement de la micro génération et des micro réseaux, à savoir: i) la sécurité de l'approvisionnement, ii) les pertes électriques évitées; iii) le report des investissements; iv) les émissions évitées; v) et l'amélioration de la fiabilité des systèmes de distribution. Les modèles développés permettent quantifier les avantages visés, ce qui est à la base de leur valorisation économique. Cette valorisation est une partie cruciale du processus de la création d'un cadre réglementaire basé sur le partage des coûts et des bénéfices.

Une méthodologie basée sur la simulation de Monte Carlo non-chronologique est utilisée afin d'évaluer les bénéfices liés à la sécurité de l'approvisionnement. Les autres bénéfices sont évalués par le recours à des approches analytiques. Indépendamment de la nature des modèles, les influences résultantes des profils de génération, de l'emplacement et la non-disponibilité des micro générateurs sont pris en compte. En plus, d'autres paramètres importants pour l'évaluation de certaines prestations sont inclus dans les modèles, à savoir: la répartition de la charge sur les réseaux de basse tension et les caractéristiques des micro réseaux (la disponibilité d'interrompre la charge, la capacité de contrôle sur quelques micro générateurs, la probabilité de succès de la transition entre les modes de fonctionnement interconnecté et isolé, le temps de restauration du micro réseau après un arrêt, etc.)

Les méthodes développées sont appliquées à des études de cas réalistes, sur la base du système électrique portugais. Les résultats obtenus, bien que n'étant pas directement applicables à ce système, permettent tirer quelques conclusions qualitatives et quantitatives. Ces conclusions permettent la caractérisation des impacts de la micro génération et des micro réseaux sur les bénéfices déjà mentionnés, en établissant les bases d'une approche qui peut être appliquée dans des systèmes réels.

RESUMO	IX

ABSTRACT	XI

RÉSUMÉ	XIII

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO, OBJECTIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	1
1.2 ENQUADRAMENTO	3
1.3 MICROGERAÇÃO E MICROREDES	5
1.3.1 <i>Conceitos</i>	5
1.3.2 <i>Arquitectura de uma microrede</i>	5
1.3.3 <i>Modos de operação das microredes</i>	7
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	8

CAPÍTULO 2 – QUADRO REGULATÓRIO

2.1 REGULAÇÃO NOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	11
2.2 POLÍTICAS DE INCENTIVO	14
2.2.1 <i>Justificação</i>	14
2.2.2 <i>Tipos de mecanismo e respectivo financiamento</i>	16
2.2.2.1 <i>Gestão da procura</i>	16
2.2.2.2 <i>Produção distribuída</i>	18
2.3 ESQUEMA REGULATÓRIO PARA INTEGRAÇÃO DA MICROGERAÇÃO E MICROREDES	23
2.3.1 <i>Motivação</i>	23
2.3.2 <i>Barreiras ao desenvolvimento da microgeração e das microredes</i>	24
2.3.2.1 <i>Barreiras técnicas</i>	24
2.3.2.2 <i>Barreiras económicas/regulatórias</i>	25
2.4 PRINCÍPIOS PARA UM ESQUEMA DE REGULAÇÃO	26
2.5 CONCLUSÕES	31

CAPÍTULO 3 – SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

3.1 INTRODUÇÃO	33
3.1.1 <i>Reestruturação dos sistemas eléctricos e segurança no abastecimento</i>	33
3.1.2 <i>Mecanismos para garantia da segurança no abastecimento</i>	34
3.1.3 <i>Impacto das microredes e da microgeração na segurança de abastecimento</i>	36
3.1.4 <i>Avaliação da segurança de abastecimento de um SE</i>	38
3.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	40
3.3 INCLUSÃO DOS SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO NO PROCESSO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO NÃO CRONOLÓGICO	45

3.3.1 Monte Carlo cenarizado	45
3.3.2 Cálculo do número de microgeradores sem avaria	47
3.3.3 Definição de cenários e dos factores de utilização	50
3.3.3.1 Sistemas micro-CHP	50
3.3.3.2 Sistemas fotovoltaicos	54
3.3.3.3 Sistemas micro-eólicos	60
3.3.3.4 Carga	63
3.4 CRÉDITO DE CAPACIDADE (CC)	63
3.5 INFLUÊNCIA DAS PERDAS EVITADAS E DAS REDES ELÉCTRICAS	65
3.6 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	66
3.6.1 Microgeração	67
3.6.2 Impacto produzido pelas microredes	74
3.6.3 Análise de resultados	77
3.7 CONCLUSÕES	78

CAPÍTULO 4 – IMPACTO NAS PERDAS ELÉCTRICAS

4.1 PERDAS ELÉCTRICAS	81
4.2 IMPACTO DA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA NAS PERDAS ELÉCTRICAS	82
4.3 METODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DAS PERDAS EVITADAS PELA MICROGERAÇÃO	87
4.3.1 Motivação	87
4.3.2 Factores de perdas evitadas nas redes a montante da rede BT	89
4.3.2.1 Relação entre perdas e carga num modelo de parâmetros concentrados	89
4.3.2.2 Influência da microgeração nas perdas	90
4.3.2.3 Factor de perdas evitadas	91
4.3.2.4 Relação entre δ e os FAP (γ)	92
4.3.3 Factores de perdas evitadas nas redes BT	94
4.3.3.1 Perdas num ramo BT na ausência de microgeração	95
4.3.3.2 Consideração de uma unidade de microgeração	96
4.3.3.3 Consideração de duas unidades de microgeração	100
4.3.3.4 Microgeração uniformemente distribuída ao longo do ramo BT	104
4.3.3.5 Perdas evitadas nas redes BT (Factor k)	104
4.3.3.6 Influência produzida pela distribuição da carga	105
4.3.3.7 Influência das diferentes distribuições de carga sobre o factor k	109
4.3.3.8 Factores globais de perdas evitadas	111
4.4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	112
4.4.1 Exemplo A	113
4.4.2 Exemplo B	116
4.4.3 Análise de resultados	119
4.5 CONCLUSÕES	122

CAPÍTULO 5 – DIFERIMENTO DE INVESTIMENTOS

5.1 CUSTO DO INVESTIMENTO NAS REDES ELÉCTRICAS	125
5.2 IMPACTO DA PD NOS INVESTIMENTOS	126
5.3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DOS CUSTOS EVITADOS PELA MICROGERAÇÃO E PELAS MICROREDES	136
5.3.1 Motivação	136
5.3.2 Formulação geral	137

5.3.3 <i>Influência das avarias dos sistemas de microgeração</i>	140
5.3.4 <i>Influência da incerteza inerente aos factores de utilização</i>	142
5.3.5 <i>Valor dos investimentos e do crescimento anual da carga</i>	143
5.3.6 <i>Influência das perdas evitadas</i>	144
5.3.7 <i>Áreas de rede</i>	145
5.4 MICROREDES	149
5.5 EXEMPLO DE APLICAÇÃO	151
5.5.1 <i>Contextualização</i>	151
5.5.2 <i>Evolução da carga nas redes eléctricas</i>	152
5.5.3 <i>Contribuição da microgeração e das microredes para a redução no crescimento esperado para a ponta de carga</i>	153
5.5.4 <i>Custo evitado pela microgeração</i>	155
5.5.4.1 <i>Rede de transporte</i>	155
5.5.4.2 <i>Rede de distribuição</i>	159
5.5.5 <i>Custo evitado pelas microredes</i>	162
5.5.6 <i>Análise de resultados</i>	165
5.6 CONCLUSÕES	167

CAPÍTULO 6 – EMISSÕES EVITADAS

6.1 IMPACTO DA PRODUÇÃO DE ELECTRICIDADE NO AMBIENTE	169
6.2 IMPACTO DA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA NAS EMISSÕES	171
6.3 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE EMISSÕES EVITADAS	175
6.3.1 <i>Formulação geral</i>	175
6.3.2 <i>Referência de emissões</i>	178
6.3.3 <i>Valorização económica das emissões evitadas</i>	183
6.4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	184
6.4.1 <i>Centrais marginais do sistema electroprodutor</i>	184
6.4.2 <i>Emissões evitadas específicas</i>	187
6.4.3 <i>Análise de resultados</i>	189
6.5 CONCLUSÕES	191

CAPÍTULO 7 – IMPACTOS NA FIABILIDADE

7.1 INTRODUÇÃO	193
7.1.1 <i>Fiabilidade dos sistemas eléctricos</i>	193
7.1.2 <i>Avaliação da fiabilidade em sistemas de distribuição</i>	194
7.1.3 <i>Impacto da PD na fiabilidade</i>	196
7.2 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DAS MICROREDES NA FIABILIDADE	200
7.2.1 <i>Motivação</i>	200
7.2.2 <i>Impacto na fiabilidade dos consumidores da microrede</i>	200
7.2.3 <i>Impacto na fiabilidade de consumidores fora das microredes</i>	205
7.3 BENEFÍCIOS RESULTANTES DO AUMENTO DA FIABILIDADE	207
7.3.1 <i>Benefícios para os microgeradores</i>	208
7.3.2 <i>Benefícios para os consumidores integrados em microredes</i>	211
7.3.2.1 <i>Custo das interrupções para os consumidores</i>	211
7.3.2.2 <i>Benefício da “não-interrupção”</i>	214
7.3.3 <i>Benefícios para os consumidores não integrados em microredes</i>	216
7.3.4 <i>Benefícios para os operadores das redes eléctricas</i>	218

7.3.4.1 <i>Benefício resultante da redução da energia não distribuída</i>	218
7.3.4.2 <i>Benefício resultante dos mecanismos de incentivo à qualidade de serviço</i>	219
7.4 EXEMPLO DE APLICAÇÃO	223
7.4.1 <i>Dados</i>	223
7.4.2 <i>Rede de MT sem restrições de capacidade</i>	226
7.4.3 <i>Rede de MT com restrições de capacidade</i>	228
7.4.4 <i>Quantificação de benefícios para efeitos de regulação</i>	230
7.4.4.1 <i>Benefício para os microgeradores</i>	230
7.4.4.2 <i>Benefício para os consumidores</i>	231
7.4.4.3 <i>Benefício para os operadores das redes</i>	233
7.4.5 <i>Análise de resultados</i>	233
7.5 CONCLUSÕES	234

CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS DE DESENVOLVIMENTO 237

8.1 CONCLUSÕES	237
8.2 PERSPECTIVAS FUTURAS	239
8.2.1 <i>Actividades para concretização das ideias da tese</i>	239
8.2.2 <i>Desenvolvimentos futuros</i>	242

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	247

ANEXO A	271

ANEXO B	291

O primeiro capítulo desta dissertação expõe as motivações que estiveram na sua origem e os objectivos que se pretendiam atingir. São também descritos os conceitos emergentes de microgeração e de microrede, bem como as razões que têm contribuído para o seu desenvolvimento, de forma a proporcionar o necessário enquadramento dos assuntos abordados na dissertação. O capítulo conclui-se com a descrição da organização da dissertação.

1.1 Motivação, objectivos e contribuições da dissertação

Ao longo dos últimos anos, muita investigação tem vindo a ser efectuada sobre os conceitos de microgeração e microrede, nomeadamente no âmbito dos projectos “Microgrids ” e “ More Microgrids” financiados pela Comissão Europeia [1].

Esta investigação tem-se centrado, fundamentalmente, no estudo do comportamento técnico destas entidades, incluindo os potenciais impactos sobre as redes eléctricas. As estratégias de controlo e de operação têm, também, sido alvo de importantes esforços de investigação.

Os resultados obtidos até ao momento são promissores, particularmente no que se refere à viabilidade técnica da microgeração e das microrredes. Contudo, o sucesso do desenvolvimento destes conceitos emergentes não depende apenas de critérios técnicos. A regulação económica definida para a respectiva integração no seio dos actuais sistemas de distribuição é também determinante.

A microgeração e as microrredes, como a maioria das tecnologias emergentes, tendem a apresentar um custo superior ao das tecnologias já estabelecidas e, simultaneamente, a gerar receitas que são insuficientes para cobrir estes custos. Consequentemente, o investimento em microgeração e microrredes tende a não ser atractivo, o que constitui uma limitação ao respectivo progresso (e consequente melhoramento no seu desempenho técnico-económico). A relação entre os custos e os benefícios percebidos pelos potenciais investidores pode ser modificada de forma a incentivar o investimento. Para o efeito pode ser utilizada uma política de regulação baseada na partilha dos custos e benefícios produzidos pela microgeração e pelas microrredes.

Naturalmente, a definição de uma tal política apenas é desejável se o desenvolvimento destas entidades apresentar características que o justifiquem, nomeadamente no que concerne ao benefício líquido que podem trazer para a sociedade como um todo. Em consequência, antes do estabelecimento de qualquer política de regulação, impõe-se uma apreciação global dos custos e benefícios que tenderão a resultar do desenvolvimento destas entidades no seio dos sistemas de distribuição.

Além de criar condições para o investimento em microgeração e em microrredes, a regulação a definir deve criar condições para que os agentes económicos estabelecidos não imponham barreiras ao desenvolvimento destas entidades. O caso mais flagrante deste tipo de barreiras resulta do potencial impacto negativo que tal desenvolvimento pode ter sobre as receitas e custos dos operadores das redes de distribuição. Estes operadores tenderão a dificultar o

progresso da microgeração e das microrredes caso estas sejam percebidas como fontes de custos adicionais e de redução de receitas.

Apesar de determinante, a investigação sobre a regulação económica dos sistemas de distribuição, com inclusão da microgeração e das microrredes, é ainda escassa [2-3]. Este é o principal motivo que sustenta a elaboração desta dissertação, cujo objectivo fundamental é o de contribuir para a definição de um quadro regulatório adequado ao desenvolvimento destas entidades, através da identificação dos diversos custos e benefícios associados.

O quadro regulatório proposto baseia-se na partilha, entre todos os agentes económicos envolvidos, dos custos e benefícios produzidos pela microgeração e pelas microrredes. Apesar de se discutirem os princípios gerais para a implementação de uma tal regulação, não é objectivo da dissertação a definição de uma política específica para os actuais sistemas de distribuição em Portugal, embora as respectivas bases fiquem estabelecidas. O trabalho centra-se no desenvolvimento de abordagens que permitam estimar os benefícios mais relevantes que a microgeração e as microrredes podem produzir, nomeadamente os relacionados com: i) a segurança de abastecimento; ii) as perdas eléctricas; iii) o diferimento de investimentos nas redes eléctricas; iv) a redução das emissões para a atmosfera; v) e o aumento da fiabilidade.

A quantificação dos benefícios referidos é a base para a respectiva valorização económica, essencial à definição do quadro regulatório referido. Consequentemente, as principais contribuições desta dissertação são:

- O desenvolvimento de uma metodologia, baseada num processo de simulação de Monte Carlo, para estimar a contribuição da microgeração e das microrredes para a segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos.
- A avaliação do impacto da microgeração nas perdas das redes eléctricas de transporte e distribuição, através da definição de factores de perdas evitadas. A abordagem utilizada para definição destes factores procura assegurar a consistência entre o valor das perdas cobradas aos utilizadores das redes (consumidores) e o valor de perdas evitadas atribuídas à microgeração.
- A definição de um método para quantificação do valor económico associado ao diferimento de investimentos nas redes eléctricas produzido pela acção da microgeração e das microrredes.
- O estabelecimento de uma metodologia analítica para quantificação das emissões poluentes evitadas pelas unidades de microgeração. A metodologia desenvolvida tem em consideração as características dos microgeradores, nomeadamente no que se refere à distinção entre geradores com e sem emissões durante o respectivo funcionamento.
- O desenvolvimento de uma abordagem analítica especificamente dedicada à avaliação do impacto das microrredes sobre os índices de fiabilidade dos sistemas de distribuição. A abordagem desenvolvida permite ainda quantificar os benefícios económicos relacionados com o aumento da fiabilidade, tendo em consideração o ponto de vista de diferentes agentes económicos (consumidores, microgeradores e operadores das redes de distribuição).

Os modelos desenvolvidos têm em consideração a influência exercida pelo perfil de produção, pela indisponibilidade e pela localização dos microgeradores. Outros parâmetros importantes na avaliação de alguns benefícios são também incluídos nos modelos, nomeadamente: a forma de distribuição da carga nas redes eléctricas, a capacidade das microrredes para controlarem a carga e produção internas e a probabilidade de sucesso na transição de modo interligado para modo isolado das microrredes.

Uma parte significativa dos resultados obtidos com este trabalho foi publicada em revistas e conferências internacionais [2][25][64-65][68-69][135][299].

1.2 Enquadramento

A política energética dos países desenvolvidos, nomeadamente daqueles que integram a União Europeia, assenta em três princípios [4]: i) segurança de abastecimento; ii) preços de electricidade competitivos; iii) e redução dos impactos ambientais.

A segurança de abastecimento prende-se com a garantia da existência de um sistema de fornecimento de electricidade estável, capaz de satisfazer, continuamente, as necessidades energéticas dos cidadãos. Durante anos, este objectivo foi considerado como tendo apenas uma dimensão interna, ou seja, admitia-se que a segurança do abastecimento apenas dependia da existência de infra-estruturas de produção, transporte e distribuição de electricidade adequadas. Contudo, após os choques petrolíferos da década de 70 do século passado, este problema assumiu também uma dimensão externa [4]. Esta dimensão está relacionada com a redução da dependência energética que a maioria dos países europeus (e a União Europeia como um todo) desejam.

O segundo princípio consiste em reduzir os preços da electricidade. Esta é, aliás, uma das razões que impeliu a reestruturação dos sistemas eléctricos e a consequente separação entre as actividades tradicionalmente integradas num monopólio vertical. A separação referida permitiu criar condições para a convivência, no seio dos sistemas eléctricos, de actividades sujeitas à concorrência e de actividades mantidas em regime de monopólio (actividades de rede). Um dos principais benefícios que se pretende obter com esta convivência é o aumento da eficiência das diferentes actividades e a consequente redução de custos.

O controlo dos impactos ambientais resultantes da produção de electricidade foi, durante muitos anos, o princípio ao qual foi atribuído menor importância [4]. Contudo, as políticas de combate às alterações climáticas inverteram esta situação. O protocolo de Quioto, em vigor desde Fevereiro de 2005, impôs metas ambientais que afectam o sector da produção de electricidade (nomeadamente impondo a redução das emissões dos gases que contribuem para o efeito de estufa).

No contexto da União Europeia, o desenvolvimento da produção distribuída (PD) tem sido apontado como um dos principais caminhos para se alcançarem os objectivos referidos [5-6]. Indubitavelmente, este tipo de produção contribui para a segurança de abastecimento e para a redução dos impactos ambientais originados pelos sistemas eléctricos. Esta contribuição resulta do aproveitamento de energias endógenas (renováveis) e da mais eficiente utilização dos combustíveis (nomeadamente através de sistemas de produção combinada de calor e electricidade). Estas políticas permitem reduzir a quantidade de electricidade produzida com recurso a hidrocarbonetos e, consequentemente, reduzir os respectivos impactos ambientais e

a dependência energética da União Europeia (e dos respectivos Estados Membros). No que se refere à redução dos custos da electricidade, a maioria das tecnologias de PD não se encontra ainda em condições de contribuir para esse objectivo. Contudo, tal como refere Ringel [4], é necessário distinguir entre as perspectivas de curto e de médio/longo prazo. A curto prazo, as tecnologias de PD não podem competir com a produção centralizada (salvo raras excepções). Contudo, a médio/longo prazo estas tecnologias tenderão a ser competitivas, não só pela esperada redução dos seus custos, mas também pelas expectativas do crescimento dos preços dos combustíveis fósseis e do urânio. Adicionalmente, a aposta no aproveitamento das energias endógenas e na optimização das importadas permite reduzir a dependência dos países relativamente ao exterior, com os consequentes benefícios que daí advêm.

A promoção da PD, como um dos meios para se alcançar a sustentabilidade dos sistemas eléctricos, torna expectável que, durante os próximos anos, a quantidade deste tipo de sistemas continue a aumentar, nomeadamente nos países da União Europeia. Essa situação conduzirá a uma gradual descentralização da produção de electricidade [7-11] a qual terá, necessariamente, impactos sobre a forma de operação e planeamento das redes eléctricas de distribuição, com as quais a maioria destes geradores se liga.

Ao longo de muitos anos, as redes de distribuição foram operadas como sistemas passivos, caracterizados por trânsitos de potência unidireccionais. A sua missão resumia-se à transmissão da electricidade, com determinadas características de qualidade e fiabilidade, desde os pontos de interligação com a rede de transporte até aos consumidores finais. Contudo, a operação das redes de distribuição como sistemas passivos tem vindo a mostrar-se inadequada, nomeadamente porque limita o desenvolvimento da PD. Efectivamente, neste tipo de operação é frequente restringir-se a quantidade destes sistemas que pode ser ligada às redes, visando, desta forma, limitar os potenciais impactos negativos que estes geradores possam ter. Adicionalmente, são efectuados investimentos no reforço das linhas e subestações e na instalação de novos sistemas de protecção, como forma de atenuar os referidos impactos. Naturalmente, estes investimentos representam custos económicos que terão de ser suportados, ou pelos investidores em PD, ou pelos utilizadores das redes, através da sua repercussão nas tarifas eléctricas.

Uma alternativa a esta filosofia consiste no recurso a uma gestão mais activa das redes de distribuição [6][12-13][70]. Neste tipo de gestão, os operadores das redes desempenham um papel pró-activo com vista à maximização da PD que pode ser ligada com as redes, em condições de segurança e técnicas adequadas. As limitações à quantidade de PD que pode ser acomodada e os investimentos no reforço das redes tendem a ser substituídos por formas de controlo activo dos níveis de tensão, de carga e de defeito nas redes eléctricas. Os sistemas de PD e os consumidores são envolvidos no processo de operação do sistema.

Vários conceitos inovadores que possibilitam a gestão activa dos sistemas de distribuição, têm vindo a emergir. Entre estes encontram-se: i) os sistemas de controlo de tensão; ii) os sistemas de controlo do nível de defeito; iii) o conceito de central virtual; iv) e o conceito de microrede. Uma descrição destas tecnologias pode ser encontrada na literatura técnica sobre este assunto, nomeadamente em [12], [13] e [70]. O conceito de microrede é apresentado com detalhe nas secções seguintes deste capítulo.

1.3 Microgeração e microrredes

1.3.1 Conceitos

O desenvolvimento das tecnologias de PD, a progressiva redução dos seus custos e os incentivos à sua utilização têm contribuído para o crescente interesse em sistemas de geração de pequena potência (alguns kW) a ligar com as redes de baixa tensão (BT) [2-3][9-10][14-20]. Várias tecnologias destes sistemas de microgeração têm vindo a ser desenvolvidas e comercializadas, nomeadamente: geradores fotovoltaicos (PV), microturbinas, pilhas de combustível, sistemas micro-eólicos e geradores accionados por motores de combustão interna e por motores de combustão externa (“stirling”). A maioria destes sistemas é ligada às redes BT com recurso a interfaces baseadas em electrónica de potência.

Os motivos que justificam o crescente interesse na integração de microgeração nos sistemas eléctricos são, fundamentalmente, os mesmos que estão subjacentes à promoção da PD ligada com as redes de média tensão (MT) e de alta tensão (AT). Efectivamente, a microgeração tem potencial para contribuir para os três princípios que norteiam as modernas políticas energéticas (anteriormente referidos). A curto prazo, estes sistemas podem contribuir para o cumprimento das metas ambientais e para a segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos. A médio prazo contribuirão para a redução dos custos da electricidade, nomeadamente pela redução de perdas que podem promover. Consequentemente, a microgeração tenderá a ter um papel importante a desempenhar nos sistemas eléctricos do futuro [9-11][21-23].

O conceito de microrrede tem vindo a ser estudado como uma forma de integrar os sistemas de microgeração nas redes BT. Uma microrrede consiste na agregação de sistemas de microgeração e consumidores numa estrutura que, do ponto de vista da rede, pode ser tratada como uma entidade única e controlável, em resposta às necessidades dos sistemas eléctricos (por exemplo em situação de gestão de congestionamentos nas redes) [1-3][7][14][24]. As características destas entidades permitem obter vantagens adicionais relativamente à simples ligação dos microgeradores às redes BT (numa filosofia frequentemente designada por “fit and forget”). Estas vantagens estão relacionadas com o aumento da eficiência energética dos consumidores e dos sistemas eléctricos, a redução dos impactos ambientais, o aumento da fiabilidade e o potencial diferimento de investimentos nas redes. Por exemplo, a associação numa estrutura única dos microgeradores e dos consumidores possibilita a gestão conjunta da produção de energia eléctrica e térmica, optimizando a factura energética para os consumidores. Adicionalmente, estas estruturas permitem que os microgeradores não funcionem numa filosofia de “desliga após o primeiro problema”, na qual são desligados da rede quando nesta se verificam problemas técnicos (por exemplo interrupções de serviço). As características das microrredes permitem que estas estruturas possam operar isoladas da rede a montante, possibilitando que os sistemas de microgeração permaneçam em funcionamento alimentando os consumidores. Este tipo de operação permite, como veremos adiante, melhorar a fiabilidade dos sistemas de distribuição.

1.3.2 Arquitectura de uma microrrede

Uma microrrede (figura 1.1) consiste na associação de uma rede BT, microgeradores, cargas e dispositivos de armazenamento de energia, geralmente com um único ponto de ligação à rede

a montante (rede de distribuição em MT) [1-3][14][16][25-34][37]. Geralmente, estas entidades funcionam ligadas com a rede a montante podendo, contudo, operar isoladas em caso de ocorrência de um defeito nesta.

A ligação de uma microrede à rede de distribuição é efectuada por meio de um dispositivo de separação, geralmente um interruptor estático, capaz de assegurar o seu rápido isolamento sempre que tal seja necessário. Os sinais de controlo para este dispositivo são fornecidos por um conjunto de relés que monitorizam diferentes parâmetros eléctricos (tensões, correntes, etc.), ou pelo controlador central da microrede (apresentado em seguida).

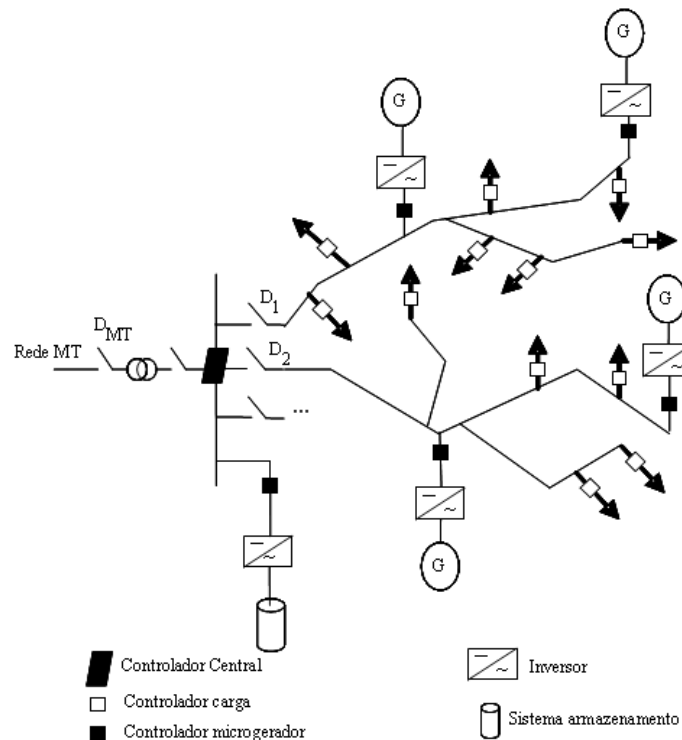


Figura 1.1 - Arquitectura de uma microrede

O estabelecimento de uma microrede implica a instalação de equipamento de controlo e gestão, protecção, armazenamento de energia e de comunicação. Os equipamentos de controlo e gestão incluem um controlador central da microrede ($CC_{\mu R}$), os controladores dos sistemas de microgeração ($C_{\mu G}$) e os controladores das cargas (C_L) [1][16]. Os $C_{\mu G}$ efectuem o controlo local das potências activa e reactiva produzidas pelos sistemas de microgeração e pelos sistemas de armazenamento de energia. Os C_L controlam as cargas procedendo, por exemplo, à sua interrupção quando necessário. O $CC_{\mu R}$ tem a missão de gerir a microrede, fornecendo os pontos de funcionamento para os $C_{\mu G}$ e C_L , de forma a otimizar o desempenho técnico e, quando aplicável, económico da microrede. A troca de informação entre o $CC_{\mu R}$ e os restantes controladores impõe a existência de um sistema de comunicações.

A existência de sistemas de armazenamento de energia é, também, um requisito crucial para a operação de uma microrede, nomeadamente durante as acções de isolamento e os subsequentes períodos de funcionamento isolado. Efectivamente, a baixa inércia que caracteriza os sistemas de microgeração impõe a existência de uma forma de injeção temporária e rápida de potência, de modo a assegurar a não violação dos limites de tensão e frequência no interior das microredes [30][35-38]. Vários sistemas de armazenamento de

energia podem ser utilizados, nomeadamente: sistemas baseados no armazenamento de energia magnética em supercondutores (SMES – “Superconducting Magnetic Energy Storage”); baterias; “flywheels”; e super condensadores. As “flywheels” são apontadas como uma das melhores soluções devido ao seu reduzido custo e elevados rendimento e densidade de energia [38]. Também as baterias ácidas têm sido apontadas como uma solução adequada [36].

A reduzida contribuição dos sistemas de microgeração para as correntes de defeito, devido à utilização de interfaces electrónicas, torna necessária a utilização de um sistema adequado para protecção dos ramos BT [39-40].

1.3.3 Modos de operação das microrredes

As microrredes possuem, do ponto de vista técnico, dois modos de operação [1][25][29-30][37]: o modo normal e o modo de emergência (isolado). No modo normal, estas entidades encontram-se interligadas com a rede a montante, importando ou exportando electricidade e, eventualmente, serviços de sistema. No modo de emergência, funcionam isoladas, utilizando apenas recursos locais. Regra geral, as microrredes tendem a funcionar no modo normal. A transição para o modo de emergência ocorrerá quando a rede a montante apresentar problemas técnicos, relacionados com a continuidade ou qualidade da energia eléctrica. Nestes casos, as microrredes procederão ao isolamento relativamente à rede a montante e, utilizando produção interna, permanecerão a alimentar os seus consumidores. Naturalmente, quando em modo de emergência, uma microrrede pode não possuir produção interna suficiente para suprir toda a carga. Nestes casos, acções de deslastre de cargas poderão ser desenvolvidas. As operações de deslastre tenderão a ser executadas tendo em consideração a importância das cargas eléctricas. Por outras palavras, as diferentes cargas integradas numa microrrede tenderão a ser classificadas quanto à respectiva prioridade de alimentação perante situações de escassez de produção. Este procedimento permite reduzir os custos económicos relacionados com as interrupções. Os sistemas de microgeração controláveis, em princípio apenas alguns sistemas de micro-CHP, podem também ser accionados para satisfazer consumos internos à microrrede quando esta se isola (ainda que os custos da electricidade sejam superiores aos que se verificariam caso a microrrede estivesse ligada com a rede a montante).

No que concerne à forma de gestão das microrredes, várias alternativas têm vindo a ser propostas, nomeadamente visando um ou vários dos seguintes objectivos: i) utilização óptima da microgeração; ii) redução dos custos operacionais da microrrede; iii) minimização do nível de emissões.

Por exemplo, em [26] é apresentada uma forma de gestão centralizada destinada a otimizar os custos de operação de uma microrrede (custos de combustível). No processo de optimização foram consideradas várias tecnologias de microgeração e definidas penalizações para as situações de desperdício de energia térmica. Os autores admitem que a microrrede fornece a totalidade da energia (térmica e eléctrica) aos seus consumidores internos.

Em [37] é também defendido um modelo de gestão centralizado para as microrredes. Neste caso, o controlador central optimiza o funcionamento destas estruturas tendo em consideração informação sobre as necessidades locais de electricidade e energia térmica, os requisitos de qualidade de energia, os custos do gás e da electricidade e eventuais requisitos especiais das redes (como por exemplo a gestão de situações de congestionamento). Com base nesta

informação o controlador central de cada microrede define os pontos de funcionamento de cada microgerador.

Em [41] foram estudados e comparados dois modos de operação das microredes, um baseado na optimização do seu desempenho económico e outro baseado no desempenho ambiental (minimização das emissões).

A gestão das microredes pode também ser efectuada de modo a que cada sistema de microgeração ou consumidor decida, do ponto de vista económico, o que é melhor para si, eventualmente tendo em consideração o benefício global para a microrede [32][42]. Neste caso, os sistemas de microgeração decidem o seu regime de funcionamento (quando tal é possível) e os consumidores decidem a quantidade de energia que pretendem adquirir. Naturalmente, estas decisões são tomadas com base nos preços da electricidade.

Uma abordagem de gestão que procura conciliar objectivos relacionados com a optimização dos recursos locais, a alimentação das cargas, a redução dos custos operacionais e a minimização das emissões produzidas, é proposta em [31].

1.4 Organização da dissertação

Esta dissertação está organizada em 8 capítulos, sendo o primeiro referente à introdução e o último às conclusões. Em cada um dos restantes capítulos aborda-se um tema específico, pelo que se optou por efectuar uma revisão bibliográfica individualizada. Os exemplos de aplicação das metodologias desenvolvidas são também apresentados no final dos respectivos capítulos.

O capítulo 1 é constituído pela presente introdução, a qual contextualiza o assunto em que a dissertação se centra e refere as motivações que estiveram na sua origem. As contribuições da dissertação para a definição de um quadro regulatório para integração da microgeração e das microredes nos sistemas de distribuição são também apresentadas. Este capítulo descreve, ainda, a forma como a dissertação está organizada.

O capítulo 2 discute a necessidade de definição de um quadro regulatório para a integração e desenvolvimento da microgeração e das microredes no seio dos actuais sistemas de distribuição. As principais barreiras a este desenvolvimento são identificadas, e os princípios para a definição de um quadro regulatório capaz de as remover são apresentados. A discussão centra-se na concepção de um esquema regulatório baseado na partilha dos custos e benefícios produzidos pela disseminação destas entidades, entre todos os agentes económicos envolvidos. A partilha referida procura garantir que todos os agentes económicos obtenham um benefício líquido em consequência do desenvolvimento da microgeração e das microredes. O cumprimento deste objectivo permitirá remover potenciais obstáculos ao desenvolvimento destes conceitos emergentes.

No capítulo 3 propõe-se uma metodologia, baseada em simulação de Monte Carlo, para avaliação do impacto da microgeração e das microredes na segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos. A metodologia desenvolvida tem em consideração as correlações sazonais e diárias entre a carga do sistema eléctrico e os perfis de produção das tecnologias de microgeração. O impacto referido é quantificado através da comparação entre os índices de fiabilidade obtidos para o sistema em duas situações: i) sistema sem a presença de

microgeração e de microrredes (caso base); ii) sistema após a presença destas entidades. A contribuição para a segurança de abastecimento é quantificada utilizando o conceito de crédito de capacidade, definido como a produção convencional que pode ser retirada do sistema, após adição da microgeração e das microrredes, sem comprometer a fiabilidade inicial. A sensibilidade dos resultados face a parâmetros como a fiabilidade inicial do sistema eléctrico e o número, dimensão e tecnologia das unidades de microgeração é também avaliada.

O capítulo 4 concentra-se na avaliação do impacto da microgeração nas perdas eléctricas das redes de transporte e distribuição. Para o efeito, é proposta uma metodologia analítica que define factores de perdas evitadas discretizados por período horário. Esta discretização permite contabilizar a influência dos perfis de produção de cada tecnologia de microgeração no respectivo valor de perdas evitadas. Por outro lado, os factores definidos possuem uma relação com os factores de ajustamento para perdas frequentemente utilizados (nomeadamente em Portugal) para alocação destas aos utilizadores das redes. Esta relação permite assegurar consistência entre o valor das perdas cobradas aos utilizadores das redes e o valor de perdas evitadas atribuído à microgeração. A influência do número, dimensão e localização dos microgeradores é estudada através da utilização do conceito de perdas evitadas esperadas. A influência do nível de penetração e do tipo de distribuição de carga nas redes BT é estimada recorrendo à utilização de intervalos de valores esperados para as perdas evitadas.

O capítulo 5 é dedicado à definição de uma metodologia para avaliação do valor económico associado ao diferimento de investimentos nas redes eléctricas, produzido pela acção da microgeração e das microrredes. Atendendo a que a microgeração, só por si, permite diferir investimentos, a abordagem é apresentada em duas fases: na primeira descreve-se a formulação geral, com aplicação ao caso específico da microgeração. Na segunda alarga-se a sua aplicação ao caso das microrredes. A metodologia desenvolvida é aplicável às redes de transporte e de distribuição e dispensa o conhecimento prévio sobre a localização e dimensão da microgeração e das microrredes. As influências exercidas pelo número de microgeradores, pelo correspondente perfil típico de produção e pela respectiva indisponibilidade, são consideradas. Adicionalmente, no caso das microrredes, a sua capacidade de controlo conjunto da carga e da produção é também contabilizada.

O capítulo 6 concentra-se na definição de uma metodologia para quantificação das emissões evitadas pelas unidades de microgeração. Estas emissões resultam, por um lado, do facto da energia produzida por estes sistemas tender a substituir produção baseada na queima de hidrocarbonetos e, por outro, da electricidade que deixa de ser produzida devido às perdas evitadas nas redes eléctricas. A quantificação das emissões evitadas é efectuada de forma distinta para sistemas de microgeração baseados no aproveitamento de energias renováveis (PV, micro-turbinas eólicas) e para sistemas baseados na queima de combustíveis (micro-CHP). No caso dos últimos, as emissões evitadas são estimadas tendo em consideração as suas próprias emissões e as emissões de uma caldeira de aquecimento central típica, que seria usada para produção de energia térmica caso não se utilizasse um sistema micro-CHP.

O capítulo 7 identifica as situações em que a existência das microrredes pode melhorar os índices de fiabilidade individuais e globais dos sistemas de distribuição. Ainda neste capítulo é proposta uma abordagem analítica especificamente dedicada à avaliação deste impacto. A metodologia proposta reconhece as potencialidades destas estruturas, nomeadamente no que se refere a: i) possibilidade de funcionamento em modo interligado ou em modo isolado; ii) capacidade para transitar do modo interligado para o modo isolado com elevada probabilidade

de não interromper a alimentação aos consumidores internos (ou, pelo menos, a parte destes); iii) possibilidade de controlo simultâneo da carga e de algumas unidades de microgeração que integram as microrede; iv) e possibilidade de alterar a carga e a produção internas em resposta a necessidades de reconfiguração das redes após a ocorrência de um defeito nas mesmas. A valorização económica dos impactos das microredes sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição, considerando o ponto de vista de diferentes agentes económicos (consumidores, microgeradores e operadores das redes de distribuição), é também discutida.

O capítulo 8 apresenta as principais conclusões do trabalho desenvolvido e aponta potenciais linhas de investigação futura.

Neste capítulo discute-se a importância da definição de um quadro regulatório que permita o desenvolvimento da microgeração e das microrredes no seio dos actuais sistemas de distribuição. As potenciais barreiras a este desenvolvimento são identificadas, e o modelo geral para um esquema regulatório capaz de as remover é apresentado. Este modelo tem por base um mecanismo de partilha, entre os diferentes agentes económicos influenciados pelo desenvolvimento da microgeração e das microrredes, dos custos e benefícios (custos evitados) produzidos por estas entidades. O objectivo último é o de criar uma situação em que todos os agentes tenham uma relação benefício/custo que, pelo menos, não torne estes conceitos indesejados do seu ponto de vista. Não é objectivo deste capítulo, nem da dissertação, o estabelecimento de uma política específica de regulação, nomeadamente com a definição de uma tarifa, ou de um prémio a pagar à microgeração e às microrredes.

Parte das conclusões expostas neste capítulo foram publicadas no “Energy Policy Journal” [68].

2.1 Regulação nos sistemas eléctricos

Ao longo dos últimos anos, os sistemas eléctricos dos países desenvolvidos e em desenvolvimento têm sido alvo de profundas reformas destinadas a aumentar a respectiva eficiência. A separação vertical entre as actividades de produção, transporte e distribuição de electricidade e a introdução de concorrência em sectores como a produção e a comercialização da energia eléctrica são uma parte fundamental das reformas operadas.

Algumas actividades dos sistemas eléctricos, nomeadamente as actividades de rede (transporte e distribuição de electricidade), permanecem em regime de monopólio. Este facto poderia permitir que as entidades detentoras das redes utilizassem a sua posição dominante para cometerem abusos, nomeadamente relacionados com: i) o estabelecimento de preços elevados sem justificação; ii) o fornecimento de baixos níveis de qualidade de serviço; iii) e a criação de dificuldades de acesso às redes.

O facto das actividades de rede serem essenciais ao funcionamento dos sistemas eléctricos conduziu à necessidade de se definirem formas adequadas de regulação, que permitam evitar os potenciais abusos. Por outras palavras, a regulação nos sistemas eléctricos é essencial como forma de proteger os interesses das diferentes entidades envolvidas nesta indústria, nomeadamente as que ficam em situação mais frágil (consumidores e a sociedade como um todo). A regulação dos sistemas eléctricos deve, portanto, estabelecer preços justos a serem pagos aos operadores das redes pelos serviços que permanecem em regime de monopólio. O estabelecimento de padrões mínimos para a qualidade do serviço prestado é, geralmente, outra matéria de regulação. Adicionalmente, a regulação deve definir condições de livre acesso às redes eléctricas de forma a facilitar o estabelecimento de concorrência nas actividades em que esta possa ocorrer (produção e a comercialização da energia).

Outro objectivo fundamental da regulação é a promoção de “bens públicos” definidos, na literatura económica, como bens caracterizados pela não exclusividade e não rivalidade. A não exclusividade refere-se ao facto de, uma vez produzidos, não ser possível impedir que

qualquer entidade consuma estes bens [43][257-258]. A não rivalidade resulta do facto do consumo destes bens por uma determinada entidade não diminuir a possibilidade de outras o consumirem (por exemplo, o benefício que resulta da redução das emissões de CO₂ para a atmosfera) [257-258].

Um terceiro atributo que pode ser imputado aos “bens públicos” é a falta de interesse na sua produção por parte das entidades que o podem fazer [257]. Este atributo é uma consequência da não exclusividade e da não rivalidade. Efectivamente, a conjugação destes dois atributos tende a fazer com que não exista predisposição dos consumidores para, individualmente, pagarem por um bem que é usufruído por todos. Consequentemente, a produção do bem tende a não gerar benefícios para os respectivos criadores e logo estes perdem o interesse na sua criação.

Nos sistemas eléctricos, vários bens podem ser considerados como apresentando características de “bens públicos”, nomeadamente:

A – Aumento da eficiência na utilização da energia, a qual contribui para a redução das importações e da dependência energética. Adicionalmente, o aumento da eficiência contribui para a protecção ambiental, uma vez que se evitam as emissões correspondentes à produção da energia que deixa de ser desperdiçada. Note-se que a redução da dependência energética e das emissões respeitam os atributos que caracterizam os “bens públicos”.

B – Redução de emissões, originada, por exemplo, pela utilização de combustíveis com menores taxas de emissões poluentes. Naturalmente, a redução de emissões é, pelo anteriormente exposto, um “bem público”.

C – Redução de perdas eléctricas, a qual permite reduzir as emissões correspondentes à produção da energia que seria perdida, bem como reduzir a dependência energética. Adicionalmente, a redução das perdas eléctricas contribui para a redução dos preços da electricidade.

D – Diferimento de investimentos, o qual reduz os custos relacionados com as infra-estruturas do sistema eléctrico e, consequentemente, os valores a suportar pelos utilizadores das redes eléctricas. A redução destes custos permite tornar mais competitivos os preços da energia, o que é um “bem público”.

E – Segurança de abastecimento, a qual se traduz numa maior garantia de disponibilidade de capacidade para satisfação dos consumos futuros. Todos os consumidores tendem a beneficiar da existência de uma capacidade de cobertura adequada, pelo que este bem apresenta características de “bem público”.

F – Aumento da fiabilidade dos sistemas eléctricos, que resulta do funcionamento mais fiável das redes eléctricas, particularmente das de distribuição. Em princípio, o aumento de fiabilidade dos sistemas eléctricos beneficia todos os utilizadores das redes, pelo que pode ser admitido como um “bem público”.

A atribuição do estatuto de “bem público” a alguns destes bens pode ser alvo de controvérsia. Por exemplo, no caso concreto da segurança de abastecimento, alguns autores [91][259-260] defendem este estatuto, enquanto outros argumentam o contrário. Por exemplo, Rochlin [261]

advoga que a obtenção de uma margem de reserva adequada nos sistemas eléctricos falha os atributos de não rivalidade e não exclusividade. Na sua opinião, a utilização das reservas diminui a margem e, portanto, reduz o nível da fiabilidade. Quando a reserva é suficientemente baixa, a utilização de mais uma unidade conduz ao deslastre de carga. Soft [260] aponta as dificuldades técnicas (relacionadas com a existência de tecnologia para permitir o deslastre dos consumidores que não pagam pelo bem) como o principal impedimento à ideia defendida por Rochlin [261]. A mesma discussão pode ser efectuada em torno da fiabilidade dos sistemas eléctricos. Conclui-se portanto, que a definição de “bens públicos” pode ser alvo de controvérsia. Esta discussão não integra os objectivos desta dissertação, parecendo, todavia, razoável assumir o ponto de vista defendido por Stoft (nomeadamente no que se refere às limitações produzidas pelas dificuldades técnicas). Consequentemente, a segurança de abastecimento e o aumento da fiabilidade dos sistemas eléctricos são aqui admitidos como bens públicos. No futuro, a gestão activa das redes poderá inverter este pressuposto. Por exemplo, a massificação das microrredes poderá permitir a definição de políticas de deslastre de consumidores em resposta a dificuldades relacionadas com a manutenção da fiabilidade dos sistemas ou da capacidade de cobertura.

A produção dos “bens públicos” referidos anteriormente contribui para o cumprimento dos princípios que norteiam a política energética dos países desenvolvidos (referidos no capítulo 1). Alguns contribuem mesmo para mais que um desses princípios (figura 2.1). Por exemplo, a redução de perdas nas redes eléctricas contribui, pelo anteriormente referido, para a obtenção de preços da electricidade mais competitivos, para a protecção ambiental e para a segurança de abastecimento.

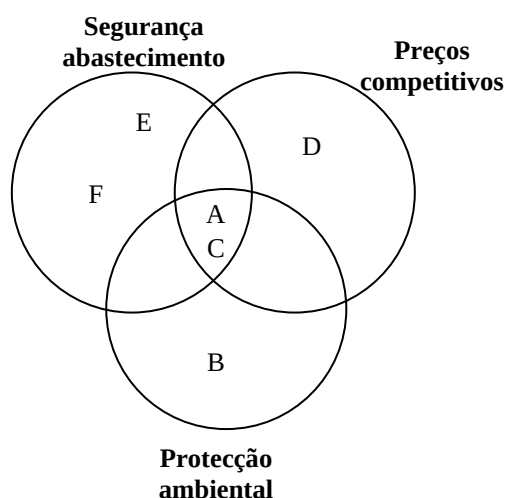


Figura 2.1 – “Bens públicos” e princípios das políticas energéticas

O facto das características dos “bens públicos” tenderem a levar à falta de interessados em produzi-los, faz com que estes bens tendam a ser fornecidos em quantidades inferiores às desejáveis [257][262]. Adicionalmente, os interesses particulares (nomeadamente económicos) de alguns agentes que actuam nos sistemas eléctricos contribuem, frequentemente, para o não desenvolvimento das actividades que originam os “bens públicos”. Efectivamente, o que é desejável do ponto de vista da sociedade como um todo nem sempre é economicamente eficiente para todos os agentes económicos envolvidos (e vice-versa) [262]. Por exemplo, a implementação de programas de gestão da procura pode ser encarada, pelas empresas eléctricas, como uma ameaça às suas receitas (e lucros). Este facto leva a que as empresas eléctricas (particularmente as de rede) tendam a não estar motivadas

para a implementação destes programas, ainda que estes resultem em “bens públicos” importantes. Uma situação similar tende a ocorrer com qualquer outra actividade capaz de gerar “bens públicos” no seio dos sistemas eléctricos, nomeadamente a produção distribuída (PD).

A regulação dos sistemas eléctricos tem, também aqui, um papel determinante a desempenhar, nomeadamente no que se refere à definição de mecanismos de incentivo destinados a criar condições para o desenvolvimento das actividades com potencialidade para produção (eficiente) de “bens públicos” [258][262-263].

2.2 Políticas de incentivo

2.2.1 Justificação

Ao longo dos anos, múltiplos mecanismos de incentivo têm vindo a ser utilizados no âmbito da regulação dos sistemas eléctricos, podendo assumir diversas formas. Independentemente da forma, a definição de um mecanismo de incentivo apenas se justifica se a actividade promovida apresentar características de valor público (ou seja produzir “bens públicos”).

Na prática, o objectivo das políticas de incentivos é o de induzir comportamentos desejados que, de outra forma, tenderiam a não ocorrer. Por exemplo, em Portugal (como em outros países), a regulação da actividade de distribuição envolve um mecanismo de incentivo à redução de perdas. Este mecanismo pretende estimular o operador da rede de distribuição a tomar iniciativas (fazer investimentos, alterar formas de operação das redes, etc.) que permitam diminuir as perdas eléctricas que ocorrem nas suas redes. Note-se que tal diminuição resulta, como foi anteriormente constatado, em “bens públicos”.

Frequentemente, os mecanismos de incentivo são definidos com o intuito de coordenar objectivos e motivações de diferentes entidades que actuam nos sistemas eléctricos, os quais, não raras vezes, são contraditórios. Um exemplo deste tipo de propósito é a definição de mecanismos de incentivo a programas de gestão da procura. Estes programas são estabelecidos visando alterar o comportamento dos consumidores e, consequentemente, o padrão e a amplitude da carga dos sistemas eléctricos [56][88][264]. Contudo, tal alteração pode influenciar as receitas (e os lucros) dos operadores das redes, particularmente se estas forem proporcionais ao volume de energia veiculada na rede (ou potência). Neste caso, as medidas de gestão da procura diminuem as receitas dos operadores e, por conseguinte, estes tendem a não se sentir motivados para a sua implementação. Eventuais custos adicionais para os operadores, como por exemplo custos administrativos relativos à implementação do programa, desmotivam ainda mais os operadores das redes [54]. Esta falta de motivação contribuirá para o insucesso dos programas [56][58][265-266] e para a consequente perda dos “bens públicos” que daí resultariam. Note-se que este insucesso ocorrerá independentemente da existência de um benefício líquido para a sociedade como um todo.

Uma situação semelhante à descrita para o caso dos programas de gestão da procura ocorre para a PD. Efectivamente, o desenvolvimento da PD tende a reduzir as receitas (e lucros) das empresas de rede. Adicionalmente, a sua presença pode também implicar custos adicionais, nomeadamente relacionados com a operação e manutenção das redes eléctricas [6][13]. A combinação da redução das receitas com o aumento dos custos tende a contribuir para que as

empresas de rede apresentem alguma aversão à disseminação da PD [6][13][43] e, conseqüentemente, para o aparecimento de barreiras ao seu desenvolvimento.

Conclui-se, portanto, que a falta de incentivos aos operadores das redes é uma das principais barreiras ao desenvolvimento dos recursos distribuídos (nomeadamente a gestão da procura e a PD) [6][13][52-53]. Nestes casos é necessária a definição de mecanismos de incentivo que permitam ultrapassar este obstáculo.

A criação de condições que tornem atractivo o investimento em tecnologias emergentes é outro dos objectivos que, frequentemente, originam a definição de programas de incentivo. Neste caso, os mecanismos de incentivo são utilizados para atrair o investimento em tecnologias geralmente imaturas (não atingiram ainda um desempenho técnico-económico adequado). Este é o caso, apesar dos consideráveis progressos que têm vindo a ocorrer, de várias tecnologias de PD (e, em particular, da microgeração). Com efeito, estas tecnologias apresentam, regra geral, elevados custos de instalação e, frequentemente, de produção [260]. Adicionalmente, uma parte significativa das tecnologias de PD é caracterizada por uma sazonalidade na produção de electricidade, bem como por flutuações na produção ao longo do dia (por exemplo dia/noite). Estas características colocam muitas das tecnologias de PD e, em particular, de microgeração (bem como as microrredes) numa posição de desvantagem competitiva relativamente aos sistemas de produção tradicionais. A competição efectiva apenas poderá ocorrer se forem criadas condições que permitam compensar esta desvantagem competitiva da PD relativamente às tecnologias de produção já estabelecidas [260].

A competitividade das tecnologias emergentes resulta, geralmente, de um processo gradual de aprendizagem baseado, fundamentalmente, no aprender utilizando e fazendo [44][46]. Durante o período de aprendizagem as tecnologias emergentes necessitam do suporte de esquemas de incentivo capazes de dinamizar a sua adopção significativa, ou seja, para além dos potenciais nichos de mercado. A adopção significativa destas tecnologias permitirá a sua progressão na respectiva curva de aprendizagem, o que conduzirá à redução dos seus custos e ao melhoramento do seu desempenho, tornando-as, por conseguinte, competitivas. A energia eólica é, sem dúvida, o melhor exemplo do sucesso deste tipo de políticas.

A inexistência de mecanismos de incentivo fará com que o desenvolvimento das tecnologias emergentes seja ditado apenas pelas forças de mercado, as quais, só por si, permitirão uma difusão limitada das novas tecnologias, nomeadamente em potenciais nichos de mercado. Muitas das tecnologias emergentes tenderão, em consequência, a não entrar de forma significativa nos actuais sistemas eléctricos. Este facto conduzirá à não produção de “bens públicos” (nomeadamente relacionados com a eficiência) e, potencialmente, à não sustentabilidade dos sistemas eléctricos a médio/longo prazo.

A definição de mecanismos de incentivo deve ser efectuada procurando um equilíbrio entre a eficiência individual e o funcionamento coordenado do sistema, de forma a certificar que os incentivos criados não têm efeitos perversos. Adicionalmente, os mecanismos de incentivo a utilizar devem: ser simples (para reduzir o fardo administrativo e para que facilmente sejam aceites); facultar uma motivação adequada (para a persecução dos objectivos do sistema eléctrico); e ser justos e permanecer activos durante tempo suficiente para assegurar a transmissão de sinais económicos consistentes no tempo. Adicionalmente, quando correctamente concebidos, os mecanismos de incentivo deverão reflectir os custos/benefícios que os diferentes agentes económicos obtêm [2][43][50][56-57][61][64][68].

Naturalmente, o desenvolvimento das tecnologias emergentes (e, particularmente, dos recursos distribuídos) implica, além da definição de mecanismos de incentivo, o estabelecimento de outras regras regulatórias. Estas regras incluem, por exemplo, a obrigação dos operadores das redes eléctricas permitirem o livre acesso às suas redes. No caso da PD podem também ser definidas regras relacionadas com a obrigatoriedade dos operadores das redes adquirirem toda a electricidade produzida pelos geradores localizados na sua área de serviço. Algumas regras relacionadas com a obrigação dos operadores das redes utilizarem, de forma activa, as potencialidades dos recursos distribuídos, incluindo a microgeração e as microrredes, podem também ser impostas.

Note-se que a definição destas regras deve ter em consideração o peso económico que daí pode resultar, o qual pode perturbar o equilíbrio económico das empresas eléctricas.

2.2.2 Tipos de mecanismo e respectivo financiamento

2.2.2.1 Gestão da procura

Os programas de gestão da procura têm sido avaliados com base numa análise benefício/custo. Ao longo dos anos, vários testes foram sendo desenvolvidos para avaliar a eficiência destes programas.

Na década de 70 do século passado, altura em que se iniciou o conceito de gestão da procura, estes testes avaliavam a relação custo/benefício das medidas a implementar tendo como única perspectiva a das empresas eléctricas (teste “UC – Utility Cost”). As medidas tenderiam a ser implementadas caso os benefícios previstos excedessem os respectivos custos. Os custos considerados no teste UC tinham diferentes origens, nomeadamente: custos relacionados com o pagamento de incentivos aos consumidores, custos administrativos relativos à implementação do programa e custos relacionados com a perda de receitas (lucros) devido à redução das vendas. Os benefícios resultavam fundamentalmente dos custos evitados, nomeadamente relacionados com o diferimento de investimentos em novos recursos de rede e de produção e com a redução de perdas eléctricas.

O envolvimento dos consumidores nos programas definidos, necessário ao respectivo sucesso, era estimulado através de incentivos financeiros suportados, frequentemente, pelas próprias empresas eléctricas. Na realidade, o que se verificava era a partilha dos benefícios obtidos pelas empresas eléctricas com os consumidores, de forma a induzir nestes os comportamentos necessários à obtenção dos benefícios. Note-se que, se os consumidores não participassem nos programas, os benefícios não ocorreriam com perdas económicas para estes e para as empresas de rede.

No final da década de 70 do século passado foi introduzido o conceito de “Least Cost Planning” (planeamento ao menor custo) dos sistemas eléctricos [58][263][266-268]. Este conceito alterou significativamente o processo de decisão sobre as medidas de gestão da procura a implementar. Efectivamente, estas medidas deixam de ser seleccionadas com base na análise benefício/custo na perspectiva das empresas de rede, passando a ser estabelecidas em função de objectivos mais latos, geralmente relacionados com os benefícios e custos para a sociedade como um todo. Por outras palavras, o planeamento ao menor custo impôs que, sempre que tal for mais benéfico para a sociedade, as empresas eléctricas invistam em

soluções de eficiência energética em detrimento do investimento em recursos adicionais para o sistema eléctrico [267].

O teste fundamental passou a ser baseado na relação benefício/custo mas na perspectiva da sociedade como um todo (teste “TRC – Total Resource Cost”). Os benefícios incluídos nesta análise abrangem frequentemente “bens públicos”, como por exemplo a protecção ambiental (por vezes a inclusão destas externalidades no teste conduz a uma alteração na sua designação, geralmente para “Societal Test”).

O teste TRC define uma condição necessária mas não suficiente para a implementação de medidas de gestão da procura. Efectivamente, uma medida que passe este teste contribui, do ponto de vista da sociedade, para melhorar a eficiência económica do sistema eléctrico. Contudo, a medida pode ter efeitos colaterais adversos em alguns dos agentes económicos que actuam no sistema eléctrico, os quais podem produzir obstáculos à sua implementação. Por outras palavras, o facto de uma determinada medida ser eficiente do ponto de vista global não significa que possa ser automaticamente implementada.

Para evitar o insucesso da implementação de uma determinada medida é necessário avaliar o seu impacto sobre os agentes económicos de forma individual. O teste UC anteriormente referido pode ser utilizado para avaliar a perspectiva das empresas eléctricas. Outros testes podem ser utilizados para avaliar a perspectiva de outras entidades envolvidas na implementação da medida, nomeadamente os consumidores (teste “P – Participants”). Estes testes contabilizam, do lado dos benefícios, a alteração na factura eléctrica dos consumidores e os eventuais incentivos que lhes sejam pagos. Do lado dos custos incluem-se as eventuais taxas de participação e os custos dos equipamentos que tenham de ser adquiridos. Um teste adicional, designado por “RIM – Rate Impact Measure”, é frequentemente utilizado para avaliar o impacto das medidas de gestão da procura no valor médio das tarifas eléctricas [266]. Este teste contabiliza, do lado dos benefícios, os mesmos que são incluídos nos testes TRC e UC. No lado dos custos são incluídos os custos de implementação da medida bem como as perdas de receita das empresas eléctricas. Quando uma determinada medida de gestão da procura falha o teste RIM, tal significa que a sua implementação tenderá a levar a um aumento das tarifas, para que as receitas das empresas eléctricas não sejam afectadas negativamente. Naturalmente, se passar o teste, as tarifas poderão ser reduzidas sem que isso afecte as receitas das empresas eléctricas.

Não existem razões para que um programa de gestão da procura que passe todos os testes referidos não seja implementado. Efectivamente, um tal programa produz benefícios líquidos para todos os agentes económicos envolvidos (sendo designado na literatura anglo-saxónica por “Win-Win Program”). Contudo, a maioria dos programas apenas passa um ou dois dos testes [266]. Ainda assim, a sua implementação pode continuar a ser desejável, nomeadamente se o programa passar o teste TRC. Neste caso, é necessária a definição de mecanismos de incentivo que permitam criar condições para que todos os agentes económicos possam perceber benefícios líquidos da sua participação no programa.

As razões anteriormente referidas permitem perceber que os operadores das redes eléctricas são, geralmente, os agentes económicos menos motivados para a implementação das medidas de gestão da procura. As perdas de receita que estas medidas tendem a produzir e os eventuais acréscimos de custos contribuem para tal. Ao longo dos anos, vários mecanismos de incentivo têm vindo a ser utilizados para eliminar esta dificuldade, destacando-se [262-263][265][268-269]:

- O ajustamento das receitas, que elimina a dependência das receitas relativamente ao número de unidades de energia vendidas;
- O pagamento de despesas, que permite às empresas eléctricas recuperar as despesas efectuadas para a concretização dos programas de gestão da procura;
- A partilha de benefícios, que consiste na definição de formas de partilha dos benefícios líquidos obtidos entre os diferentes agentes económicos envolvidos na implementação do programa;
- A definição de bónus/penalizações, baseados no cumprimento ou não dos objectivos traçados para um determinado programa de gestão da procura.

Note-se que, independentemente do mecanismo de incentivo utilizado, o seu financiamento tende a resultar da diferença entre os benefícios que o programa de gestão da procura gera e os respectivos custos (implementação, gestão, monitorização) [56][263][269-270]. Entre os benefícios incluem-se a redução de emissões, a redução da dependência energética e os custos evitados relacionados com a redução de perdas eléctricas e outros custos operacionais e com o diferimento de investimentos em novos recursos de rede.

2.2.2.2 Produção distribuída

Ao longo dos últimos anos, várias políticas de promoção da PD têm sido desenvolvidas e implementadas nomeadamente nos países industrializados. O objectivo fundamental destas políticas tem sido o de criar condições para tornar atractivo o investimento nestas tecnologias visando o seu desenvolvimento e a consequente redução de preços (ou seja, a progressão na curva de aprendizagem). A expectativa final é a de que estas tecnologias se tornem competitivas e possam, por mérito próprio, competir com as formas tradicionais de produção de electricidade.

O debate sobre a promoção da PD (e das energias renováveis em particular) tem-se centrado, fundamentalmente, na comparação entre mecanismos baseados no preço e mecanismos baseados na capacidade [4][44][47-48]. Estas duas abordagens têm idênticos objectivos mas partem de diferentes pontos: no primeiro caso, os preços são fixados e a capacidade é definida pelo mercado; no segundo a quantidade é fixada e os preços são estabelecidos pelo mercado.

i) Abordagens baseadas no preço

O princípio básico das abordagens baseadas no preço consiste em obrigar os operadores das redes eléctricas a adquirirem toda a electricidade produzida pela PD localizada na sua área de serviço. O preço de compra é definido (pelo menos parcialmente) por uma entidade pública e garantido por um determinado período. Geralmente, todas as abordagens baseadas nos preços são designadas por “feed-in tariffs”. Este facto pode produzir alguma confusão entre mecanismos diferentes, uma vez que nem todos os mecanismos baseados no preço definem, efectivamente, uma tarifa. Com efeito, existem duas abordagens para a definição de políticas de incentivo baseadas no preço [47]: a primeira consiste na definição efectiva de uma tarifa (“feed-in tariff”) a ser paga pela energia produzida; a segunda define um prémio a ser adicionado ao preço de mercado da electricidade.

A abordagem baseada no prémio permite que seja o mercado a definir o valor da electricidade, estabelecendo apenas o incentivo. Esta característica permite reduzir as potenciais situações de sobre ou sub remuneração da electricidade produzida, em particular se os preços da electricidade no mercado forem muito voláteis [47]. Por outro lado, este mecanismo reduz a previsibilidade das receitas que serão obtidas pela PD e, em consequência, aumenta o risco para os investidores.

As abordagens baseadas no preço assentam, frequentemente, numa estratégia de tentativa erro para se conseguir obter a tarifa/prémio adequada de modo a atingir a quantidade de PD desejada [4]. Efectivamente, a quantidade de PD instalada depende da reacção dos investidores aos sinais enviados, o que pode tornar pouco claro o momento em que o objectivo irá ser atingido (se efectivamente atingido) [4]. Se a tarifa for fixada com um valor muito baixo o objectivo não será atingido, pelo menos no período desejado. Por outro lado, se a tarifa for demasiadamente elevada, os investidores obtêm proveitos injustificados (à custa dos consumidores), o que se traduz numa perda de eficiência económica. Quando a tarifa é atractiva, a abordagem baseada nos preços, independentemente de definir uma tarifa ou um prémio, tende a encorajar os promotores da PD a explorar todos os recursos de produção disponíveis até que os custos marginais de produção igualem a remuneração esperada para a energia produzida.

Os custos que resultam do mecanismo de incentivo são, geralmente, suportados pelos consumidores de electricidade (todos ou apenas parte destes). No caso concreto de Portugal, os sobrecustos originados pela PD são repartidos de diferentes formas, consoante o tipo de PD em causa.

Os sobrecustos devidos à PD renovável, não classificada como microgeração, são suportados pelos consumidores de acordo com o referido no Decreto-Lei N.º 90/2006 de 24 de Maio [289]. Este Decreto-Lei estabelece a afectação dos sobrecustos referidos por escalão de tensão (MAT, AT, MT, BTE e BTN incluindo IP), de forma directamente proporcional ao número de clientes ligados à rede eléctrica em cada escalão. Adicionalmente, o mesmo Decreto-Lei determina que o valor afectado a cada escalão de tensão seja repartido pela quantidade total de energia consumida por todos os clientes ligados nesse escalão e imputado aos respectivos clientes por unidade de energia consumida. Os sobrecustos referidos resultam da remuneração especial paga à PD, a qual é estabelecida com base no conceito de custos evitados por estas entidades, nomeadamente relacionados com [216]:

- Os investimentos em novos meios de produção cuja construção é evitada, bem como com os respectivos custos de operação e manutenção. Note-se que, com a reestruturação dos sectores eléctricos, estes custos evitados não existem efectivamente, uma vez que a produção de electricidade é uma actividade livre.
- A emissão de dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada;
- As perdas evitadas nas redes.

A remuneração é diferenciada em função do tipo (utilização de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos), dimensão e regime de operação da instalação de PD. A justificação dos valores atribuídos a cada uma das parcelas de custos evitados não é apresentada.

No caso concreto da microgeração, o regulador português (ERSE) optou por distribuir o sobrecusto por todos os consumidores tendo em consideração a energia activa que estes consomem [291]. O regulador justifica esta decisão argumentando que a filosofia de repartição do sobrecusto com base na energia consumida é a mais adequada, uma vez que permite internalizar os impactos ambientais de acordo com a variável causadora desses mesmos impactos (maximizando-se a aderência entre poluidores e pagadores) [291]. Esta decisão do regulador foi tomada tendo em consideração que, por um lado, o Decreto-Lei N.º 90/2006 não é aplicável à microgeração e, por outro, o Decreto-Lei N.º 363/2007 de 2 de Novembro, que regulamenta o exercício da instalação e exploração de sistemas de micro-produção ligados à rede, é omissivo relativamente à forma de distribuição do sobrecusto da microprodução.

ii) Abordagens baseadas na quantidade

Contrariamente ao que sucede nas abordagens baseadas no preço, as abordagens baseadas na quantidade (capacidade) não definem a forma de remuneração da energia produzida pela PD. Este preço é fixado pelo mercado em resultado das quotas de PD a atingir, as quais são definidas por uma entidade pública. As abordagens baseadas na quantidade podem ser implementadas utilizando, fundamentalmente, dois mecanismos distintos: mercado de capacidade e certificados verdes [44].

No primeiro mecanismo, uma entidade pública (regulador) define um valor de capacidade (quantidade) a ser atribuído para projectos de PD (geralmente para aproveitamento de energias renováveis). Esta capacidade é, em seguida, levada a um mercado e, em função dos preços propostos para a energia produzida, repartida entre os agentes económicos que tenham efectuado ofertas para aquisição de capacidade. As empresas eléctricas são, posteriormente, obrigadas a adquirir toda a energia produzida pelos produtores seleccionados no mercado. As entidades seleccionadas para ocuparem a capacidade definida estabelecem um contrato de longa duração para fornecerem a electricidade gerada, a qual será remunerada de acordo com o preço que propuseram no leilão de capacidade. Note-se que, neste caso, os “subsídios” atribuídos aos produtores seleccionados podem ser vistos como a diferença entre o preço que estes propuseram no leilão de capacidade e o preço da electricidade no mercado grossista [44].

O segundo mecanismo é geralmente designado por mecanismo de “certificados verdes”. O princípio básico desta abordagem consiste na imposição de quotas fixas de energia a produzir pela PD (geralmente por via renovável) e a ser vendida pelos agentes económicos envolvidos no negócio. Esta obrigação pode ser imputada aos distribuidores e comercializadores de electricidade ou mesmo aos produtores. A imposição das quotas é acompanhada da existência de um sistema de certificados que atestam a proveniência da energia e que podem ser transaccionados entre os agentes económicos. Desta forma, as entidades obrigadas a cumprir as quotas fixadas podem optar entre produzir a quantidade de energia que necessitam para cumprir a quota ou, em alternativa, adquirir os certificados necessários a outros agentes económicos. Estes certificados são conhecidos por diferentes nomes, nomeadamente: “certificados verdes”, “certificados de energia renovável”, “certificados da obrigação renovável”, etc.

No mecanismo de “certificados verdes”, a receita para os investidores em PD provém de duas fontes: a venda da electricidade produzida e a comercialização dos certificados verdes nos mercados definidos para o efeito.

Independentemente da forma de implementação, a abordagem baseada na capacidade permite o conhecimento antecipado da quantidade de PD que será instalada (o que não sucede no caso das abordagens baseadas no preço).

iii) Comparação entre abordagens baseadas no preço e na quantidade

Teoricamente, quando toda a informação está disponível, os mecanismos baseados no preço e os mecanismos baseados na capacidade produzem resultados semelhantes. Contudo, em ambiente real, a informação disponível é limitada. Em consequência, os resultados produzidos por sistemas de promoção de PD com filosofias diferentes podem produzir resultados diferentes [44]. A questão sobre qual o mecanismo que fornece melhores resultados não é pacífica. Efectivamente, os resultados obtidos por diferentes abordagens podem apresentar vantagens e desvantagens relativas.

Por exemplo, em [4] os autores argumentam que a utilização de mecanismos baseados na capacidade, concretamente o mecanismo de “certificados verdes”, é mais adequado se o objectivo da política de promoção for o de garantir a produção de uma determinada quantidade de energia na PD (por via renovável). A fundamentação para tal argumento resulta da obrigação imposta aos produtores, comercializadores ou consumidores de apresentarem, no total da sua energia, uma parcela mínima relativa a energia de origem renovável. Adicionalmente, estes autores argumentam que estes mecanismos fornecem a melhor eficiência económica, uma vez que evitam a fixação das tarifas elevadas que costumam resultar da utilização dos mecanismos baseados nos preços. Estas tarifas elevadas podem conduzir a subsídios injustificados aos promotores da PD, nomeadamente quando o mecanismo de fixação de tarifas não tem flexibilidade para acompanhar a evolução na curva de custos da PD. Note-se que, se tal flexibilidade não existir, as tarifas ou prémios a pagar à PD podem tornar-se desadequadas. Adicionalmente, uma vez definida a tarifa ou o prémio, toda a PD que surgir terá de ser aceite (salvo se for criado um mecanismo que permita suspender a legislação quando um determinado nível de PD for alcançado). A conjunção destas duas condições poderá conduzir a custos elevados e injustificados para os consumidores e para a sociedade. Esta é, aliás, uma vantagem do mecanismo de incentivo baseado no mercado de capacidade, uma vez que neste mecanismo a quantidade e localização da PD podem ser controladas. Por outro lado, este mecanismo conduz a maiores incentivos à redução dos custos da PD. Efectivamente, os sucessivos leilões de capacidade e o posterior conhecimento dos preços oferecidos contribuem para tal facto, permitindo perceber a evolução na curva de custos da PD [44]. Note-se que esta curva é influenciada não apenas pela evolução das tecnologias de PD, mas também pela potencial utilização, em primeiro lugar, das melhores localizações.

Do ponto de vista da diversificação das tecnologias de PD, a abordagem baseada na capacidade pode apresentar um desempenho inferior ao que se pode obter com os mecanismos baseados no preço [4]. Efectivamente, se não forem definidas quotas por tipo de tecnologia de PD e por localização, os investidores tenderão a explorar primeiro as localizações mais proveitosas do ponto de vista de produção de energia e, simultaneamente, as tecnologias de PD menos dispendiosas. Isto pode conduzir a uma situação de não investimento em tecnologias que, não sendo ainda tão atractivas, podem estar em fase de desenvolvimento, o qual será, em consequência, condicionado. Contudo, as autoridades podem ter controlo sobre as tecnologias de PD e a respectiva localização através da definição de quotas adequadas [44]. Por outras palavras, o mercado de capacidade pode ser concebido para que mesmo os locais menos atractivos do ponto de vista dos investidores possam ser alvo de localização de PD.

Os autores de [44] sustentam que as abordagens baseadas nos preços, em especial quando definem uma tarifa, são mais atractivas para os investidores. Efectivamente, este tipo de mecanismos tende a fornecer menor risco e melhor retorno aos investidores uma vez que, por um lado, as tarifas tendem a ser relativamente elevadas, e, por outro, são garantidas durante um período de tempo previamente conhecido. Em consequência, o risco é praticamente inexistente e os lucros resultantes do investimento dependem, fundamentalmente, da capacidade dos investidores para controlarem os seus custos [44].

No caso dos sistemas de incentivo baseados na capacidade, os preços pagos pela energia não são predefinidos. Por exemplo, no mecanismo de mercado de capacidade, os preços são função das ofertas dos potenciais promotores da PD, efectuadas durante a fase de concurso para aquisição da capacidade. Consequentemente, para que um determinado investidor possa ganhar o direito a explorar uma determinada capacidade terá de oferecer custos da energia produzida tão baixos quanto possível, colocando pressão nas margens de lucro. Outro factor que contribui para o menor desempenho do sistema de mercado de capacidade, no que se refere à capacidade de atrair investimento, é a incerteza relacionada com a potencial não-aceitação das ofertas. Neste caso, o promotor acarreta os custos inerentes à respectiva oferta (à sua construção) [44]. No caso do mecanismo baseado em certificados, o risco está igualmente presente devido à potencial volatilidade no preço dos “certificados verdes” (relacionada, por exemplo, com variações nas condições climáticas) [44]. Naturalmente, existem mecanismos que permitem atenuar esta volatilidade. O estabelecimento de contratos de longo prazo e a definição administrativa de preços mínimos e máximos para os certificados verdes (por exemplo o regulador pode adquirir certificados quando existem em excesso e vender certificados quando escasseiam) são exemplos desse tipo de mecanismos.

Conclui-se, portanto, que a relação custo/benefício esperado é, do ponto de vista dos investidores, claramente desfavorável às abordagens baseadas na capacidade. No que concerne aos aspectos administrativos (e respectivos custos), as abordagens baseadas nos preços apresentam um melhor desempenho, uma vez que têm uma implementação relativamente simples. O mesmo não acontece com os mecanismos baseados na capacidade. No caso do mecanismo de “certificados verdes”, para que o respectivo mercado funcione, é necessário certificar os produtores, verificar a sua produção, emitir os certificados, impor as sanções para o não cumprimento de metas, etc. No caso específico do mecanismo baseado no mercado de capacidade é necessário organizar o processo de leilão da quota de capacidade existente, o que no caso da microgeração pode ser um processo complexo.

iv) Outras abordagens

Apesar das políticas de incentivo à PD se terem vindo a centrar nos mecanismos baseados no preço e mecanismos baseados na capacidade, outras formas de estímulo ao desenvolvimento da PD têm também sido utilizadas.

A utilização de políticas de subsídios/incentivos fiscais constitui um destes instrumentos. Neste caso, utilizam-se instrumentos fiscais para reduzir os custos das instalações de PD [271]. Por outras palavras, utilizam-se fundos públicos para incentivar políticas energéticas que, do ponto de vista da sociedade, são desejáveis. O facto deste tipo de mecanismo ser fácil de perceber e de implementar é a sua maior vantagem. Os elevados custos administrativos e a consequente perda de eficiência económica são referidos como a principal desvantagem [271].

Outro mecanismo para promoção da PD consiste na utilização de esquemas que promovam a compra voluntária de energia produzida por via renovável. Este tipo de esquemas procura mobilizar o interesse dos consumidores para esse tipo de electricidade. Os resultados conseguidos são, geralmente, inferiores aos obtidos com outros mecanismos e dependem fortemente da motivação dos consumidores, a qual, por sua vez, depende da informação que lhes é fornecida e do preço da electricidade renovável (comparado com as tarifas “normais”) [271].

Note-se que estes mecanismos podem ser utilizados conjuntamente com os anteriores. Por exemplo, a política de incentivo à PD pode ser definida de forma a incorporar, simultaneamente, a definição de uma tarifa “feed-in” e um mecanismo de incentivo fiscal. Esta é, aliás, a actual situação da política de incentivo à microgeração em Portugal, nomeadamente para sistemas baseados no aproveitamento de energias renováveis. Efectivamente, o actual regime de incentivo à microgeração consagra a existência de uma tarifa “feed-in” (diferenciada por tecnologia de microgeração) e, simultaneamente, a possibilidade de dedução de parte do investimento em sede de impostos (nomeadamente no Imposto sobre os Rendimentos Singulares – IRS).

2.3 Esquema regulatório para integração da microgeração e microrredes

2.3.1 Motivação

As características da microgeração (um caso particular de PD) e das microrredes fazem com que estas entidades possam fornecer valores com características de “bens públicos”, nomeadamente:

- Redução de emissões para a atmosfera;
- Aumento da segurança de abastecimento eléctrico;
- Diversificação das fontes de energia e a consequente redução da dependência energética;
- Redução da exposição do sistema eléctrico a catástrofes (maior fiabilidade dos sistemas);
- Diferimento de investimentos em novos recursos de rede;

O fornecimento destes bens contribui, como referido na secção 2.1, para a obtenção dos princípios que norteiam as modernas políticas energéticas. Consequentemente, o desenvolvimento destas actividades no seio dos sistemas eléctricos é desejável. O significativo esforço de investigação e financiamento ao desenvolvimento destas entidades, que se verifica um pouco por todo o mundo, confirma este facto.

O facto da microgeração e das microrredes não terem atingido, ainda, a maturidade e o correspondente desempenho técnico-económico não deve, só por si, constituir um impedimento ao desenvolvimento destas tecnologias. Efectivamente, o que deve determinar o desenvolvimento destas tecnologias é o seu potencial para produzirem benefícios líquidos para o sistema eléctrico como um todo [44-46][50]. Aliás, a evolução dos sistemas eléctricos tem mostrado que a maioria das tecnologias emergentes não é adoptada pela sua eficiência imediata, mas antes porque se acredita que, no futuro, se tornarão eficientes [44-46].

Como qualquer tecnologia emergente, a microgeração e as microrredes necessitam de tempo para melhorarem o seu desempenho, através de um processo gradual de aprendizagem, baseado no aprender utilizando e fazendo. Contudo, para se assegurar o progresso na curva de aprendizagem é necessário que estas tecnologias sejam adoptadas para além de potenciais nichos de mercado. Tal adopção contribuirá para o melhoramento do seu desempenho técnico-económico e, consequentemente, para o aumento da sua competitividade face às tecnologias estabelecidas [44-46].

Todavia, a difusão das tecnologias emergentes é, frequentemente, limitada por um conjunto de obstáculos. Esta limitação, além de condicionar o desenvolvimento das tecnologias, tende a restringir a eficiência e a sustentabilidade dos sistemas eléctricos. Consequentemente, a identificação de potenciais obstáculos ao desenvolvimento da microgeração e das microrredes e a definição de modelos de regulação que permitam a sua remoção constituem uma tarefa importante. A definição de um mecanismo de promoção/incentivo para a microgeração e para as microrredes é, de acordo com o anteriormente exposto, justificada.

2.3.2 Barreiras ao desenvolvimento da microgeração e das microrredes

Ao longo das últimas décadas, muita investigação tem vindo a ser efectuada para identificar e remover barreiras ao desenvolvimento de recursos distribuídos, nomeadamente no âmbito da PD. As conclusões obtidas são, em geral, aplicáveis ao caso da microgeração e das microrredes. Por conseguinte, o conhecimento adquirido pode ser utilizado para determinar os potenciais obstáculos ao progresso destas tecnologias.

A investigação referida permite classificar as potenciais barreiras, em função da sua natureza, em duas classes: barreiras técnicas e barreiras económicas/regulatórias.

2.3.2.1 Barreiras técnicas

As barreiras técnicas resultam dos impactos negativos que os recursos distribuídos (em particular a PD) podem produzir sobre [13]: i) os níveis de tensão e os limites térmicos dos ramos das redes, no caso das redes rurais; ii) e o nível de defeito (potência de curto-circuito), no caso das redes urbanas.

No que concerne à microgeração, vários estudos têm indicado que as actuais redes de distribuição, incluindo as de BT, permitem acomodar quantidades significativas destes geradores, sem que daí resultem impactos técnicos relevantes. Thomson e Infield [49] mostram este facto para o caso de geradores PV, tendo concluído que os impactos técnicos produzidos não influenciarão a instalação destes sistemas durante muitos anos. Strbac et al [12] também referem que as actuais redes de distribuição podem absorver quantidades significativas de microgeração sem necessidade de investimentos significativos. Também em [17] e [51] são apresentados estudos que mostram que as actuais redes eléctricas podem absorver penetrações de microgeração até 100%, sendo esta percentagem referente ao número de consumidores com um sistema de microgeração de potência igual a 1 kW. Eventualmente, serão necessários pequenos ajustes nas redes, relacionados com as tomadas nos transformadores MT/BT à medida que a penetração aumenta [17][51].

A utilização do conceito de microrede para integrar os sistemas de microgeração permite reforçar a capacidade das actuais redes BT para acomodarem quantidades significativas de PD em condições técnicas adequadas.

As considerações anteriores levam a que se possa admitir que as barreiras técnicas ao desenvolvimento da microgeração e das microredes tendam a não ter expressão.

2.3.2.2 Barreiras económicas/regulatórias

As principais barreiras económicas/regulatórias ao desenvolvimento da microgeração e das microredes no seio dos actuais sistemas de distribuição tendem a ser as mesmas que se verificam para a PD em geral. Essas barreiras foram identificadas de forma exaustiva no âmbito do Projecto Europeu DG-GRID [6][13][43] e são apresentadas em seguida.

i) Procedimentos de acesso às redes e encargos de ligação

O acesso às redes eléctricas é um requisito básico para o desenvolvimento da PD. Consequentemente, os procedimentos necessários para este acesso podem constituir obstáculos a este desenvolvimento, nomeadamente quando envolvem complexos processos de autorização de ligação. Esta complexidade está frequentemente relacionada com as limitações das redes eléctricas para absorverem quantidades significativas de PD [13].

Os encargos associados à ligação às redes podem também constituir um impedimento ao desenvolvimento destes geradores [13][43]. Frequentemente, estes encargos são elevados, particularmente quando se impõe aos promotores destas tecnologias os custos relacionados com o reforço da rede com a qual se pretendem ligar. Este tipo de impedimento emerge, em particular, quando a regulação permite aos operadores das redes alguma liberdade para determinarem os custos de ligação.

O facto das actuais redes de distribuição poderem acomodar quantidades significativas de microgeração, sem necessidade de se efectuarem investimentos significativos nas redes, permite concluir que os obstáculos referidos tendem a não ter expressão. Todavia, se alguns custos relacionados com o reforço das redes emergirem por força da ligação da microgeração, estes devem ser transferidos para a actividade de rede, devendo os operadores das redes ser compensados por este facto. Esta metodologia é aquela que tem vindo a ser defendida como a mais adequada, nomeadamente no âmbito do Projecto DG-GRID [6][13][43].

ii) Dificuldade em aceder aos mercados de energia

O elevado grau de concentração que ainda vigora nos mercados de energia, as economias de escala conseguidas pelos grandes produtores de electricidade e a frequente existência de custos relacionados com o acesso aos mercados, dificultam significativamente o acesso a estes por parte dos produtores de menor dimensão [13][43].

Estas barreiras podem ser ultrapassadas definindo um regime em que a totalidade da energia eléctrica microgerada é adquirida pelos operadores das redes eléctricas (tal como ocorre actualmente em Portugal). Este regime permite ainda eliminar as barreiras relacionadas com a perda de receitas por parte dos operadores das redes de distribuição (discutidas em seguida), uma vez que, neste caso, a energia microgerada não substitui energia distribuída.

iii) Falta de incentivos aos operadores das redes eléctricas

Frequentemente, os mecanismos de incentivo ao desenvolvimento de recursos distribuídos, particularmente à PD, são definidos sem que se avalie o seu impacto sobre o desempenho de outros agentes económicos, mormente o dos operadores das redes de distribuição. Este facto, associado ao rápido crescimento da PD no seio das redes eléctricas, tem conduzido a barreiras ao seu desenvolvimento [6][13]. Efectivamente, como foi anteriormente referido, a presença de recursos distribuídos no seio dos sistemas de distribuição tende, por um lado, a reduzir as receitas da actividade de distribuição e, por outro, a aumentar os respectivos custos (investimento e operação). Este facto leva a que as empresas de rede apresentem alguma aversão à disseminação dos recursos distribuídos [6][13][43] e, consequentemente, tendam a obstruir o seu desenvolvimento.

A supressão destas barreiras pode ser conseguida através da criação de condições para que os operadores das redes reformulem a forma de gestão destas, utilizando de forma activa as potencialidades da PD, incluindo a microgeração e as microrredes. Esta integração activa dos recursos é, aliás, determinada pela Directiva Europeia 2003/54/EC sobre a electricidade. Na essência, a regulação a definir para enquadrar a microgeração e as microrredes deve permitir que os operadores das redes assumam estas entidades como potenciais formas de melhorar o seu desempenho técnico e económico e não como fontes de custos e problemas técnicos e de segurança.

iv) Desempenho económico dos recursos distribuídos

A microgeração e as microrredes, como a maioria das tecnologias emergentes, apresentam um custo superior ao das tecnologias já estabelecidas, nomeadamente no que se refere ao investimento por unidade de potência instalada. Adicionalmente, as receitas geradas para os respectivos investidores são, frequentemente, insuficientes para, sequer, cobrir os respectivos custos de capital, operação e manutenção.

Estas características tornam, à partida, a eficiência económica dos investimentos nestas tecnologias desfavorável. Por outras palavras, os promotores do investimento tendem a obter mais custos que benefícios, e, em consequência, não têm incentivos para investir. Este facto constitui-se como uma limitação ao progresso das tecnologias emergentes. Políticas de incentivo adequadas podem ser utilizadas para modificar a relação entre os custos e os benefícios percebidos pelos potenciais investidores e, desta forma, encorajar o investimento nestas tecnologias.

2.4 Princípios para um esquema de regulação

As considerações anteriores permitem concluir que as barreiras ao desenvolvimento da microgeração e das microrredes resultam, essencialmente, dos desequilíbrios entre os custos e os benefícios percebidos por diferentes agentes económicos. O regime de regulação a definir para a microgeração e para as microrredes deve, portanto, concentrar-se na concepção de mecanismos que permitam suprimir estas barreiras.

A identificação e quantificação dos custos (C) e benefícios (B) produzidos pelo desenvolvimento da microgeração e das microrredes é, neste contexto, uma tarefa essencial [64][68]. A literatura sobre este assunto tem identificado um conjunto significativo de custos

e benefícios que podem resultar da utilização de recursos distribuídos, incluindo a microgeração e as microrredes [1-2][17][25][63-69]. A respectiva quantificação é, por vezes, difícil, uma vez que nem todos são mensuráveis de forma individual [63]. Adicionalmente, a quantificação de alguns destes valores pode resultar em despesas que superam o efectivo valor do custo ou benefício que se pretende avaliar. Consequentemente, apenas os custos e benefícios relevantes para o processo de definição do quadro regulatório devem ser considerados.

Os benefícios produzidos pela microgeração e pelas microrredes não se resumem ao valor da electricidade gerada. Efectivamente, existem outros benefícios que importa contabilizar, nomeadamente relacionados com as perdas evitadas, o diferimento de investimentos nas redes, o aumento da segurança de abastecimento, as emissões evitadas e com o aumento da fiabilidade dos sistemas eléctricos. A definição de metodologias que permitam suportar a quantificação destes benefícios é, como foi anteriormente referido, o objectivo central desta dissertação. Contudo, existem outros benefícios que, em trabalhos futuros, devem ser avaliados. Entre estes encontram-se os benefícios relacionados com o desenvolvimento de novas actividades económicas ou o impacto da microgeração e das microrredes sobre os preços de mercado da electricidade.

Entre os custos, realçam-se os suportados pelos investidores em microgeração e microrredes (custos de capital, de operação e de manutenção) e os suportados pelos operadores das redes, nomeadamente relacionados com potenciais acréscimos nos custos de operação e manutenção das redes eléctricas.

Outro aspecto a considerar na definição de um mecanismo de incentivo é o respectivo financiamento. No caso da PD este é frequentemente assegurado pelos consumidores (através das tarifas da electricidade), pela sociedade (por exemplo através dos impostos) ou por uma combinação entre estas fontes. Contudo, a contribuição individual de cada uma destas entidades (ou de outras) raramente é determinada com base na relação benefício/custo que obtêm, pelo menos de forma explícita. Por outras palavras, as entidades que obtêm mais benefícios não são, necessariamente, aquelas que mais contribuem para o financiamento dos mecanismos de incentivo (e vice-versa) [64][68].

Consequentemente, a compreensão da forma como os custos e benefícios produzidos se distribuem pelos diferentes agentes económicos que actuam nos sistemas eléctricos é outro requisito fundamental para a definição de uma regulação adequada. Este conhecimento pode, posteriormente, ser utilizado para remover potenciais obstáculos à disseminação destas tecnologias e, simultaneamente, para definir a forma de financiamento (ainda que parcial) de potenciais mecanismos de incentivo ao investimento. No caso concreto da microgeração e das microrredes, os custos e os benefícios anteriormente referidos, tendem a ser partilhados por quatro agentes económicos, a saber [2][64][68]:

- Investidores em microgeração e em microrredes (*Inv*).
- Operadores das redes (*OR*),
- Consumidores (*Cons*);
- Sociedade (*Soc*);

A tabela 2.1 mostra como os principais custos e benefícios resultantes do desenvolvimento da microgeração e das microrredes tendem a distribuir-se pelos diferentes agentes económicos referidos.

Tabela 2.1 – Distribuição dos custos e benefícios pelos agentes económicos

	Benefícios	Custos
Inv	• Valor da electricidade produzida	• Investimento nos sistemas de microgeração (incluindo interfaces com a rede eléctrica) • Investimentos necessários ao estabelecimento de uma microrede, apresentados na tabela 2.2. • Custos de operação e manutenção da microgeração e microredes
OR	• Benefícios relacionados com o aumento da fiabilidade, nomeadamente os resultantes da redução do valor da energia não distribuída e de eventuais mecanismos de incentivo à melhoria da qualidade de serviço. • Benefícios relacionados com a redução de perdas, incluindo os resultantes de eventuais mecanismos de incentivo a esta redução (dependendo do regime de regulação). • Diferimento de investimentos (dependendo do regime de regulação)	• Custos adicionais relacionados com a operação e manutenção das redes eléctricas (nomeadamente os custos relacionados com o relacionamento comercial)
Cons	• Aumento da fiabilidade • Redução dos custos de utilização de redes devido ao diferimento de investimentos (dependendo da regulação) • Redução dos custos associados às perdas eléctricas (dependendo da regulação)	
Soc	• Redução das emissões • Diversificação das fontes primárias de energia e redução da dependência energética (sistema mais capaz de resistir às crises energéticas) • Aumento da segurança de abastecimento • Sistema eléctrico mais capaz de resistir a catástrofes • Benefícios económicos relacionados com o desenvolvimento de novas actividades económicas e com a inovação	

Tabela 2.2 – Investimentos necessários ao estabelecimento de uma microrede [64][68]

Dispositivo	Quantidade
Controlador central da microrede	1
Controladores dos microgeradores	1 para cada microgerador
Controladores das cargas	1 para cada consumidor
Protecções para os ramos BT	1 disjuntor para cada ramo BT
Protecção da interface entre a rede MT e a microrede	1 interruptor estático com relés de protecção
Sistema de comunicação	1
Sistema de armazenamento de energia	1
Equipamento de medição	Vário

Os custos e benefícios obtidos por cada agente económico i são, frequentemente, influenciados pela regulação em vigor. Por exemplo, tomando como referência o sistema eléctrico português, temos que os benefícios associados às perdas evitadas pela microgeração tendem a ser capturados pelos operadores das redes e pelos consumidores. Efectivamente, no actual regime regulatório, as perdas são atribuídas aos consumidores, através da utilização de factores de ajustamento para perdas. Estes factores são, periodicamente, definidos pelo regulador e representam o valor médio de perdas que os consumos de electricidade produzem. Consequentemente, o benefício relacionado com as perdas evitadas tende a reverter para os operadores das redes eléctricas, caso os factores de ajustamento para perdas não sejam redefinidos, ou para os consumidores, caso tal se verifique. Para além disso, os operadores das redes podem obter benefícios adicionais relacionados com mecanismos de incentivo à redução de perdas, como o que vigora actualmente em Portugal. Esse mecanismo atribui um prémio ou uma penalização ao operador da rede, em função do valor real de perdas face a uma referência previamente definida. Uma situação semelhante à das perdas evitadas ocorre para os benefícios resultantes do aumento da fiabilidade nos sistemas de distribuição produzido pelas microredes, tal como pode ser constatado no capítulo 7 desta dissertação.

Como foi anteriormente referido, a supressão das barreiras referidas no ponto 2.3.2, implica que os benefícios obtidos por cada agente económico i sejam, pelo menos, iguais aos respectivos custos [2][64][68]. A figura 2.2 mostra uma hipotética situação em que o operador de rede e os investidores apresentam mais custos que benefícios. Neste caso, apesar dos benefícios totais produzidos pela microgeração e pelas microredes serem superiores aos respectivos custos, o investimento nestas tecnologias não ocorrerá. Logo, a existência de valores $B_i < C_i$ tende a produzir obstáculos ao desenvolvimento da microgeração e das microredes. Este tipo de obstáculos é já conhecido desde o início da implementação dos programas de gestão da procura, nos quais se tenta assegurar que tanto os agentes envolvidos na respectiva implementação como os que nela participam (ou têm a oportunidade de participar) possam obter algum benefício líquido [56-61].

Conclui-se, portanto, que o facto de existir um benefício global líquido, só por si, não garante o sucesso do desenvolvimento de qualquer tecnologia. Efectivamente, esse sucesso é condicionado pelo facto de, geralmente, os benefícios produzidos pelos recursos distribuídos não estarem alinhados com os respectivos custos [2][50][62][64][68].

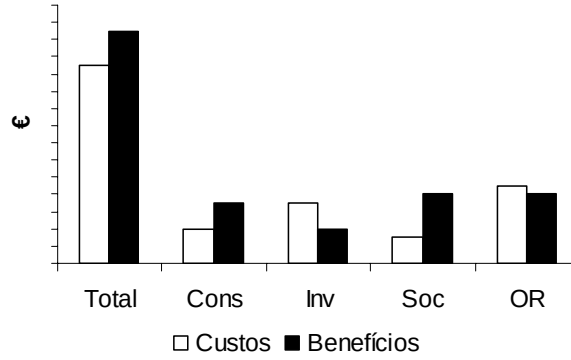


Figura 2.2 – Situação favorável à existência de barreiras

Esta situação pode ser ultrapassada adoptando medidas regulatórias que permitam garantir um benefício líquido para todos os agentes económicos ($B_i \geq C_i$). Para o efeito, pode ser desenvolvido um processo de partilha de custos e benefícios entre os diferentes agentes económicos [2][50][56-57][61][64][68], que pode resumir-se à transferência de benefícios entre os referidos agentes (figura 2.3). A não transferência de benefícios conduzirá a que os agentes económicos com mais custos do que benefícios percam o interesse no desenvolvimento da microgeração e das microrredes. Consequentemente, não há lugar a qualquer benefício para nenhum dos agentes, incluindo aqueles que retirariam um benefício líquido do desenvolvimento referido.

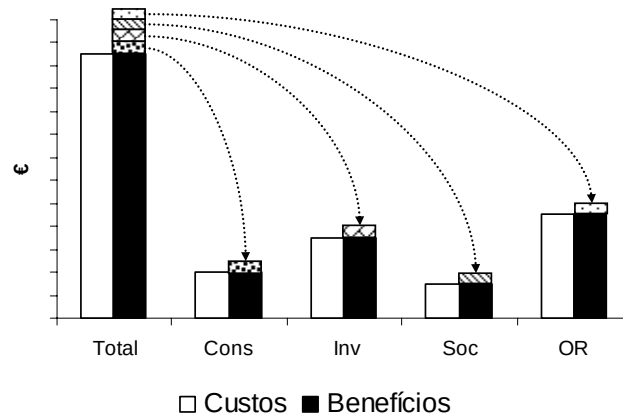


Figura 2.3 – Partilha dos benefícios líquidos

Uma possível abordagem para a partilha mencionada consiste em distribuir os benefícios líquidos produzidos pela microgeração e pelas microrredes de tal forma que o benefício individual para cada agente económico seja dado por [64][68]:

$$B_i^f = C_i + \eta_i \cdot \left(\sum_i (B_i - C_i) \right) \quad (2.1)$$

sendo: B_i^f o benefício final atribuído ao agente económico i , B_i e C_i os valores dos benefícios e custos capturados pelo agente i antes da partilha e η_i o factor de partilha do benefício líquido, aplicável ao agente i .

Este tipo de partilha assegura que cada agente económico recupere os custos em que incorre e, adicionalmente, obtenha uma parte do diferencial entre os benefícios e os custos totais, tal como ilustrado na figura 2.3.

Os factores de partilha, η_i , permitem efectuar discriminações entre os diferentes agentes económicos tendo como base, por exemplo, o risco que cada um enfrenta. Estes factores podem também ser utilizados para reforçar o interesse de determinados agentes económicos no desenvolvimento da microgeração e das microrredes.

O mecanismo de incentivo ao investimento em microgeração e nas microrredes, independentemente do seu formato, será então financiado pela diferença entre os benefícios e os custos totais produzidos por estas entidades. Note-se que diferentes agentes económicos podem contribuir para este financiamento, sendo que as contribuições individuais são uma função da forma de partilha dos benefícios líquidos produzidos pela microgeração e pelas microrredes.

Naturalmente, a aplicação da expressão (2.1) implica a estimativa, à priori, dos custos e benefícios que resultam da microgeração e das microrredes. Efectivamente, esta estimativa é a base para a partilha contida em (2.1), a qual permitirá definir os mecanismos de incentivo, independentemente da respectiva natureza (tarifa “feed-in”, subsidio fixo ao investimento inicial em microgeração ou nas microrredes, definição de uma comparticipação dos operadores das redes nos custos de instalação de uma microrrede, etc.). Note-se que a redistribuição de benefícios pode, em determinadas circunstâncias, ser obtida sem a definição de nenhum novo mecanismo para transferência de benefícios entre agentes. Por exemplo, relativamente às perdas evitadas, os consumidores podem permanecer a pagar as perdas que pagariam caso a microgeração não existisse. Nestas circunstâncias, a diferença entre o valor pago pelos consumidores e o valor real das perdas pode ser utilizado para financiar a microgeração e as microrredes.

A definição pormenorizada da política de regulação para integração da microgeração e das microrredes no seio dos actuais sistemas de distribuição ultrapassa, como foi anteriormente referido, o âmbito da dissertação. Efectivamente, esta centra-se na definição de abordagens que podem ser utilizadas para estimar os benefícios mais relevantes que a microgeração e as microrredes podem produzir (apresentadas nos capítulos que se seguem).

2.5 Conclusões

Os sistemas eléctricos modernos enfrentam o desafio de, simultaneamente, fornecerem electricidade a preços competitivos, garantirem a segurança de abastecimento e minorarem os respectivos impactos ambientais. A PD, pelas suas características, tem um papel importante a desempenhar neste contexto. Efectivamente, a PD contribui para a redução das emissões resultantes da produção de electricidade e para a segurança de abastecimento, nomeadamente através da redução da dependência energética (aproveitamento de energias endógenas, aumento da eficiência da utilização de combustíveis, diversificação das fontes de energia primárias). O desenvolvimento da PD, o conseqüente aumento de maturidade e a diminuição dos respectivos custos tende a fazer com que estas tecnologias contribuam, no futuro, para o fornecimento de electricidade a preços mais competitivos. A tendência para o aumento dos custos dos combustíveis fósseis e do urânio contribuem também para este facto.

Consequentemente, vários países têm vindo a adoptar políticas energéticas destinadas a promover a PD, particularmente aquela ligada com as redes de distribuição em AT e MT. As tecnologias de microgeração podem também ter uma contribuição importante para o cumprimento dos desafios anteriormente referidos. Adicionalmente, o conceito emergente de microrede pode aumentar os benefícios da microgeração e criar benefícios adicionais, principalmente relacionados com a segurança de abastecimento e com a fiabilidade dos sistemas de distribuição.

O sucesso do desenvolvimento da microgeração e das microrredes depende do quadro regulatório definido para a sua integração nos actuais sistemas de distribuição, o qual deve incluir mecanismos de incentivo que permitam criar condições para que essas entidades possam competir com as tecnologias estabelecidas.

Neste capítulo discutiu-se a implementação de uma regulação para a integração da microgeração e microrredes no seio das redes de distribuição. Esta regulação tem por objectivo a remoção de potenciais obstáculos ao desenvolvimento destas entidades, nomeadamente definindo mecanismos de incentivo ao investimento em microgeração e microrredes. O incentivo é financiado pelos custos evitados que estas tecnologias podem produzir, nomeadamente os relacionados com: a segurança de abastecimento, a redução de perdas, o diferimento de investimentos, a redução de emissões e o aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição.

O mecanismo de regulação proposto assenta na partilha de custos e benefícios entre os agentes económicos influenciados pelo desenvolvimento da microgeração e das microrredes. O principal requisito desta partilha é que todos os agentes obtenham um benefício líquido em consequência do referido desenvolvimento. Esta situação tende a não ocorrer de forma “natural”, sendo necessário definir um procedimento de transferência de benefícios entre os agentes económicos. Caso esta transferência não seja concretizada, não haverá lugar a qualquer benefício para nenhum dos agentes, incluindo aqueles que retirariam um benefício líquido do desenvolvimento da microgeração e das microrredes.

Capítulo 3 – Segurança de abastecimento

A adição de microgeração aos sistemas eléctricos, só por si, contribui para a segurança de abastecimento a médio e longo prazo. Contudo, a integração dos microgeradores no seio de microrredes permite reforçar a contribuição de alguns destes sistemas, nomeadamente de alguns geradores micro-CHP. Adicionalmente, as microrredes podem produzir uma contribuição suplementar utilizando a sua capacidade de controlo da carga interna. Neste caso, estas entidades interrompem uma parte da respectiva carga em resposta às necessidades do sistema eléctrico.

A quantificação do valor económico associado à contribuição da microgeração e das microrredes para a segurança de abastecimento é, no contexto da definição de um quadro regulatório baseado na partilha de custos e benefícios, essencial.

Este capítulo centra-se na avaliação da referida contribuição, utilizando o conceito de crédito de capacidade. Este conceito é definido como a produção convencional que, após adição da microgeração e das microrredes, pode ser retirada do sistema mantendo-se inalterada a respectiva fiabilidade.

Para determinar o crédito de capacidade foi desenvolvida, de raiz, uma metodologia probabilística baseada em simulação de Monte-Carlo não cronológica, adaptada de modo a considerar as correlações sazonais e diárias entre a carga e os perfis de produção dos sistemas de microgeração (função de condições climáticas). Para o efeito, foram definidos vários cenários nos quais se pode admitir independência entre as diferentes variáveis aleatórias que condicionam o crédito de capacidade.

A metodologia desenvolvida foi aplicada a um sistema que, em termos de carga, tem a dimensão do sistema português, de modo a poderem ser obtidas conclusões qualitativas e quantitativas sobre o crédito de capacidade a atribuir à microgeração e às microrredes. Avaliou-se ainda o comportamento dos índices de fiabilidade do sistema perante crescentes penetrações destas entidades. A sensibilidade dos resultados obtidos a parâmetros como a fiabilidade inicial do sistema e o número, dimensão, tecnologia e indisponibilidade dos microgeradores foi também estudada.

Parte das conclusões expostas neste capítulo foram publicadas no “Energy Policy Journal” [68].

3.1 Introdução

3.1.1 Reestruturação dos sistemas eléctricos e segurança no abastecimento

A reestruturação dos sistemas eléctricos alterou significativamente os processos de decisão relativos ao investimento em novas centrais de produção de electricidade. No contexto da liberalização destes sectores, o tradicional planeamento centralizado de longo prazo tende a ser substituído por mecanismos de mercado que determinam quando e quanto investir. No

caso concreto da União Europeia, a directiva 2003/54/CE estabelece que a construção de nova capacidade depende de um procedimento de autorização (ao nível de cada Estado Membro). Este procedimento define os critérios (relacionados com fiabilidade, ocupação dos solos, saúde pública, etc.) a cumprir para instalação de novas centrais, deixando aos investidores a iniciativa de criar nova capacidade. Contudo, a mesma directiva determina que compete aos Estados Membros monitorizar a segurança de abastecimento e, sempre que se justificar, garantir a possibilidade de se criar nova capacidade, através da abertura de concursos (ou procedimento equivalente). No entanto, estes concursos apenas podem ser lançados se o sistema de autorizações não acautelar a segurança do abastecimento.

Apesar das alterações ao nível do processo de decisão sobre a construção de nova capacidade de produção, o objectivo da segurança de abastecimento nos sistemas eléctricos mantém-se inalterado (como se constata na directiva 2003/54/EC). Por outras palavras, a manutenção de uma capacidade de produção suficiente para satisfazer os valores de carga expectáveis, com uma determinada fiabilidade, permanece como um dos princípios fundamentais destes sistemas. Naturalmente, num sistema eléctrico totalmente regulado pelos mercados, as decisões relacionadas com o aumento da capacidade instalada serão tomadas em função da avaliação que os agentes económicos fazem dos seus investimentos. Consequentemente, a fiabilidade do sistema tende a deixar de ser a principal razão que determina o investimento em nova capacidade de produção [71]. O resultado mais evidente deste facto é a progressiva erosão de algum excesso de capacidade que os países industrializados possuíam no período prévio à reestruturação [71-72].

Entre os vários factores que contribuem para esta erosão destaca-se a relutância dos agentes económicos em investir em nova capacidade de produção, nomeadamente em grandes centros produtores. Esta relutância resulta de factores como: as incertezas sobre a recuperação dos custos dos investimentos; a falta de integração entre a produção e o planeamento da rede de transporte; a tendência dos investidores para não revelarem os seus planos de investimento com grande antecipação relativamente à respectiva concretização; a possível dupla contabilização de alguma capacidade de produção (já que, cada vez mais, os fornecedores adquirem a sua energia a outras entidades); e a incerteza relacionada com a capacidade dos consumidores responderem aos preços que, no futuro, poderá condicionar a necessidade de capacidade de produção [71-72].

A inexistência de uma adequada capacidade de cobertura nos sistemas eléctricos resultará em custos de segurança, económicos, sociais e políticos significativos. Adicionalmente, a definição prática de contratos de longo prazo que permitam, a cada interveniente, escolher o nível de segurança que deseja (e o correspondente pagamento), embora teoricamente possível, é complexa. Consequentemente, a segurança de abastecimento (capacidade de cobertura do consumo) tende, como foi anteriormente referido, a ser considerada como um bem público do qual todos os intervenientes dos sistemas eléctricos beneficiam [72][91][259-260]. Esta situação tem conduzido, nos últimos anos, a uma importante discussão sobre qual deve ser o mecanismo a utilizar para assegurar a existência de uma adequada capacidade de cobertura.

3.1.2 Mecanismos para garantia da segurança no abastecimento

Ao longo dos últimos anos, várias têm sido as abordagens utilizadas (e propostas na literatura) para incentivar o investimento em novos meios de produção e, consequentemente, para garantir a adequação da capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos. Estas abordagens

podem ser agrupadas em três categorias: as baseadas no funcionamento de mercados, as baseadas em mecanismos regulatórios e as mistas. As abordagens baseadas em mecanismos de mercado podem ainda ser de dois tipos: as baseadas em mercados de energia e as baseadas em mercados de capacidade.

No modelo baseado no mercado de energia, o incentivo à instalação de nova capacidade de produção decorre dos preços elevados que se formam para a electricidade em períodos de escassez [72]. Estes preços resultam da combinação entre a escassez de capacidade e a pouca elasticidade da procura de electricidade, originada pela não transmissão em tempo real dos respectivos preços (pelo menos aos consumidores mais pequenos) e pela impossibilidade prática de armazenamento de energia eléctrica [73].

A utilização dos mercados de energia como mecanismo para assegurar a adequação do sistema produtor tem-se mostrado inadequada [71-79]. Efectivamente, do ponto de vista dos investidores, a incerteza relativa à frequência e aos períodos de ocorrência dos preços elevados para a electricidade, torna arriscado o investimento em nova capacidade de produção. Consequentemente, o investimento em nova capacidade tende a tornar-se insuficiente para garantir uma segurança de abastecimento adequada. O tempo necessário para o licenciamento e construção de novas unidades de produção, o qual, geralmente, não se coaduna com os sinais económicos resultantes da formação dos preços da electricidade, torna ainda mais evidentes as dificuldades em garantir uma capacidade de cobertura adequada com recurso exclusivo aos mercados de energia. Por outro lado, a volatilidade e os elevados preços que se formam em alturas de escassez de capacidade são uma realidade difícil de aceitar, quer do ponto de vista político, quer do ponto de vista social [72][79]. Adicionalmente, na União Europeia, a Directiva 2003/54/EC impõe aos estados membros a obrigação de assegurarem a adequação da satisfação da carga dos pequenos consumidores o que, naturalmente, limita o funcionamento dos mercados.

As dificuldades do modelo baseado no mercado de energia podem ser superadas com a definição de mercados de capacidade [73][80]. Neste caso, a reserva necessária para a segurança do sistema é adquirida aos produtores pelos consumidores ou pelos respectivos comercializadores, em leilões efectuados para o efeito, ou através de contratos bilaterais. O valor de reserva a ser adquirido por cada entidade é definido pelo regulador com base em critérios de segurança para o sistema e pode ser constituído por capacidade de produção ou por contratos de interruptibilidade e controlo activo de cargas. Este mecanismo permite que os produtores obtenham receitas adicionais provenientes da disponibilização de capacidade de reserva [73], o que resulta em incentivos ao investimento. A responsabilidade pela aquisição da reserva necessária pode ser atribuída ao operador do sistema em vez de aos consumidores e comercializadores. Neste caso, o operador do sistema poderá promover leilões de capacidade de reserva e efectuar contratos bilaterais com potenciais fornecedores deste serviço (carga ou produção). Obviamente, os custos incorridos pelo operador do sistema são, posteriormente, repercutidos nas tarifas.

Uma alternativa à utilização dos mercados consiste no estabelecimento de um mecanismo compensatório regulado de garantia de abastecimento. Existem vários modelos que, neste caso, podem ser adoptados. Uma hipótese consiste na fixação de um preço (pelo regulador) a ser pago pela capacidade, ficando ao encargo dos agentes económicos a decisão sobre os investimentos [72]. Este mecanismo procura atrair o investimento em capacidade de produção através da redução dos riscos para os investidores, uma vez que existe remuneração pela capacidade instalada [79]. Uma abordagem alternativa consiste na definição de contratos de

garantia/disponibilidade. Neste caso, o operador do sistema, em nome dos consumidores, efectua contratos de opção de compra com os produtores. Por outras palavras, o operador do sistema contrata o direito de mobilizar uma determinada capacidade e energia a geradores, cabendo a estes a obrigação de a tornar disponível quando solicitados [72]. Este modelo cria, portanto, “reservas estratégicas” que podem ser mobilizadas pelo operador do sistema para satisfazer as necessidades de segurança. Este tipo de abordagem permite garantir que o preço no mercado diário de electricidade não é superior a um determinado limite. Efectivamente, quando o preço do mercado exceder esse limite, os produtores contratados serão solicitados a produzir energia eléctrica, eliminando a escassez que conduziu aos elevados preços. Obviamente que, nestes casos, os produtores contratados suportam os valores resultantes da diferença entre o preço de mercado que existiria e o preço de opção que contrataram com o operador do sistema. Em contrapartida recebem uma remuneração paga pelos consumidores, cujo valor tem incerteza reduzida (incentivando assim o investimento na capacidade de produção). Este tipo de mecanismo requer que sejam definidos à priori o preço de exercício de opções e a quantidade de opções de compra a adquirir.

No caso concreto da União Europeia, a Directiva 2003/54/CE estabelece, como já foi referido, a obrigação dos Estados Membros garantirem a possibilidade de criar novas capacidades ou medidas de eficiência energética/gestão da procura, sempre que o sistema de autorização de novas capacidades não garanta a segurança de abastecimento.

No caso específico do sistema eléctrico português, existe um mecanismo definido no regulamento tarifário [81], que permite ao operador do sistema recuperar os custos associados à garantia de potência (através da tarifa de uso global do sistema). Este custo, para as tarifas de 2008, é nulo [82]. Contudo, no futuro, poderá assumir valores práticos em função da necessidade de incentivar o investimento em novas unidades de produção para satisfazer o crescimento natural da carga.

Independentemente da abordagem adoptada, a garantia de uma adequada capacidade de cobertura implica custos económicos. Estes custos tendem a verificar-se mesmo nos sistemas eléctricos que, actualmente, possuem uma capacidade de cobertura satisfatória. Efectivamente, estes sistemas poderão entrar em situação de défice de capacidade, se não forem criados mecanismos de incentivo ao investimento em novas unidades de produção (que permitam compensar o crescimento natural da carga e a saída de serviço de centrais em fim de vida útil).

Os custos económicos relacionados com a garantia de existência de uma adequada capacidade de cobertura serão, em última instância, suportados pelos utilizadores (consumidores) dos sistemas eléctricos. Neste contexto, o impacto que a microgeração e as microrredes podem produzir sobre a segurança de abastecimento deve ser avaliado. Os potenciais efeitos positivos produzidos por estas entidades devem ser convertidos num valor económico a utilizar no financiamento de mecanismos de incentivo ao respectivo desenvolvimento.

3.1.3 Impacto das microrredes e da microgeração na segurança de abastecimento

Tradicionalmente, a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos tem sido, fundamentalmente, assegurada pelo lado da produção, mais especificamente pelo sistema produtor centralizado. Contudo, quando se pretende garantir a fiabilidade de um sistema

eléctrico, a actuação na carga pode ser tão útil como a utilização da capacidade de produção [83][85]. Consequentemente, ao longo dos últimos anos, tem-se assistido a uma crescente contabilização do lado da procura na determinação da capacidade de cobertura. Os programas de gestão da procura e os contratos de interruptibilidade têm sido os mecanismos mais amplamente utilizados [85]. Os programas de gestão da procura podem ser entendidos como uma medida preventiva, uma vez que alteraram a curva de carga dos sistemas eléctricos, nomeadamente incentivando o deslocamento temporal dos consumos de electricidade [86-88]. Estes deslocamentos permitem atenuar as pontas de consumo com impactos positivos na capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos (aumento da reserva nos períodos mais críticos). Os mecanismos de contratos de interruptibilidade apresentam características repressivas, uma vez que interrompem a alimentação de algumas cargas para evitar situações de degradação destes sistemas.

As microrredes, pela sua capacidade de controlo da carga interna, estão em excelente posição para participar em mecanismos de controlo activo de carga. Consequentemente, estas estruturas podem ter uma contribuição importante para a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos. Note-se que o referido controlo não implica necessariamente a interrupção de toda a carga interna a uma microrrede. Efectivamente, estas estruturas podem ser utilizadas em acções de interrupção parcial, interrompendo as cargas menos prioritárias, por vezes sem efeitos perceptíveis pelos consumidores (cargas térmicas, refrigeração, etc.), o que permite reduzir os potenciais custos económicos que daí podem advir. Consequentemente, a avaliação do crédito de capacidade a atribuir às microrredes implica a separação entre cargas prioritárias e cargas não prioritárias. As redes eléctricas BT e, por conseguinte as futuras microrredes, alimentam uma grande diversidade de cargas eléctricas. Obviamente, a identificação da potência que poderá ser controlada por uma microrrede implica a identificação do tipo de cargas que a integram, bem como do seu potencial regime de funcionamento. Estudos relacionados com a caracterização das cargas, nomeadamente no que se refere à possibilidade de serem controladas (interrompidas), podem ser encontrados na literatura, particularmente em [85], [89] e [90].

A contribuição das microrredes para a segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos pode também resultar da capacidade destas estruturas para controlarem o funcionamento de alguns sistemas de microgeração. Neste contexto é importante frisar que os sistemas PV e micro-eólicos não são controláveis, uma vez que o seu regime de produção é condicionado pela disponibilidade do recurso primário. No caso dos sistemas micro-CHP, a sua integração em microrredes pode ser benéfica em termos de contribuição para a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos. Contudo, o incremento nesta contribuição ocorre apenas para unidades com possibilidade de armazenamento da energia térmica, as quais podem ser colocadas em funcionamento em resposta a necessidades do sistema eléctrico, sem desperdício de energia térmica. Por outras palavras, a integração de sistemas micro-CHP em microrredes permite que as unidades com possibilidade de armazenamento de energia térmica se transformem em geradores despacháveis.

Obviamente que os sistemas de microgeração, só por si, contribuem para a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos. Consequentemente, esta contribuição deve, também, ser avaliada. Em [91] é apresentada uma formulação analítica para avaliação da contribuição de unidades de micro-CHP. No estudo foram consideradas três tecnologias destes geradores (motores de combustão interna, motores de combustão externa e pilhas de combustível) e três estratégias de controlo (satisfação das necessidades de energia térmica, satisfação das necessidades de electricidade e menor custo). A aplicação da metodologia ao sistema eléctrico

do Reino Unido revelou que as unidades de micro-CHP têm elevado crédito de capacidade, definido como a capacidade de produção convencional que pode ser suprimida do sistema, após adição destes geradores, mantendo-se a probabilidade de perda de carga.

3.1.4 Avaliação da segurança de abastecimento de um SE

A avaliação da segurança de abastecimento em sistemas eléctricos foi, inicialmente, efectuada utilizando critérios determinísticos (por exemplo o critério N-1). Contudo, a utilização de tais critérios não permite reflectir a natureza estocástica que caracteriza este problema [92]. Consequentemente, a definição do critério determinístico pode conduzir a sobreinvestimento ou, pelo contrário, mostrar-se insuficiente para garantir uma segurança de abastecimento adequada. O sobreinvestimento tende a ocorrer se o critério adoptado for muito severo, obrigando à existência de reservas que permitam lidar com estados de falha cuja probabilidade de ocorrência é reduzida. Contrariamente, se o critério adoptado for mais relaxado, pode ocorrer que estados de falha com probabilidade de ocorrência significativa não sejam considerados e, consequentemente, existam níveis de reserva insuficientes.

A inclusão do comportamento estocástico das variáveis que condicionam a segurança do abastecimento pode ser obtida utilizando metodologias de avaliação probabilísticas [92-103]. A utilização de tais metodologias permite que, no processo de avaliação da segurança de abastecimento, seja considerada não apenas a severidade de um determinado acontecimento (por exemplo um corte de carga) mas também a respectiva probabilidade de ocorrência.

As metodologias probabilísticas permitem a determinação de um conjunto de índices de fiabilidade que caracterizam a capacidade de cobertura do sistema eléctrico. Estes índices podem ser comparados com valores de referência de forma a avaliar se o risco do sistema é ou não aceitável (e portanto avaliar a capacidade de cobertura). Os valores de referência podem ser obtidos com base na experiência existente relacionada com a operação dos sistemas eléctricos.

Os índices de fiabilidade mais frequentemente utilizados na avaliação da capacidade de cobertura são o *LOLP*, o *LOLE*, a *EPNS* e a *EENS* (outros têm sido definidos ao longo dos anos). O *LOLP* (“Loss of Load Probability”) fornece uma indicação sobre o risco de não satisfação da carga ou seja, a probabilidade de existência de cortes de carga. Este índice pode ser determinado por:

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i \quad (3.1)$$

sendo: p_i a probabilidade de ocorrência do estado elementar i do sistema e S o conjunto de todos os estados do sistema em que se verifica corte de carga.

O *LOLE* (“Loss of Load Expectation”) fornece o número médio de horas em que, num dado período T (habitualmente um ano), o sistema apresenta um défice de potência:

$$LOLE = T \cdot \sum_{i \in S} p_i \quad (3.2)$$

Quando o período T corresponde a um ano e a análise é realizada com resolução horária, temos que $T = 8760 \text{ h}$ e o valor do $LOLE$ é expresso em h/ano. O $LOLE$ é o índice de fiabilidade mais utilizado na avaliação da adequação da capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos, apesar do não fornecer qualquer indicação sobre a severidade dos cortes de carga nem sobre a frequência e duração das ocorrências [92].

O índice $EPNS$ (“Expected Power Not Supplied”) fornece o valor médio da potência interrompida (expresso em MW) e pode ser determinado por:

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (3.3)$$

sendo: C_i o valor médio da carga não alimentada no estado i do sistema.

O índice $EENS$ (“Expected Energy Not Supplied”) fornece o valor médio da energia não fornecida (em MWh) e pode ser obtido por:

$$EENS = T \cdot \sum_{i \in S} C_i p_i \quad (3.4)$$

As técnicas de avaliação probabilísticas que permitem a determinação dos índices de fiabilidade podem ser divididas em dois grupos: as baseadas em métodos analíticos [93-97] e as baseadas em métodos de simulação [98-103]. As técnicas analíticas baseiam-se na construção de uma tabela de capacidades fora de serviço e determinam os índices de fiabilidade utilizando processos matemáticos. Esta abordagem pode ser, do ponto de vista computacional, uma operação onerosa quando o número de geradores é elevado. Com efeito, neste caso, a tabela de capacidades fora de serviço a construir apresentará um elevado número de estados para os quais é necessário determinar as probabilidades de ocorrência. Consequentemente, para sistemas com um elevado número de geradores, a utilização de técnicas de simulação baseadas em métodos de Monte Carlo constitui-se como a alternativa mais viável. A utilização das técnicas de simulação é também preferível quando existem aspectos cronológicos a considerar ou quando se pretende obter distribuições de probabilidade para os índices de fiabilidade [92].

Independentemente da técnica utilizada (analítica ou simulação), a obtenção dos índices de fiabilidade implica sempre a modelização do comportamento da carga e da capacidade de produção. Os modelos de carga representam os valores esperados desta grandeza (geralmente apenas em termos de potência activa) para um determinado período temporal (dia, mês, ano). Estes modelos podem ser derivados de históricos sobre a carga verificada no sistema eléctrico em estudo e do respectivo crescimento, bem como de previsões para o comportamento futuro. Os modelos da capacidade de produção devem conter informação sobre a capacidade total instalada e sobre a fiabilidade das diferentes unidades de produção. Esta fiabilidade deve traduzir o efeito da disponibilidade dos equipamentos de produção propriamente ditos, bem como a disponibilidade do recurso primário necessário ao respectivo funcionamento. Por exemplo, a fiabilidade de produção de uma turbina eólica depende da disponibilidade do sistema mecânico de conversão de energia e da disponibilidade do vento.

3.2 Simulação de Monte Carlo

As técnicas de simulação baseadas em Monte Carlo reproduzem o comportamento estocástico dos sistemas utilizando a geração de números aleatórios. Existem duas categorias de simulação de Monte Carlo: a cronológica e a não cronológica. Independentemente da categoria empregue, o seu algoritmo envolve sempre três passos fundamentais (figura 3.1): a amostragem do estado do sistema; a análise da adequação do estado amostrado; e o cálculo dos índices de fiabilidade.

A diferença fundamental entre as abordagens cronológica e não cronológica reside no processo de amostragem do estado do sistema. No caso da abordagem cronológica, existe preocupação com a sequência dos estados ou seja, com as transições entre estados consecutivos. Portanto, nesta abordagem, os estados do sistema são sequencialmente amostrados por períodos pré-determinados, com base na distribuição de probabilidade de duração dos estados dos componentes e no modelo da curva de carga. Consequentemente, este tipo de simulação permite capturar as dependências entre as variáveis aleatórias envolvidas (carga, produção, etc.). Os períodos referidos, geralmente anuais, são designados por séries sintéticas anuais. O facto do processo de simulação ser repetido para vários anos, no caso da abordagem cronológica, é outra diferença relativamente à abordagem não cronológica. Note-se que a abordagem cronológica permite o cálculo de índices de fiabilidade para cada ano simulado e não apenas para todo o processo. Este tipo de simulação é utilizado quando o tempo de duração de cada um dos estados do sistema é relevante para a análise que se pretende efectuar. A forma de operacionalização deste tipo de abordagem pode ser mais bem entendida em [92].

No caso da abordagem não cronológica, a amostragem do estado do sistema é efectuada de forma aleatória, sem ter em consideração a sequência temporal dos acontecimentos. A simulação baseia-se, portanto, na utilização dos tempos médios de duração dos estados do sistema e, consequentemente, não atribui importância à duração individual de residência em cada um dos estados. Consequentemente, a simulação não cronológica é mais simples de aplicar e requer uma menor quantidade de dados.

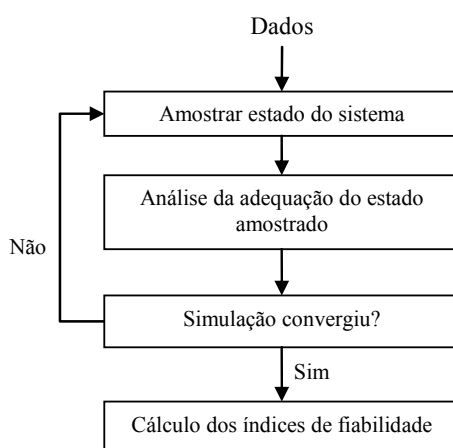


Figura 3.1 - Passos base de um algoritmo de simulação baseado em Monte Carlo

A simulação não cronológica é frequentemente utilizada para avaliar a adequação do sistema produtor quando apenas se consideram geradores convencionais. Neste caso, a independência entre as variáveis envolvidas (carga e capacidade disponível) necessária à aplicação deste tipo de abordagem está assegurada, uma vez que a capacidade disponibilizada pelos geradores

convencionais, num determinado momento, não apresenta qualquer correlação com a carga do sistema. Efectivamente, a capacidade disponibilizada por esses geradores é apenas condicionada pela respectiva indisponibilidade (*FOR*). Consequentemente, em cada amostra, o estado de cada gerador convencional é obtido através da geração de um número aleatório U com distribuição uniforme na gama $[0,1]$. Este valor é comparado com o valor da indisponibilidade da unidade, de tal forma que, para um determinado gerador convencional G_i , se tem:

$$F_{Gi} = \begin{cases} 0 & \text{se } U < FOR \\ 1 & \text{se } U \geq FOR \end{cases} \quad \begin{matrix} \text{(Gerador não funciona)} \\ \text{(Gerador funciona)} \end{matrix} \quad (3.5)$$

A capacidade total disponibilizada pelos geradores convencionais, C_{GC} , será então obtida por:

$$C_{GC} = \sum_{i=1}^{NG} F_{Gi} \times C_{Gi} \quad (3.6)$$

Sendo: NG o número de geradores; e C_{Gi} a capacidade do gerador i .

Admite-se, neste modelo, que a indisponibilidade inclui os efeitos relacionados com as saídas de serviço não planeadas (avarias) e a indisponibilidade do recurso primário (nas hídricas a indisponibilidade pode ser diferenciada entre períodos anuais). Em estudos em que seja exigido maior detalhe, podem ser introduzidos novos estados para os geradores e as probabilidades de ocorrência de cada estado podem ser definidas como uma função densidade de probabilidade [92].

A carga a utilizar em cada amostra do processo de simulação tem de ser sorteada entre os valores de carga possíveis para o sistema em análise. Estes valores podem ser obtidos através de diagramas de carga classificados obtidos com recurso a diagramas cronológicos como os mostrados na figura 3.2 para o caso do sistema eléctrico português (4 dias do ano de 2007) [120].

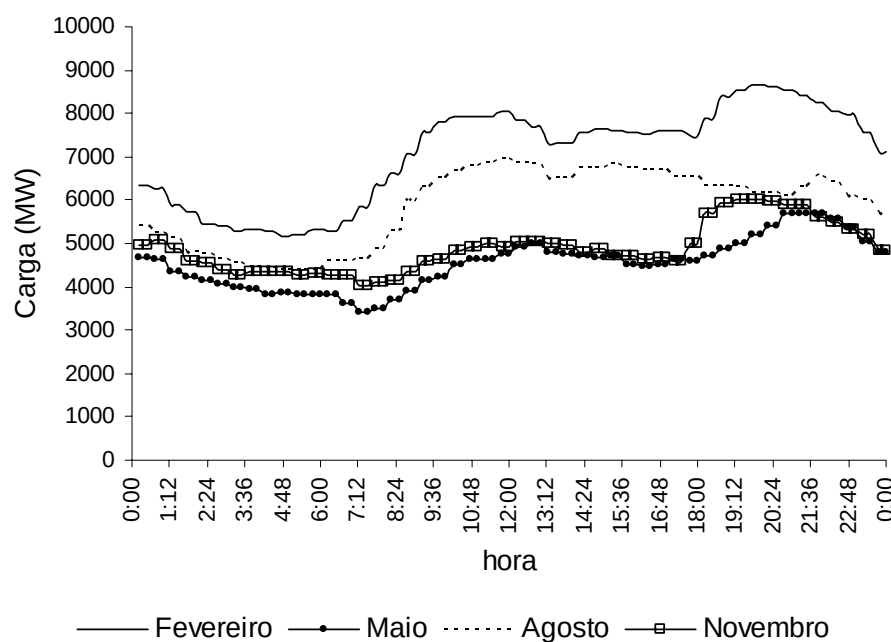


Figura 3.2 – Exemplo de diagramas diários de carga

Com base na informação contida nos diagramas de carga diários, e utilizando técnicas de contagem estatística, é possível obter uma função de distribuição acumulada (*FDA*) capaz de representar o comportamento da carga. A figura 3.3 mostra a *FDA* obtida para o caso do sistema eléctrico português, tendo em consideração os diagramas de carga diários referentes ao ano de 2007. Note-se que a *FDA* obtida pode ser utilizada para determinar a probabilidade da carga ser igual ou inferior a um determinado valor. Por exemplo, a probabilidade da carga ser igual ou inferior a 5000 MW é, neste caso, de 40%. Naturalmente, a probabilidade da carga ser superior aos 5000 MW será a complementar.

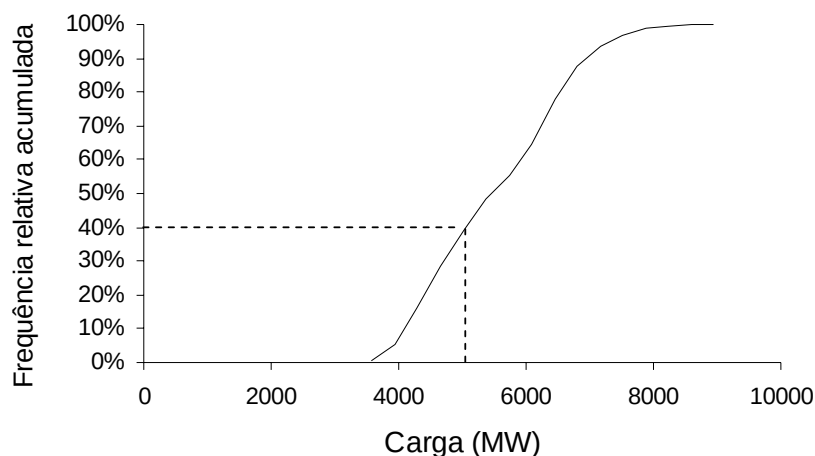


Figura 3.3 – Função distribuição acumulada da carga

Note-se que, na tradição dos sistemas eléctricos, a informação da figura 3.3 é habitualmente apresentada através de um diagrama de cargas classificadas, apresentado na figura 3.4.

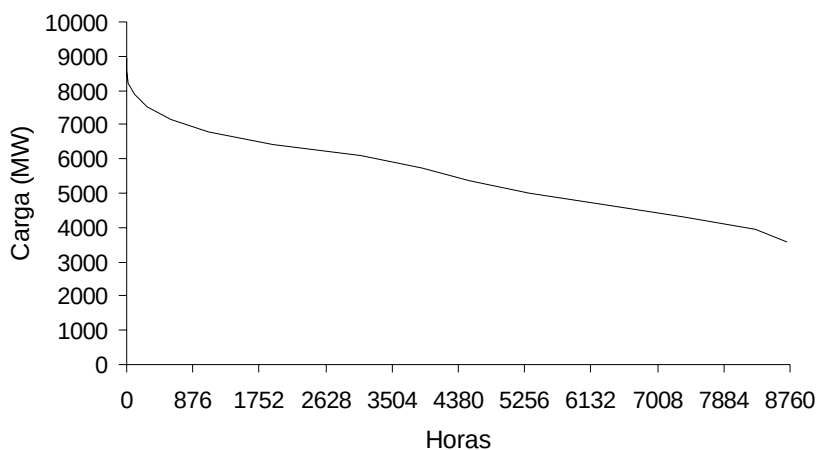


Figura 3.4 – Diagrama de cargas classificadas

A informação contida na *FDA* da figura 3.3 pode ser utilizada para sortear o valor da carga, usando o método da transformada inversa. Com o objectivo de melhorar o modelo da carga, pode subdividir-se o diagrama de carga em vários períodos e, para cada período, pode definir-se uma *FDA* adequada. A figura 3.5 mostra, para o caso anterior, a divisão do diagrama de carga em dois períodos, bem como as aproximações usando *FDA* correspondentes a distribuições uniformes.

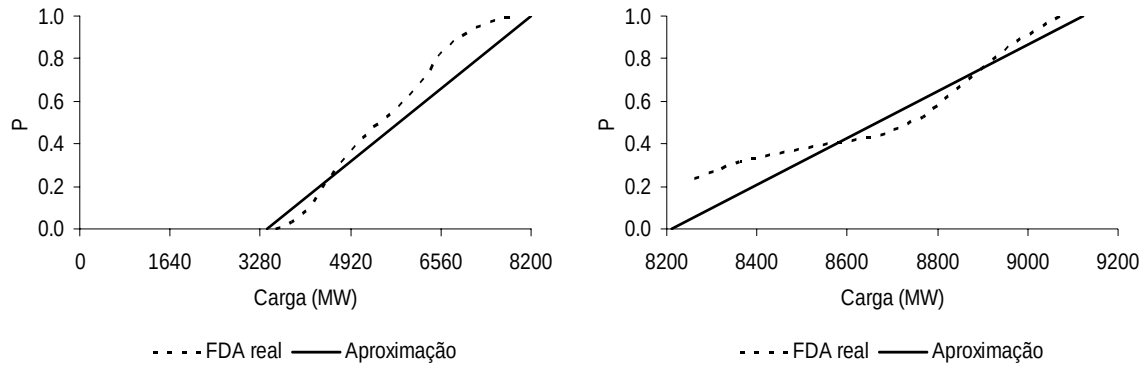


Figura 3.5 – Aproximação ao diagrama de carga classificada

Estas aproximações são, posteriormente, utilizadas para sortear o valor da carga a utilizar em cada amostra da simulação de Monte Carlo não cronológica. Para o efeito, em cada iteração do processo de simulação, e após sorteado o período, utiliza-se a *FDA* aplicável para sortear a carga [92]. O valor da carga será então determinado por (figura 3.6):

$$\text{Carga} = \frac{U - b}{m} \quad (3.7)$$

onde: m e b são os coeficientes da recta apresentada na figura 3.6 e U é um valor aleatório com distribuição uniforme pertencente ao intervalo $[0,1]$.

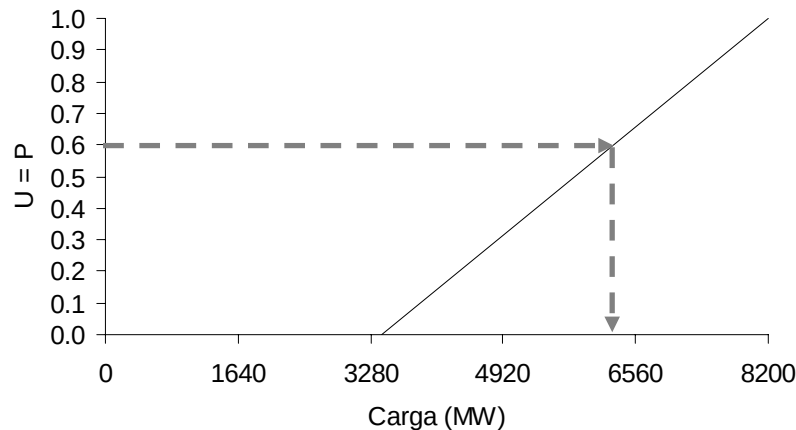


Figura 3.6 – Exemplo de sorteio de carga utilizando o teorema da transformada inversa

Uma vez sorteada a capacidade de produção disponível e o nível de carga, procede-se à avaliação da adequação do sistema comparando estes valores. O estado sorteado para o sistema será de falha se a carga (*Carga*) for igual ou superior à produção total disponível (*PDT*) obtida com recurso à expressão (3.6) (ou seja, $PDT = C_{GC}$). Quando $Carga = PDT$ a falha é tal que representa corte de carga nulo.

O sorteio de estados do sistema terá de ser efectuado tantas vezes quantas as necessárias para que se obtenha convergência no processo de simulação. Um aspecto importante aqui é o facto das simulações de Monte Carlo apresentarem um processo de convergência flutuante [92]. Consequentemente, não há garantia de que a execução de mais algumas amostras do sistema

conduzam a um menor erro. A convergência da simulação é, geralmente, determinada com base na incerteza sobre o valor médio de um dos índices de fiabilidade cujo valor se pretende obter. Esta incerteza pode ser medida pelo coeficiente de variação $\hat{\beta}$ dado por:

$$\hat{\beta} = \frac{\hat{\sigma}_{E(X)}}{\hat{E}(X)} \quad (3.8)$$

sendo: X o índice de fiabilidade utilizado para a determinação da convergência, $\hat{\sigma}_{E(X)}$ o desvio padrão do valor esperado de X , e $\hat{E}(X)$ o valor esperado de X .

O valor $\hat{\sigma}_{E(X)}$ é obtido por:

$$\hat{\sigma}_{E(X)} = \frac{\hat{\sigma}}{\sqrt{N}} \quad (3.9)$$

onde: $\hat{\sigma}$ é o desvio padrão dos resultados obtidos para X ao longo das amostras efectuadas e N o número de amostras.

O valor $\hat{E}(X)$ pode ser obtido por:

$$\hat{E}(X) = \frac{\sum_{i=1}^N F(x_i)}{N} \quad (3.10)$$

sendo: $F(x_i)$ o valor do índice de fiabilidade X na amostra i do processo de Monte Carlo.

Qualquer índice de fiabilidade pode ser utilizado no processo de avaliação da convergência da simulação. Contudo, diferentes índices tendem a apresentar diferentes velocidades de convergência, sendo que a *EENS* é o índice com menor desempenho neste contexto. Consequentemente, é habitual adoptar-se o coeficiente de variação da *EENS* como critério de convergência [92].

Após convergência da simulação, os índices de fiabilidade referidos no ponto 3.1.4 podem ser obtidos utilizando as seguintes expressões:

$$LOLP = \frac{F}{N} \quad (3.11)$$

$$LOLE = T \times LOLP = 8760 \times LOLP \quad (3.12)$$

$$EPNS = \frac{CNF}{N} \quad (3.13)$$

$$EENS = EPNS \times T \quad (3.14)$$

onde: F representa o número de ocorrências de corte de carga; N é o número de amostras efectuadas, CNF o valor acumulado da potência não fornecida em todos os cortes de carga verificados; e T o período de tempo a que se refere o estudo (geralmente 8760 horas).

A figura 3.7 mostra o fluxograma para o processo de simulação MC não cronológico descrito. A tolerância a utilizar para a convergência deve ser definida considerando o equilíbrio entre a qualidade dos resultados que se pretende obter e o tempo de simulação (o qual cresce rapidamente à medida que diminui o valor da tolerância). É habitual utilizar-se $\hat{\beta} \leq 5\%$.

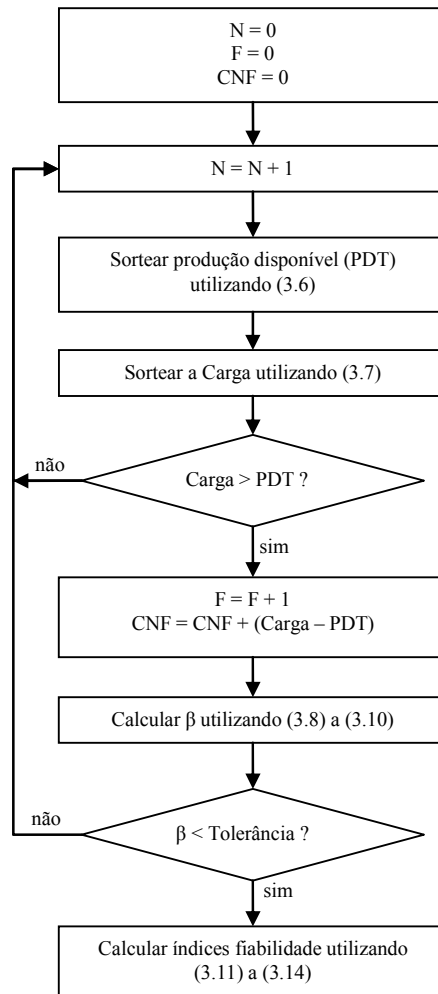


Figura 3.7 – Fluxograma para método de simulação Monte Carlo não cronológico

3.3 Inclusão dos sistemas de microgeração no processo de simulação de Monte Carlo não cronológico

3.3.1 Monte Carlo cenarizado

A inclusão da microgeração e das microrredes no processo de simulação Monte Carlo não cronológico impõe algumas alterações ao modelo base descrito na secção anterior. Estas modificações prendem-se, essencialmente, com a necessidade de reflectir no processo de simulação as potenciais correlações entre variáveis, nomeadamente entre a produção da microgeração e a carga. Efectivamente, o regime de funcionamento dos sistemas de

microgeração é influenciado, de forma significativa, por aspectos climatéricos (radiação solar, velocidade do vento e temperatura ambiente) e temporais (hora do dia, dia e estações do ano). Estes aspectos climatéricos e temporais exercem também influência sobre o regime de carga, como se pode constatar na figura 3.2. No sistema eléctrico português, por exemplo, o consumo eléctrico é superior no Inverno, período em que o regime de funcionamento dos sistemas micro-CHP tende a ser mais intenso. Adicionalmente, os picos de carga desse sistema coincidem com períodos em que os sistemas micro-CHP tendem a apresentar maiores factores de utilização (tal como veremos adiante).

Também no caso dos sistemas PV se pode constatar que o seu pico de produção tende a ocorrer em períodos em que o sistema eléctrico apresenta níveis de carga elevados. No caso concreto do Verão, tende mesmo a verificar-se uma coincidência entre o pico de produção dos sistemas PV e a ponta diária de carga do sistema.

A consideração destas correlações num processo de simulação de Monte Carlo não cronológico pode ser conseguida utilizando uma abordagem baseada em cenários. Essa abordagem consiste na definição de períodos anuais e diários (cenários) de tal modo que seja possível admitir (sem erro significativo) que as diferentes variáveis envolvidas são independentes.

Para cada cenário, será necessário definir o comportamento de cada uma das variáveis envolvidas no processo de simulação, nomeadamente a carga e a produção da microgeração e do sistema produtor convencional.

A produção disponibilizada pelos geradores do sistema produtor convencional é determinada utilizando a expressão 3.6. No caso concreto da microgeração, a produção num determinado cenário é influenciada pelo respectivo factor de utilização (FU) e pelas avarias a que estes sistemas podem estar sujeitos, ou seja:

$$C_{\mu G,i} = \sum_j F_{\mu G j,i} \times C_j \times FU_{j,i} \quad (3.15)$$

sendo: $C_{\mu G,i}$ a capacidade disponibilizada pela microgeração no cenário i ; $F_{\mu G j,i}$ o número de microgeradores sem avaria da tecnologia j no cenário i ; C_j a capacidade individual de cada microgerador da tecnologia j ; e $FU_{j,i}$ o factor de utilização da tecnologia j no cenário i .

Uma vez definidos os cenários e caracterizado o comportamento das diferentes variáveis em cada um destes, o processo de simulação Monte Carlo a utilizar é semelhante ao anteriormente descrito, embora se considerem agora os diferentes cenários. A figura 3.8 mostra o algoritmo para o processo de simulação referido.

O cálculo dos parâmetros $F_{j,i}$ e $FU_{j,i}$ a utilizar na expressão (3.15) é explicado nos pontos 3.3.2 e 3.3.3.

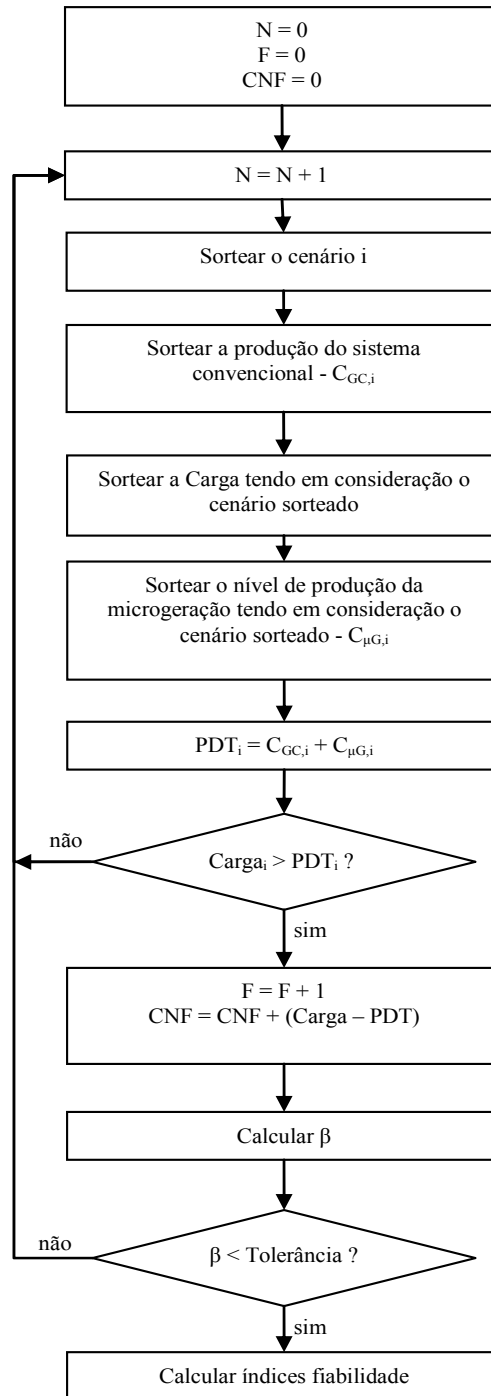


Figura 3.8 – Fluxograma de execução da simulação MC não cronológico cenarizado

3.3.2 Cálculo do número de microgeradores sem avaria

Admitindo que os sistemas de microgeração de uma determinada tecnologia têm igual probabilidade de funcionamento, o número de microgeradores que em cada iteração do processo de simulação de Monte Carlo estão funcionais ($F_{\mu G}$) é uma variável discreta aleatória com distribuição binomial:

$$F_{\mu G} \sim b(n, p) \quad (3.16)$$

onde: n representa o número total de microgeradores e p a probabilidade de funcionamento de cada gerador (igual ao valor complementar da respectiva indisponibilidade).

Numa determinada amostra da simulação, a probabilidade de g dos n sistemas estarem a funcionar é, então, determinada por:

$$P(F_{\mu G} = g) = {}^nC_g (1-f)^g (f)^{n-g} \quad (3.17)$$

sendo: f a indisponibilidade (FOR) dos microgeradores, suposta igual.

A figura 3.9 mostra a distribuição binomial para um conjunto de 300 sistemas de microgeração com $f = 20\%$.

O elevado número de microgeradores a considerar faz com que não seja prático utilizar o modelo binomial para determinar o valor $F_{\mu G}$. Nas situações em que se verifique que $nf \geq 5$ e $n(1-f) \geq 5$, a distribuição binomial pode ser aproximada por uma distribuição normal com valor médio ($E(F_{\mu G})$) e desvio padrão ($\sigma(F_{\mu G})$) dados por:

$$\begin{aligned} E(F_{\mu G}) &= n(1-f) \\ \sigma(F_{\mu G}) &= \sqrt{n(1-f)f} \end{aligned} \quad (3.18)$$

A figura 3.10 mostra, para o caso anterior, a aproximação normal à distribuição binomial, que tende a ser tanto mais rigorosa quanto maior for o número de sistemas de microgeração considerado.

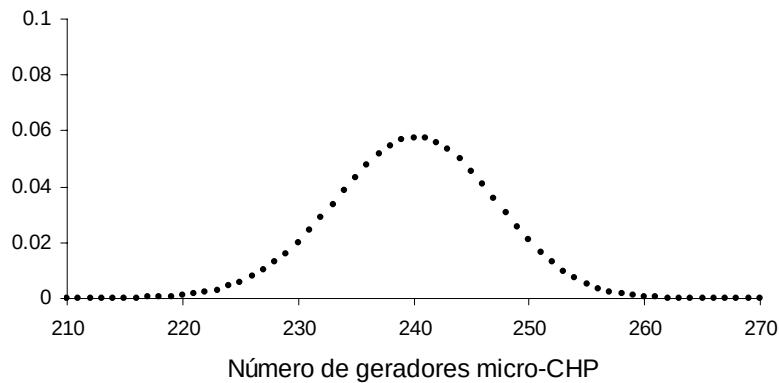


Figura 3.9 – Distribuição binomial para 300 sistemas de microgeração com $f = 20\%$

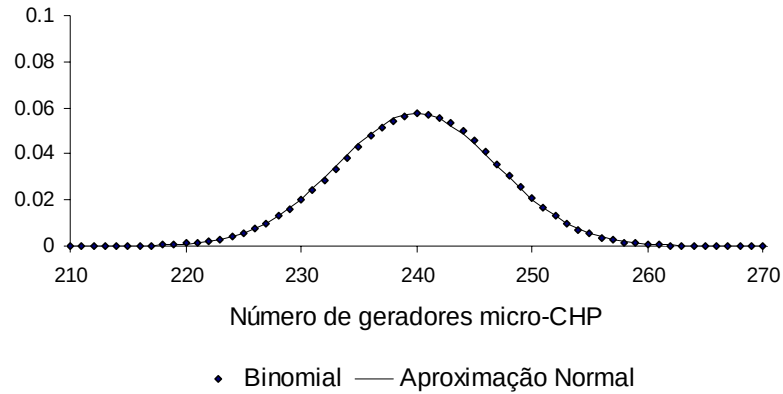


Figura 3.10 – Aproximação normal à distribuição binomial

Atendendo a que o número de sistemas de microgeração a considerar será elevado (pelo menos alguns milhares), a utilização da aproximação normal na determinação do número de sistemas sem avaria em cada amostra do processo de Monte Carlo é adequada. Consequentemente, em cada amostra deste processo, o número de sistemas de microgeração sem avaria pode ser determinado utilizando um gerador de números aleatórios com distribuição normal, ou seja:

$$F_{\mu G} = E(F_{\mu G}) + \sigma(F_{\mu G}) \times U_{normal} \quad (3.19)$$

sendo: U_{normal} um número aleatório sorteado através da utilização de um gerador de valores aleatórios com distribuição normal de média 0 e variância 1 (mais elementos sobre estes geradores podem ser encontrados em [92]).

Note-se que, devido à grande quantidade de microgeradores que tenderá a existir, o número mínimo destas unidades que em cada momento estará disponível é próximo do valor médio ($E(F_{\mu G})$). Efectivamente, para o caso apresentado na figura 3.10 (apenas com 300 geradores), existe uma probabilidade de 99,9% de que o número de microgeradores disponível seja igual ou superior a 219, ou seja, um valor 8,75% inferior ao valor médio (240 geradores). A proximidade entre o valor mínimo e o valor médio de microgeradores disponíveis aumenta à medida que aumenta o número de unidades. Por exemplo, para uma situação correspondente à existência de 50000 unidades de microgeração com $f=20\%$, existe uma probabilidade de 99,9% de que o número de microgeradores disponível seja igual ou superior a 39732, ou seja um valor 0,67% inferior ao valor médio (40000 geradores).

Este efeito, resultante do elevado número de sistemas de microgeração com reduzida capacidade, é importante no contexto da contribuição destes geradores para a segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos. Efectivamente, tomando como referência o exemplo anterior (correspondente aos 50000 geradores), e admitindo que cada gerador tem uma capacidade individual de 1 kW, existe uma probabilidade de 99,9% de que a capacidade disponibilizada seja de, pelo menos, 39,73 MW. Note-se que, se a mesma potência instalada (50 MW) for concentrada em 5 geradores com $f=20\%$, a probabilidade de se ter uma potência disponível igual ou superior aos 39,73 MW é de, sensivelmente, 74%. Ainda que os 5 geradores referidos apresentem uma indisponibilidade de $f=5\%$, a probabilidade de que a potência disponibilizada seja superior aos 39,73 MW é de, sensivelmente, 98%. Conclui-se, portanto, que a distribuição da capacidade de produção por um maior número de geradores favorece a segurança de abastecimento. Note-se, contudo, que a análise efectuada não

considerou o efeito produzido pelo factor de utilização das tecnologias de microgeração, o qual se discute em seguida.

3.3.3 Definição de cenários e dos factores de utilização

A definição dos cenários a utilizar no processo de simulação de Monte Carlo não cronológico é condicionada pelo comportamento do factor de utilização das tecnologias de microgeração e pelas correlações entre estes e entre estes e a carga. Consequentemente, a definição dos cenários e a modelização destes factores deve ser realizada conjuntamente. Um aspecto importante neste âmbito é que os cenários a definir devem ser, tanto quanto possível, harmonizados temporalmente, a fim de se evitar a sua excessiva multiplicação, a qual pode conduzir a longos tempos de simulação. Importa, essencialmente, definir cenários que permitam representar os períodos em que os sistemas de microgeração podem influenciar, de forma significativa, a capacidade de satisfação de carga.

O valor dos factores de utilização de cada tecnologia de microgeração em cada cenário é influenciado por vários aspectos, nomeadamente:

- A disponibilidade do recurso primário (regime de vento, radiação solar) no caso de sistemas micro-eólicos e PV;
- A necessidade de energia térmica no caso dos sistemas micro-CHP;
- Características e forma de operação das diferentes tecnologias de microgeração (nomeadamente os rendimentos e estratégias de controlo).

Não sendo prático determinar valores de factores de utilização individuais para os sistemas de microgeração, a definição dos mesmos deve permitir estimar o comportamento típico, em termos de capacidade, destes sistemas. Os pontos seguintes mostram uma potencial abordagem para definição dos cenários e factores de utilização, tendo como referência principal o caso particular do sistema eléctrico português. Naturalmente, esta análise pode ser adaptada a outros sistemas.

3.3.3.1 Sistemas micro-CHP

A operação dos sistemas micro-CHP está intrinsecamente ligada à necessidade de energia térmica a qual, por sua vez, é função (que pode ser complexa) das condições climatéricas, tipo e forma de construção das habitações, ocupação dos espaços e factores comportamentais das pessoas [104]. Consequentemente, a disponibilidade de um sistema micro-CHP para fornecer potência eléctrica num determinado período é condicionada pela circunstância desta unidade se encontrar ou não em funcionamento para produção de energia térmica. Esta probabilidade é ditada por diversos factores, nomeadamente a estação do ano e o período do dia (as rotinas diárias das pessoas condicionam a utilização dos sistemas micro-CHP). A probabilidade de, num determinado período, um sistema micro-CHP se encontrar em funcionamento é superior nos meses frios (Inverno) e, dentro destes, superior nas primeiras horas do dia e no período inicial da noite (por força da maior utilização de água quente ou da necessidade de aquecer espaços) [17]. Obviamente, diferentes famílias poderão ter diferentes estilos de vida com impactos no perfil individual de utilização dos sistemas de micro-CHP e, consequentemente,

no perfil conjunto de produção de electricidade nestes sistemas. Contudo, o elevado número de sistemas micro-CHP permitirá obter perfis típicos de utilização destes equipamentos.

As estratégias de controlo adoptadas para os sistemas de micro-CHP podem também influenciar a respectiva probabilidade de funcionamento num determinado período. Com efeito, estes sistemas podem ser controlados para que se obtenham determinados objectivos, nomeadamente no que se refere aos benefícios para os seus proprietários, operadores das redes eléctricas, fornecedores de energia ou outros agentes dos sistemas eléctricos [17][105]. As diferentes estratégias de controlo resultam, fundamentalmente, dos objectivos económicos que os investidores em micro-CHP pretendem atingir. A estratégia de controlo mais simples e mais comum consiste em utilizar estes sistemas para satisfazer as necessidades de energia térmica. Nesta estratégia, a produção eléctrica é determinada pela necessidade daquela energia e pela capacidade do sistema controlar a forma como é produzida (funcionamento “tudo ou nada” ou funcionamento com potência controlável).

Outra forma de controlo consiste em utilizar o sistema micro-CHP para seguir o consumo de energia eléctrica da instalação à qual pertence. Neste caso, o sistema é colocado a funcionar de forma a produzir a electricidade necessária para alimentar a instalação. Este modo de controlo pode ser adequado quando os preços da electricidade são elevados, eventualmente utilizando uma caldeira de aquecimento tradicional para produzir a energia térmica quando os preços da electricidade são baixos. Note-se que, neste modo de controlo, poderá ocorrer que o sistema funcione libertando para a atmosfera energia térmica, o que contradiz o princípio básico da produção combinada de calor e electricidade.

Uma estratégia de controlo de “custo mínimo” pode ser estabelecida com base nas duas anteriores ou seja, o controlo é efectuado de forma a minimizar o custo da energia para o detentor do sistema micro-CHP. Tal como se refere em [105], outras estratégias de controlo mais complexas têm sido investigadas e apresentadas na literatura envolvendo, por exemplo, a aplicação de lógica difusa [106].

O factor de utilização dos sistemas micro-CHP pode também variar em função da tecnologia adoptada (stirling, pilha de combustível, microturbina, etc.) e da respectiva potência e rendimento (fornecer, num determinado período, uma determinada quantidade de energia térmica, com sistemas de diferentes potências ou rendimentos, implica necessariamente diferentes factores de utilização) [104]. A informação disponível que permita o estabelecimento de factores de utilização típicos para sistemas de micro-CHP é praticamente inexistente. Em [17], são apresentados, para o caso do Reino Unido, perfis típicos de produção para sistemas com uma potência eléctrica instalada de 1,1 kW. Estes perfis foram obtidos após aplicação do factor de diversidade que tenta traduzir o funcionamento não simultâneo dos sistemas micro-CHP. Note-se que mesmo no Inverno a potência máxima simultânea de um sistema deste tipo é de 1,05 kW (95% da potência total instalada). Em [107] os autores apresentam perfis de produção para o caso português, mas apenas aplicáveis ao período de Inverno e de Verão. Estes perfis foram, de acordo com os seus autores, obtidos tendo em consideração factores de utilização típicos para tecnologias micro-CHP. A figura 3.11 mostra os perfis definidos em [17] e em [107].

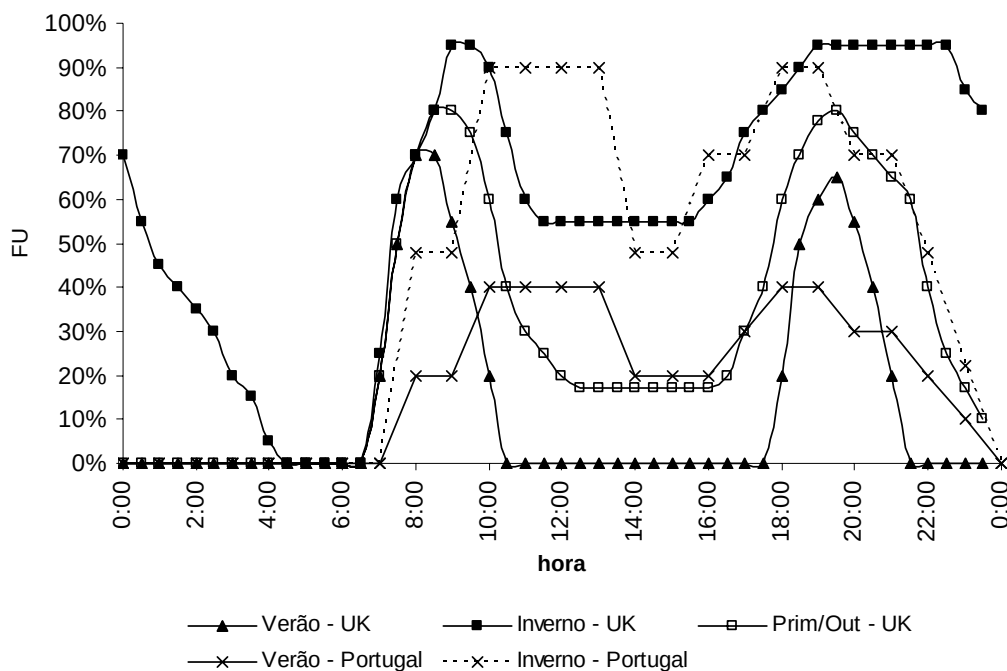


Figura 3.11 – Perfis para sistemas micro-CHP em Portugal e no Reino Unido

A comparação dos perfis permite perceber que existem diferenças significativas entre estes, em especial no que se refere ao Verão. Apesar das diferenças, a leitura destes perfis permite retirar duas conclusões importantes. A primeira está relacionada com a confirmação da dependência do factor de utilização relativamente ao período do ano e às horas do dia. A segunda é que num dia típico há períodos diários em que este factor é mais elevado, períodos em que este é reduzido e períodos em que assume valores intermédios.

Outro aspecto importante, que pode ser considerado na definição dos perfis de utilização para sistemas micro-CHP, prende-se com a relação entre esta utilização e a permanência das pessoas em casa. Efectivamente, no sistema eléctrico português, os consumidores domésticos são os principais responsáveis pela ponta de carga que, geralmente, se verifica ao final da tarde e início da noite, bem como pelas variações diárias no diagrama de carga. Note-se que a presença das pessoas nas suas casas conduz não só ao aumento do consumo de electricidade, mas também de energia térmica. Consequentemente, os sistemas micro-CHP tendem a apresentar um factor de utilização mais elevado em períodos coincidentes com os de maior carga do sistema eléctrico. Contudo, em sistemas de outros países esta situação pode não se verificar.

Face às considerações anteriores, e perante as limitações existentes, parece razoável a definição de 9 cenários para a caracterização do impacto dos sistemas micro-CHP na capacidade de cobertura do sistema eléctrico português, correspondentes à divisão do ano em três períodos anuais (Verão, Inverno, Primavera/Outono) e dos dias típicos de cada um desses períodos em três períodos diários. Os períodos anuais permitem repercutir as diferentes necessidades de energia térmica ao longo do ano e, consequentemente, o seu efeito sobre o factor de utilização dos sistemas micro-CHP. Os períodos diários permitem que, dentro de cada período anual, se efectue uma discriminação do factor de utilização em função da hora do dia, de forma a repercutir as rotinas diárias das pessoas e a consequente utilização dos sistemas micro-CHP. Obviamente que a definição de um maior número de períodos diários (e anuais) tenderá a permitir obter uma melhor caracterização do comportamento do factor de

utilização. Contudo, a insuficiente informação disponível e as incertezas inerentes não favorecem uma tal caracterização.

A tabela 3.1 mostra os cenários considerados no estudo do impacto da micro-CHP na capacidade de cobertura. A tabela 3.2 e as figuras 3.12 e 3.13 mostram os valores do factor de utilização adoptados para cada cenário. Estes valores foram definidos, perante a ausência de melhor informação, com base nos perfis apresentados em [17] e em [107]. Os valores do factor de utilização foram, neste caso, considerados constantes em cada cenário. Contudo, se tal for mais adequado, poderão ser utilizadas distribuições de probabilidade adequadas (tal como adiante se mostra para os casos dos sistemas PV e micro-eólicos).

Naturalmente, o assunto dos factores de utilização deve ser estudado de forma mais exaustiva no futuro. Os perfis típicos de utilização de sistemas de aquecimento central tradicional (baseados em caldeiras convencionais) poderão ser uma mais valia para a definição destes perfis. Não é, contudo, objectivo deste trabalho definir de forma exaustiva tais perfis, pelo que se utilizam os apresentados, os quais são adequados no contexto dos objectivos que se pretendem atingir com este trabalho. Note-se que os períodos anuais utilizados foram determinados tendo em consideração os valores médios das temperaturas, máxima e mínima, em algumas localizações geográficas de Portugal Continental. Consequentemente, os períodos definidos não coincidem de forma rigorosa com as estações do ano determinadas pelos solstícios e pelos equinócios. Assim, para efeitos dos estudos aqui efectuados os períodos anuais considerados são os apresentados na tabela 3.3.

Tabela 3.1 – Cenários para avaliação do impacto da micro-CHP na capacidade de cobertura

Período anual		Período diário		
		FU elevado	FU médio	FU reduzido
		09,30h - 13,30h 17,00h - 20,00h	07,30h - 09,30h 13,30h - 17,00h 20,00h - 23,00h	23,00h - 24,00 h 00,00h - 07,30 h
		Verão P1	Verão P2	Verão P3
	Verão	Verão P1	Verão P2	Verão P3
	Inverno	Inverno P1	Inverno P2	Inverno P3
	Primavera/Outono	Prim/Out P1	Prim/Out P2	Prim/Out P3

Tabela 3.2 - Valor dos factores de utilização adoptados para a micro-CHP

Período anual		Período diário		
		P1	P2	P3
	Prim/Out	50%	20%	10%
	Verão	40%	20%	0%
	Inverno	90%	50%	25%

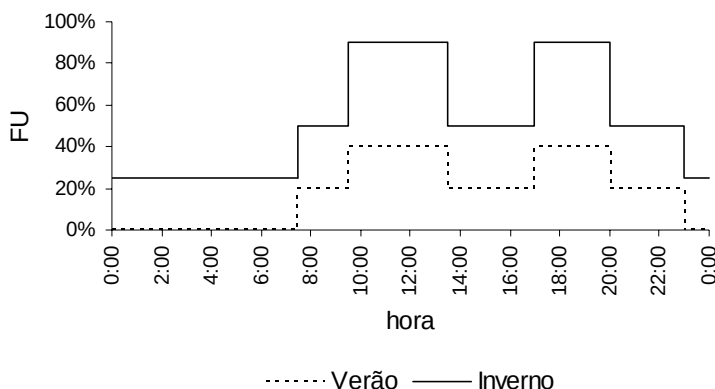


Figura 3.12 – Factor de utilização para os sistemas micro-CHP no Verão e Inverno

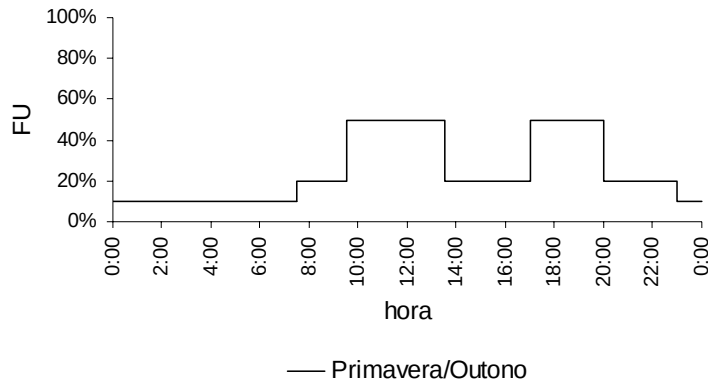


Figura 3.13 – Factor de utilização para os sistemas micro-CHP na Primavera e Outono

Tabela 3.3 – Períodos anuais utilizados para a micro-CHP

Período anual	Primavera	Março; Abril; Maio;
	Verão	Junho, Julho, Agosto
	Outono	Setembro, Outubro, Novembro
	Inverno	Janeiro, Fevereiro, Dezembro

3.3.3.2 Sistemas fotovoltaicos

O factor de utilização de um gerador PV num determinado período é influenciado pela disponibilidade da energia primária e pelas características do gerador e respectivas condições de instalação (ângulo de inclinação com a horizontal e a orientação dos painéis PV). A energia primária que atinge um gerador PV pode ser tratada, de acordo com a terminologia mais aceite, em termos de irradiância ou de irradiação. Por definição, irradiância é a potência por unidade de área, expressa em W/m^2 , enquanto que a irradiação representa a quantidade de energia por unidade de área, sendo expressa em Wh/m^2 (ou em J/m^2). Sendo conhecida a irradiância que incide na superfície de um gerador PV, a potência produzida por este, expressa em W, pode ser obtida por:

$$P_{PV} = I \times A \times \eta = \frac{\eta \times I \times P_p}{v} \quad (3.20)$$

sendo: I a irradiância que incide na superfície do gerador PV (W/m^2); A a superfície do gerador (m^2); η o rendimento do gerador PV (incluindo as perdas nos sistemas de interface que permitem a sua ligação à rede eléctrica), v a relação entre a potência máxima do gerador PV e a área que este ocupa (W/m^2), e P_p a potência máxima do gerador PV (W).

Com base na expressão (3.20) pode definir-se o factor de utilização para um gerador PV:

$$FU_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_p} = \frac{\eta \times I}{v} \quad (3.21)$$

A expressão (3.21) mostra que este factor é influenciado por parâmetros que tendem a variar de acordo com o tipo de equipamento utilizado na implementação do gerador PV (tipo de painéis PV e respectiva interface com a rede), com as condições de instalação (orientação dos painéis e inclinação relativamente à horizontal) e mesmo com a localização geográfica do gerador. Naturalmente, do ponto de vista em que nos encontramos, não é possível avaliar cada

uma das potenciais combinações destes factores, nomeadamente no que se refere aos valores de v e de η . Por conseguinte, importa definir parâmetros típicos que permitam obter valores característicos para o factor de utilização. Admitindo um gerador PV típico (no qual os valores de η e de v são fixos) teremos que:

$$FU_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_p} = k \times I \quad (3.22)$$

onde: $k = \eta / v$ é um valor constante definido com base nas características do gerador PV típico.

Nestas condições, o factor de utilização dos geradores fotovoltaicos transforma-se numa função do valor da irradiância que incide nos painéis PV. Este valor, por sua vez, é influenciado por factores como: a geometria da Terra e os seus movimentos de rotação e de translação; a localização geográfica e as características do terreno (elevação, sombras, etc.) onde o gerador é instalado; as características da instalação dos painéis PV (inclinação e orientação da superfície); e a atenuação produzida pela atmosfera nomeadamente devido a gases (moléculas de ar, ozono, CO₂ e O₂), partículas sólidas e líquidas (por exemplo os aerossóis) e pelas nuvens.

O projecto Europeu “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” [108] permite obter informação sobre os valores de irradiância global para Portugal (e outras localizações geográficas) tendo em consideração os factores referidos. Por irradiância global entende-se a soma das contribuições resultantes de três componentes, a saber: i) a irradiância directa (radiação que atinge directamente a superfície); ii) a irradiância difusa (radiação que não atinge a superfície de forma directa); iii) e a irradiância reflectida (a radiação que atinge a superfície após reflexão no solo). Os valores fornecidos são estimados para períodos de 15 minutos de um dia típico de cada mês.

Estes valores de irradiância podem ser obtidos para superfícies com diferentes ângulos de inclinação com a horizontal, bem como para diferentes orientações (Norte, Sul, Este, Oeste, etc.) e para múltiplas localizações geográficas. Naturalmente, a utilização de valores de irradiância para todas as localizações geográficas do país e para todas as potenciais formas de instalação dos painéis PV não é prática. Consequentemente, utilizou-se informação relativa à irradiância de oito localizações (figura 3.14) que se admitem como adequadas para modelizar a variação geográfica da irradiância.

Uma vez que a irradiância incidente num gerador PV é função da inclinação deste relativamente à horizontal, e que o valor óptimo desta varia ao longo do ano, foi também necessário definir um valor típico de inclinação a considerar na determinação dos perfis típicos de irradiância. Para o efeito, recolheu-se informação sobre a inclinação óptima dos geradores PV ao longo dos meses do ano e para os pontos geográficos anteriormente referidos. Esta informação, sintetizada na tabela 3.4, permite concluir que, para um gerador PV estático, o valor médio para o ângulo de inclinação óptimo a adoptar em Portugal é de 35°. Considera-se ainda que os geradores PV são instalados voltados a Sul de forma a otimizar a produção de energia eléctrica.



Figura 3.14 – Localizações geográficas para determinação dos perfis típicos de irradiância solar

Tabela 3.4 – Inclinação óptima, em graus, para painéis PV voltados a Sul (fonte: [108])

	Bragança	Porto	Viseu	Coimbra	Portalegre	Lisboa	Beja	Faro
Janeiro	64	65	64	64	63	63	63	62
Fevereiro	56	57	56	56	55	54	55	54
Março	45	45	44	44	43	42	42	41
Abril	28	28	27	27	26	26	25	24
Maio	14	16	13	15	12	14	13	12
Junho	8	7	7	6	4	5	4	3
Julho	12	11	11	10	9	9	8	7
Agosto	24	23	22	22	21	21	20	19
Setembro	39	39	38	38	37	37	36	35
Outubro	51	52	51	51	51	50	50	50
Novembro	62	63	61	62	61	61	61	60
Dezembro	66	67	66	66	65	65	65	64
Ano	35	37	34	36	35	35	34	34

Com base nos pressupostos anteriores, obtiveram-se os valores de irradiância global para as oito localizações geográficas anteriormente referidas. A figura 3.15 mostra graficamente os perfis de irradiância obtidos para as oito localizações, para os meses de Janeiro, Abril, Julho e Novembro. Os restantes perfis encontram-se no Anexo A.

Os perfis obtidos permitem verificar que a irradiância tem um comportamento sazonal, quer no que se refere à intensidade, quer no número de horas diárias com luz solar. Adicionalmente, a irradiância varia ao longo das horas do dia e, em menor escala, em função da localização geográfica. Obviamente que os factores que influenciam a irradiância solar influenciam também a potência que, num determinado momento, é produzida pelos geradores PV.

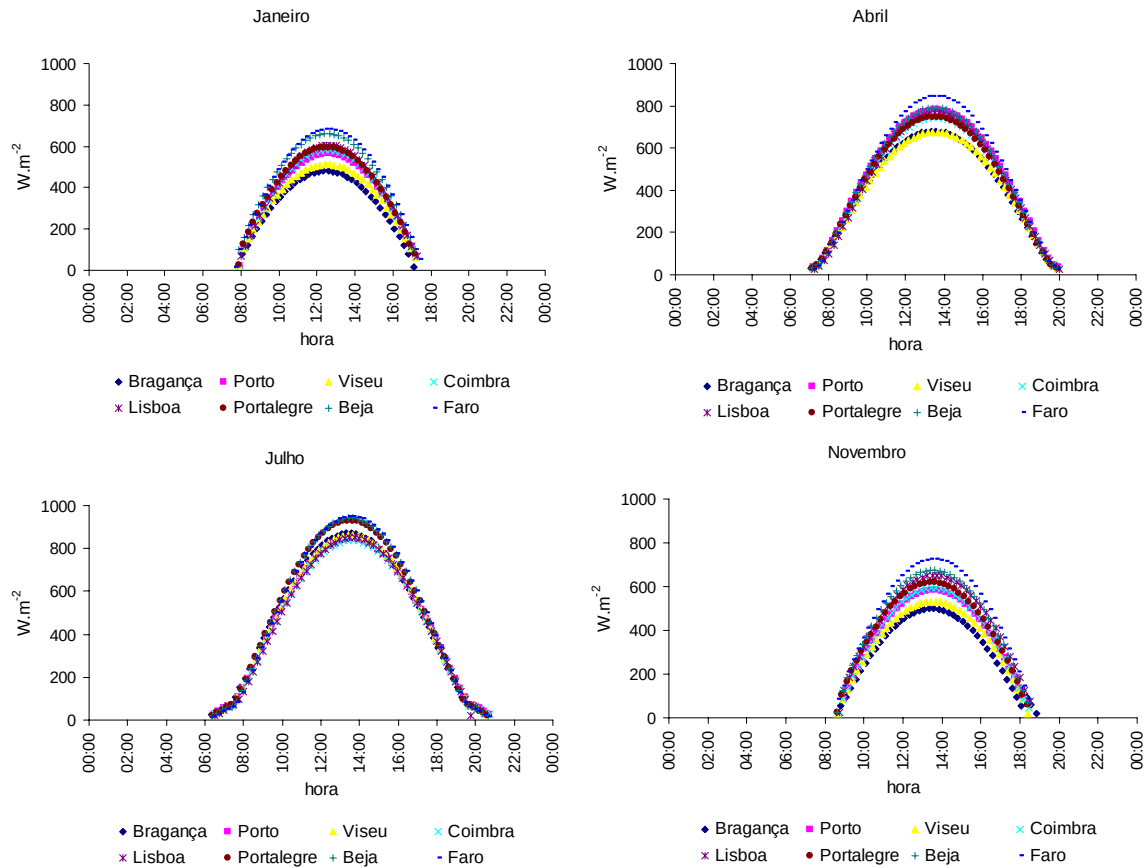


Figura 3.15 – Perfis de irradiância solar

A avaliação da contribuição dos geradores PV para a capacidade de cobertura, deverá incorporar os factores que influenciam o comportamento da irradiância solar e, consequentemente, da produção PV. Para o efeito, procedeu-se, tal como no caso da micro-CHP, à definição de cenários capazes de representar o comportamento da irradiância ao longo do ano e ao longo das horas do dia.

A incorporação da influência produzida pela localização geográfica dos geradores PV foi efectuada através da inclusão dos valores de irradiância para as oito localizações anteriormente referidas. Neste processo admite-se que os geradores PV se distribuem de modo relativamente uniforme ao longo de todo o território nacional.

Os períodos anuais a definir deverão coincidir com aqueles determinados para o caso dos sistemas micro-CHP, a fim de se evitar a multiplicação de cenários e as consequentes dificuldades relacionadas com os tempos de simulação aquando da aplicação do método de Monte Carlo. Já no que se refere aos períodos diários, a aplicação dos períodos definidos para os sistemas micro-CHP, de forma directa, revela-se inadequada. A figura 3.16 mostra esta inadequação, tomando como referência os perfis de irradiância aplicáveis a Viseu em quatro meses do ano. Note-se, por exemplo, o caso concreto do período *P2* definido para os sistemas micro-CHP, no qual se englobam os períodos horários entre as 7,30h e as 9,30h, as 13,30h e as 17h e entre as 20h e as 23 h. Facilmente se compreende que o factor de utilização para estes três períodos temporais não está dentro da mesma gama de valores.

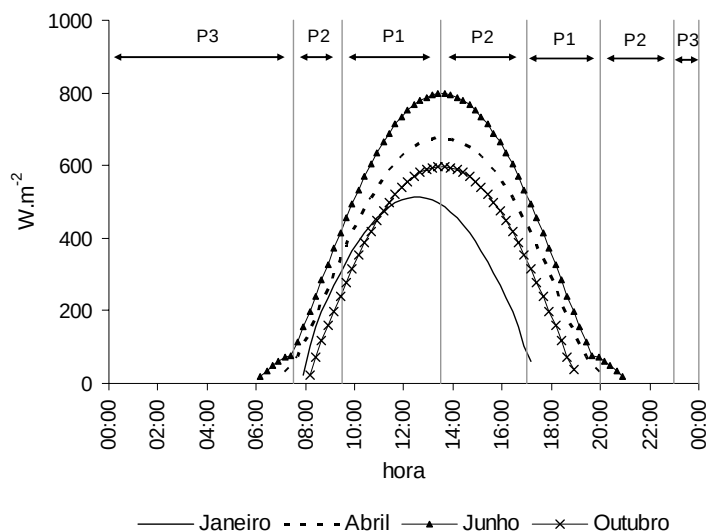


Figura 3.16 – Inadequação dos períodos diários definidos para a micro-CHP ao caso PV

Apesar dos períodos diários definidos para a micro-CHP não poderem ser aplicados directamente ao caso PV, a sua adaptação é relativamente fácil. Com efeito, o desdobramento dos períodos *P1* e *P2* definidos para a micro-CHP permite obter um conjunto de perfis adequado ao caso PV. Consequentemente, para os geradores PV são definidos 24 cenários distintos correspondentes a quatro períodos anuais e a 6 períodos diários tal como se ilustra na tabela 3.5 e figura 3.17. Note-se que o período anual Primavera/Outono, definido para o caso dos sistemas micro-CHP, foi também subdividido em dois períodos. A tabela 3.6 permite efectuar a conversão dos 9 cenários definidos para os sistemas micro-CHP no conjunto de 24 cenários agora definidos para os geradores PV.

Tabela 3.5 – Cenários a aplicar aos geradores PV

		Período do dia					
		07,30h - 09,30h	09,30h - 13,30h	13,30h - 17,00h	17,00h - 20,00h	20,00h - 23,00h	23,00h - 24,00 00:00h - 07:30h
Período do ano	Primavera	Primavera - P1	Primavera - P2	Primavera - P3	Primavera - P4	Primavera - P5	Primavera - P6
	Verão	Verão - P1	Verão - P2	Verão - P3	Verão - P4	Verão - P5	Verão - P6
	Outono	Outono - P1	Outono - P2	Outono - P3	Outono - P4	Outono - P5	Outono - P6
	Inverno	Inverno - P1	Inverno - P2	Inverno - P3	Inverno - P4	Inverno - P5	Inverno - P6

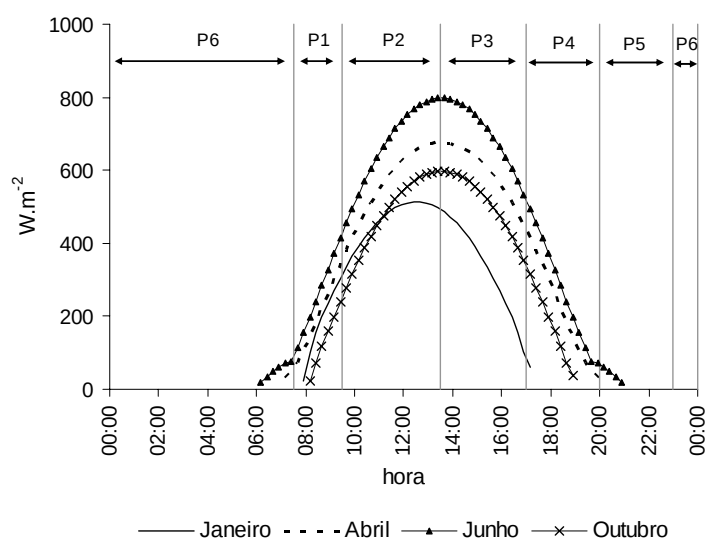


Figura 3.17 – Períodos diários a aplicar aos geradores PV

Tabela 3.6 – Conversão dos cenários a aplicar aos sistemas micro-CHP

		Período do dia					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6
Período do ano	Primavera	Primavera - P2	Primavera - P1	Primavera - P2	Primavera - P1	Primavera - P2	Primavera - P3
	Verão	Verão - P2	Verão - P1	Verão - P2	Verão - P1	Verão - P2	Verão - P3
	Outono	Outono - P2	Outono - P1	Outono - P2	Outono - P1	Outono - P2	Outono - P3
	Inverno	Inverno - P2	Inverno - P1	Inverno - P2	Inverno - P1	Inverno - P2	Inverno - P3

Uma vez definidos os cenários, importa definir o factor de utilização aplicável a cada um destes. O comportamento temporal e espacial da irradiância, discutidos anteriormente, impõem que os factores de utilização em cada cenário não sejam valores constantes.

A informação sobre a irradiância das oito localizações geográficas anteriormente referidas pode ser utilizada para se obterem os valores que caracterizam o factor de utilização dos geradores PV em cada cenário. A obtenção destes valores, através da expressão (3.21), impõe ainda, como se mostra na figura 3.18, o conhecimento sobre o rendimento típico dos geradores PV e da relação típica entre o valor da respectiva potência de pico e a área que ocupa. Neste estudo admitiu-se $\eta = 10\%$ (incluindo já o rendimento dos sistemas adicionais associados à interface entre um gerador PV e a rede eléctrica, nomeadamente o inversor) e $v = 100 \text{ W/m}^2$.

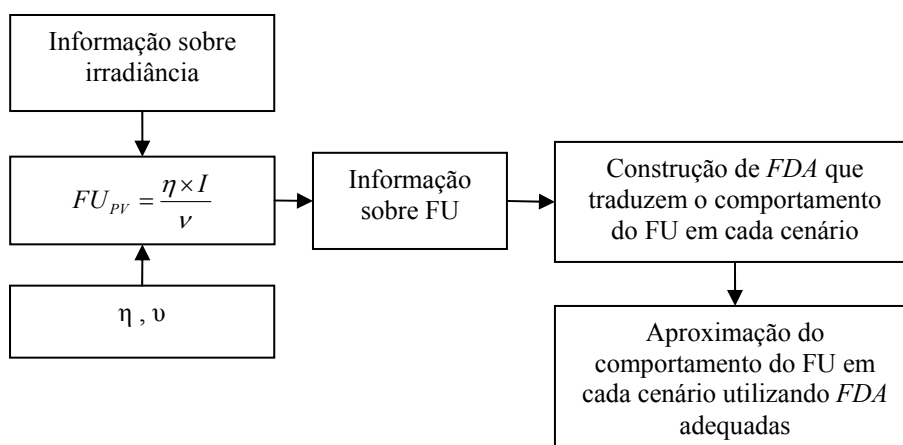


Figura 3.18 – Obtenção do comportamento do factor de utilização dos geradores PV em cada cenário

A figura 3.19 mostra dois exemplos de obtenção das FDA, neste caso correspondentes a distribuições uniformes, que caracterizam o comportamento do factor de utilização para os geradores PV em dois dos cenários anteriormente referidos.

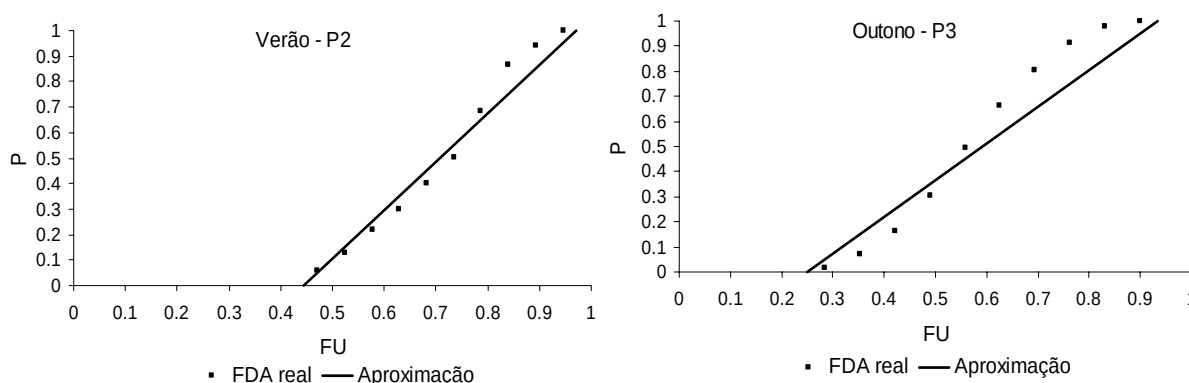


Figura 3.19 – FDA para sorteio do factor de utilização dos geradores PV em dois cenários

As *FDA* obtidas para cada cenário permitem, em cada iteração do processo de simulação, sortear o valor do factor de utilização a utilizar na expressão (3.15). Para o efeito recorre-se, ao teorema da transformada inversa [92], tal como descrito no ponto 3.2.

3.3.3.3 Sistemas micro-eólicos

A definição dos cenários a utilizar na avaliação da contribuição dos geradores micro-eólicos para a capacidade de cobertura envolve, por um lado, o conhecimento dos regimes de vento (a velocidade) a que estes geradores podem estar sujeitos e, por outro, as características dos geradores utilizados, nomeadamente no que se refere à conversão da energia do vento em potência eléctrica.

A velocidade do vento é uma variável aleatória estocástica com variação não apenas no tempo mas também no espaço (região geográfica). A figura 3.20 mostra, para três localizações em Portugal (Porto, Lisboa e Faro), séries de vento com discretização horária obtidas em 2007 a uma altitude de 10 metros [109].

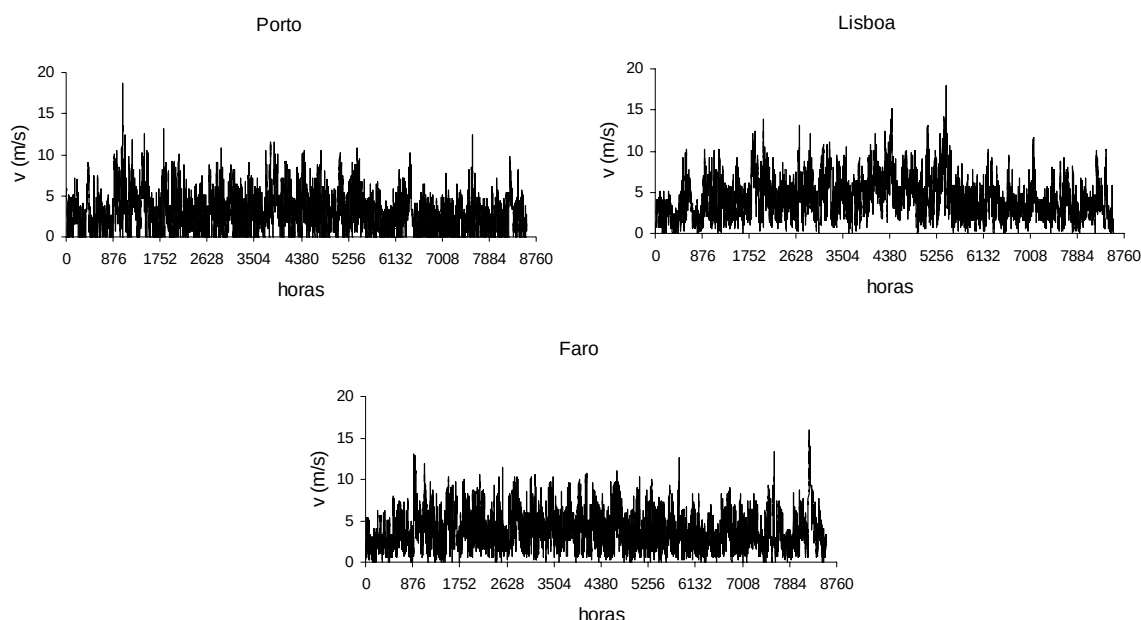


Figura 3.20 – Séries de vento para Porto, Lisboa e Faro (fonte: [109])

Atendendo a que os sistemas micro-eólicos tenderão a ser disseminados ao longo do território nacional, a contribuição global destes geradores para a capacidade de cobertura será influenciada pelo regime de vento em várias localizações geográficas. Estes regimes de vento podem apresentar maiores ou menores correlações em função da proximidade geográfica dos locais a que dizem respeito. Neste estudo admite-se que os três perfis anteriores são representativos da região Norte, Centro e Sul de Portugal e que não existe correlação significativa entre as velocidades do vento destas localizações geográficas (ou seja, admite-se independência entre as velocidades do vento destas localizações). Note-se que este pressuposto poderia facilmente ser ignorado, não condicionando a abordagem.

A potência eléctrica produzida por um determinado sistema micro-eólico, localizado numa das três regiões anteriormente definidas, será função do regime de vento dessa região e das características do sistema, nomeadamente da curva de potência do gerador eólico e do

rendimento do respectivo sistema de ligação à rede eléctrica. A curva de potência de um gerador micro-eólico relaciona a potência eléctrica produzida com a velocidade do vento e difere entre diferentes turbinas eólicas. A figura 3.21 mostra, para diversas microturbinas eólicas, a relação entre a potência produzida por estas unidades, expressa em percentagem da potência nominal, e a velocidade do vento.

Facilmente se compreende que não é possível, nem prático, avaliar a contribuição dos microgeradores eólicos para a capacidade de cobertura, tendo em consideração cada tipo específico de microturbina que pode ser instalado. Consequentemente, neste estudo, adoptou-se uma curva de potência admitida como típica, a qual será representativa de todos os sistemas micro-eólicos. A curva adoptada corresponde à da microturbina de 7,5 kW da Bergey, apresentada na figura 3.22 e aproximada analiticamente pela expressão (3.23).

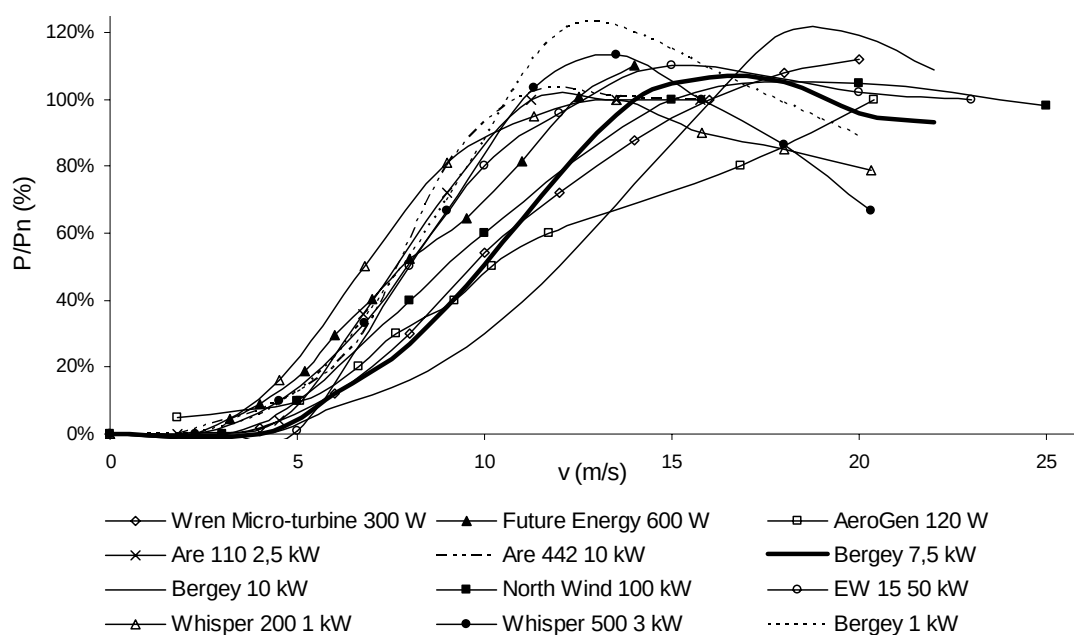


Figura 3.21 – Curvas de potência para diferentes microturbinas eólicas

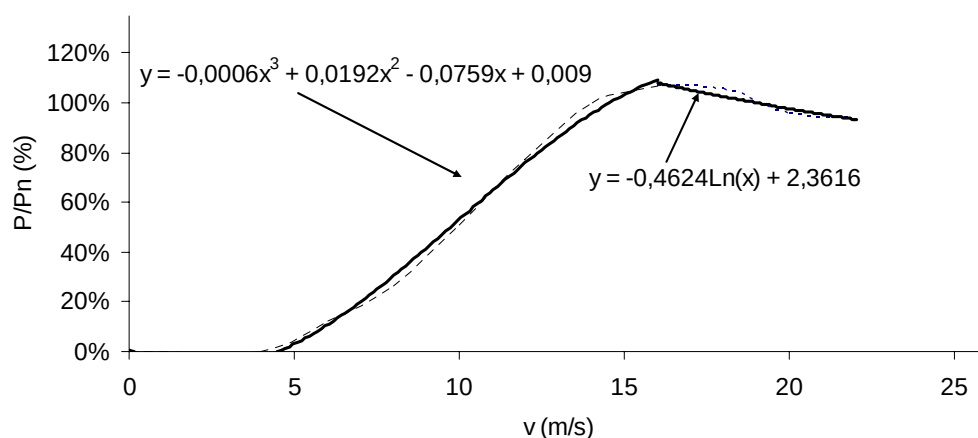


Figura 3.22 – Curva de potência típica adoptada para os geradores micro-eólicos

$$\frac{P}{P_n}(\%) = \begin{cases} 0 & \text{se } v \leq 4,5 \text{ m/s} \\ -0,0006v^3 + 0,0192v^2 - 0,0759v + 0,009 & \text{se } 4,5 < v \leq 14 \text{ m/s} \\ -0,4624 \ln(v) + 2,3616 & \text{se } 14 < v \leq 22 \text{ m/s} \end{cases} \quad (3.23)$$

A expressão (3.23) permite obter o factor de utilização dos sistemas micro-eólicos em função da velocidade do vento e considerando que o rendimento do sistema de ligação é igual a 100%. Esta expressão pode, portanto, ser utilizada para determinar, separadamente, os factores de utilização para os geradores micro-eólicos localizados em cada região geográfica anteriormente definida. Contudo, admitindo que estes sistemas de microgeração se distribuem uniformemente por todo o espaço geográfico, os valores individuais dos factores de utilização podem ser substituídos por valores globais, aplicáveis aos geradores micro-eólicos independentemente da sua localização.

A obtenção dos factores de utilização globais pode ser conseguida cruzando as séries de vento anteriormente apresentadas com a curva de potência típica adoptada para os microgeradores. Este cruzamento permite obter, para cada série de vento individual, a respectiva série de valores dos factores de utilização. Uma vez obtidas as três séries destes factores, e admitindo a distribuição uniforme dos sistemas micro-eólicos no espaço geográfico, pode obter-se uma série única correspondente à média aritmética dos factores obtidos em cada série individual.

A série de factores de utilização obtida pode ser utilizada para, com recurso a técnicas de contagem estatística, definir *FDA* para cada um dos 24 cenários anteriormente definidos. Estas *FDA* podem, em seguida, ser aproximadas por *FDA* adequadas, neste caso correspondentes a distribuições de probabilidade exponenciais, tal como se ilustra na figura 3.23 para o caso de dois dos cenários.

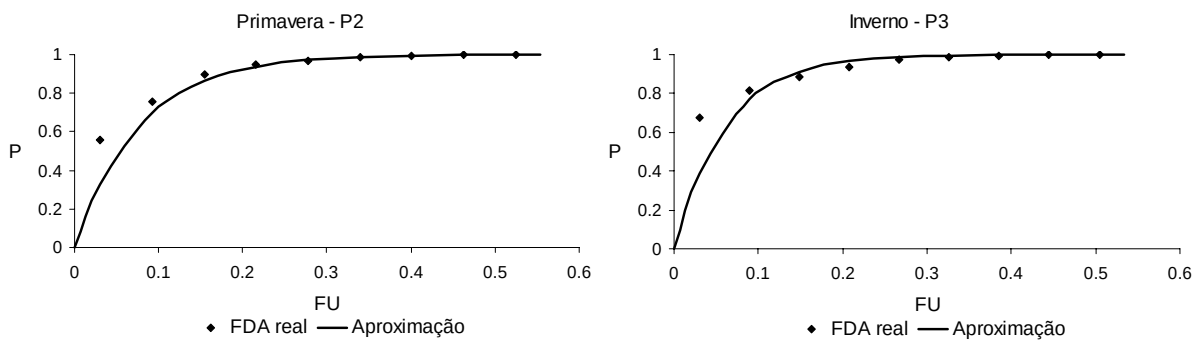


Figura 3.23 – *FDA* para sorteio do FU dos geradores micro-eólicos em dois cenários

As *FDA* definidas são, como já foi referido, utilizadas para sortear o valor do factor de utilização a utilizar na expressão (3.15) recorrendo, uma vez mais, ao teorema da transformada inversa. Neste caso, atendendo a que as *FDA* correspondem a distribuições exponenciais, o sorteio é efectuado utilizando a seguinte expressão [92]:

$$FC_{Eol} = -\lambda \times \ln(U) \quad (3.24)$$

sendo: λ o valor médio da distribuição exponencial e U um valor aleatório com distribuição uniforme pertencente ao intervalo $[0,1]$.

3.3.3.4 Carga

Uma vez definidos os cenários a utilizar no Monte Carlo, importa perceber como se comporta a carga em cada um destes. Para o efeito, a informação contida nos diagramas cronológicos de carga pode ser usada com vista à definição de *FDA* que caracterizem o seu comportamento em cada um dos cenários. A figura 3.24 mostra, para dois cenários e tendo em consideração os diagramas de carga do sistema eléctrico português, as *FDA* reais obtidas, bem como as respectivas aproximações com recurso a *FDA* de distribuições uniformes.

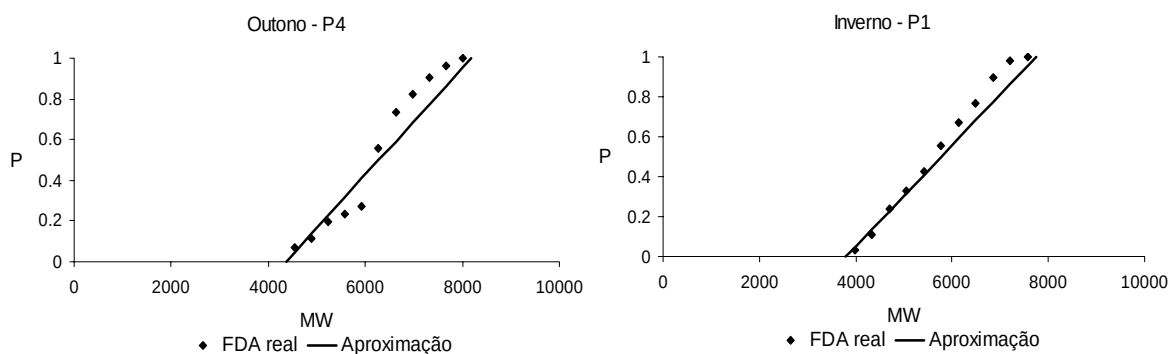


Figura 3.24 – *FDA* para sorteio da carga em dois cenários

O sorteio do valor da carga em cada amostra do processo de simulação MC pode ser obtido, utilizando o teorema da transformada inversa, pelo processo anteriormente descrito.

Com este modelo fica completa a abordagem que permite a execução do processo de simulação de Monte Carlo não cronológico utilizando o algoritmo descrito na figura 3.8.

3.4 Crédito de capacidade (CC)

Frequentemente, a contribuição de um sistema de produção para a segurança de abastecimento é medida em termos de crédito de capacidade (CC). Ao longo dos últimos anos, várias metodologias têm sido propostas para quantificar o CC de um gerador, nomeadamente no âmbito da energia eólica [110-114]. Uma abordagem frequentemente utilizada e, geralmente, bem aceite, é o conceito de capacidade efectiva para satisfação da carga, geralmente designado por *ELCC* (“Effective Load Carrying Capability”) [115-116]. O *ELCC* mede o CC a atribuir a um determinado gerador, tendo em consideração o impacto deste sobre a fiabilidade do sistema [114-115]. Por outras palavras, o CC a atribuir é determinado com base numa das várias métricas frequentemente utilizadas para medir a fiabilidade do sistema produtor (*LOLP*, *LOLE*, *EPNS*, *EENS*, etc.). Este facto faz com que a definição do CC com base na abordagem *ELCC* permita distinguir geradores com diferentes características (capacidade, fiabilidade, regimes de operação, etc.) [110-114].

Na prática, diversas alternativas para cálculo do *ELCC* têm vindo a ser propostas. Algumas utilizam um modelo de fiabilidade do sistema para determinar o acréscimo de carga que este pode acomodar, após a adição de um novo gerador, mantendo a fiabilidade inalterada (geralmente medida com o *LOLP* ou o *LOLE*) [117-118]. Outras determinam o *ELCC* como sendo a capacidade de um gerador de referência que, sendo adicionada ao sistema, faz com que este apresente a mesma fiabilidade que a obtida com a adição da capacidade cujo CC se pretende avaliar. Nesta abordagem, determina-se a fiabilidade do sistema após inserção da

nova capacidade de geração. Em seguida, retira-se esta capacidade e adiciona-se, gradualmente, a capacidade do gerador de referência até que se atinja o nível de fiabilidade anterior. O valor do *ELCC* será o correspondente à capacidade do gerador de referência adicionada. Nos primórdios desta abordagem, o gerador de referência adoptado era ideal ($FOR = 0$) [112]. Contudo, vários autores têm preferido a utilização de uma unidade de referência real [111][114-115]. Outra alternativa para determinação do *ELCC* consiste em, após adicionada a nova capacidade, retirar geração convencional até que se obtenha a fiabilidade prévia à adição da nova capacidade [106][110][113][119]. Em [106], por exemplo, o *CC* de uma central eólica é definido como o quociente entre a capacidade térmica do sistema de produção convencional que deixa de ser necessário ter (do ponto de vista da fiabilidade), e a capacidade total instalada da central eólica, garantindo um determinado nível de fiabilidade. Note-se que estas diferentes abordagens podem levar a diferentes valores para o *ELCC*, nomeadamente devido ao facto do risco de perda de carga não ser uma função linear nem da carga nem da capacidade de produção instalada.

Neste trabalho, para quantificação do *CC* a atribuir às microredes e à microgeração, adoptou-se a abordagem apresentada na figura 3.25. A determinação dos sucessivos valores do *LOLE* do sistema, necessários à determinação do *CC*, é efectuada utilizando a simulação de Monte Carlo não cronológica cenarizada apresentada nos pontos anteriores.

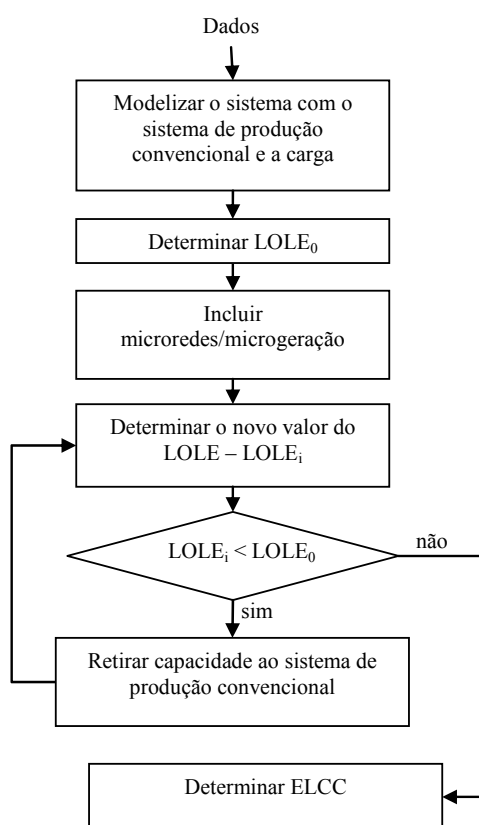


Figura 3.25 – Fluxograma para determinação do *CC* para microredes e microgeração

O *CC* obtido por esta abordagem pode ser apresentado em termos absolutos (MW) ou em termos relativos (%). O valor em termos absolutos representa a capacidade do sistema de produção convencional que pode ser retirada (mantendo o *LOLE* do sistema constante), após adição da microgeração/microredes cujo *CC* se pretende avaliar. O *CC* relativo corresponde

ao quociente entre o absoluto (MW) e a potência total instalada em sistemas de microgeração/microredes.

Note-se que o *CC* obtido por uma qualquer tecnologia de microgeração adicionada a um sistema eléctrico é condicionado por dois factores: i) o valor da energia que esta tecnologia produz; ii) e a coincidência entre a produção e os períodos em que o sistema apresenta maior carga. A divisão do *CC* efectivo obtido pelas tecnologias de microgeração pelo respectivo factor de utilização médio anual, permite suprimir a primeira influência, realçando o efeito da segunda sobre o *CC* obtido. Este *CC* ajustado à energia possibilita, portanto, a comparação entre tecnologias, admitindo que todas injectam a mesma energia na rede eléctrica, embora em períodos distintos (de acordo com os respectivos perfis de produção típicos). As conclusões mais importantes que podem ser extraídas deste *CC* ajustado à energia estão relacionadas com: i) a maior ou menor propensão das tecnologias de microgeração para injectarem energia nos períodos mais úteis do ponto de vista da segurança de abastecimento; ii) com a influência benéfica do uso de múltiplas unidades pequenas em vez de unidades de grande dimensão com a mesma potência.

3.5 Influência das perdas evitadas e das redes eléctricas

A localização dos sistemas de microgeração junto das cargas permite, por um lado, evitar perdas eléctricas nas redes a montante da sua localização e, por outro, que a sua contribuição para a satisfação dos consumos não seja influenciada por essas redes.

A redução de perdas pode ser encarada como um valor adicional de produção eléctrica por parte dos sistemas de microgeração. Por conseguinte, a capacidade disponibilizada por um determinado conjunto de microgeradores da tecnologia *j* num determinado cenário *i* tende a ser superior ao valor apresentado na expressão (3.15). A capacidade adicional a considerar pode ser estimada utilizando os factores de perdas definidos para quantificar o valor das perdas evitadas, assunto tratado no capítulo 4.

No que concerne à influência das redes eléctricas, é relevante constatar que a contribuição dos microgeradores para a satisfação dos consumos não é influenciada pelas limitações de capacidade (e respectiva fiabilidade) das redes de transporte e de distribuição em AT e MT. Note-se que a contribuição dos geradores convencionais é influenciada por estes factores [84][92][251-255]. Por outras palavras, a existência de suficiente capacidade de produção no sistema produtor convencional não assegura, só por si, uma adequada segurança de abastecimento. Efectivamente, as limitações de capacidade para transmissão da energia produzida (e as contingências na rede de transporte) condicionam a contribuição destes geradores para a satisfação dos consumos.

A metodologia proposta para determinar o *CC* a atribuir à microgeração e às microredes omite o facto da contribuição destas entidades para a segurança de abastecimento não ser influenciada pelas redes de transporte e distribuição em AT e MT. Consequentemente, a metodologia atribui um *CC* a estas entidades que tende a ser um minorante do valor real.

3.6 Aplicação da metodologia

A metodologia apresentada nos pontos anteriores foi aplicada a um sistema eléctrico com a dimensão, em termos de carga, do sistema português. Esta aplicação visa a obtenção de conclusões qualitativas e quantitativas relativamente ao impacto das microredes e da microgeração sobre a capacidade de cobertura de um sistema eléctrico de dimensão real. Contudo, várias simplificações ao sistema real, admitidas como razoáveis, foram efectuadas, nomeadamente no que se refere às características do sistema produtor centralizado. Este sistema foi admitido como sendo constituído por um conjunto de centrais térmicas com igual potência instalada (400 MW) e igual *FOR* (5%).

Os cenários (figura 3.26) e as correspondentes *FDA* usadas para modelizar o comportamento da carga e dos factores de utilização de cada tecnologia de microgeração foram definidos de acordo com o estabelecido em 3.3.3. Na determinação dos factores de utilização dos geradores micro-eólicos (através da expressão (3.23)), foi admitido um rendimento global de 90%. No caso dos geradores PV utilizou-se, como foi referido em 3.3.3, $\eta = 10\%$ e $\nu = 100 \text{ W/m}^2$ e o factor de utilização para os períodos P5 e P6 é considerado nulo.

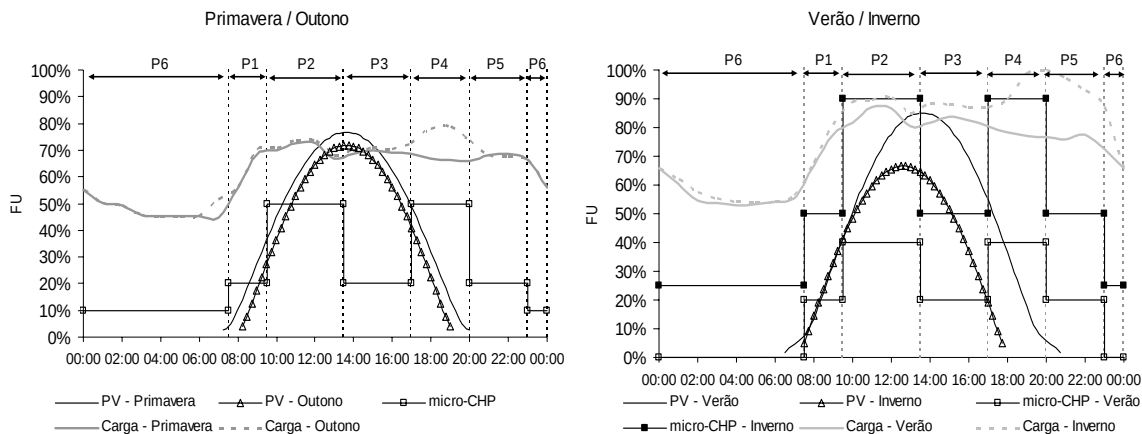


Figura 3.26 – Cenários utilizados no processo de simulação de Monte Carlo

Por razões relacionadas com a simplicidade de programação e a rapidez de simulação, optou-se, neste exemplo, por uniformizar as *FDA* a utilizar para cada tipo de variável (factores de utilização de cada tecnologia de microgeração e valor da carga). Assim, as aproximações do comportamento da carga e dos factores de utilização dos geradores PV, em cada cenário, foram efectuadas utilizando *FDA* correspondentes a distribuições uniformes. No caso do factor de utilização dos geradores micro-eólicos foram utilizadas *FDA* de distribuições exponenciais. Estas *FDA* (as reais e as aproximações) podem ser encontrados no Anexo A.

As aproximações às *FDA* reais poderiam, em determinados cenários, ser mais bem conseguidas utilizando outras distribuições de probabilidade. Por exemplo, em alguns cenários, a *FDA* real correspondente ao factor de utilização dos geradores PV, poderia ser mais bem aproximada com recurso a *FDA* correspondentes a distribuições normais e, por vezes, exponenciais.

Os erros resultantes da uniformização efectuada tendem a não ser significativos, contudo, uma análise mais profunda requer a optimização dos modelos utilizados.

Para contornar os longos tempos de simulação produzidos pelo cálculo sucessivo do valor de β (através da expressão (3.8)), adoptou-se, como critério de paragem das simulações de Monte Carlo, o número de iterações e não a convergência do valor de β (tal como apresentado na figura 3.8). Consequentemente, todas as simulações de Monte Carlo foram dadas por terminadas após 20 milhões de amostras. Contudo, em todas as simulações, o valor de β obtido foi inferior a 5%.

Com o intuito de facilitar a percepção do impacto na segurança de abastecimento produzido pela microgeração só por si, a análise efectuada foi separada em duas partes: na primeira considera-se apenas a existência de microgeração; na segunda determina-se a contribuição adicional produzida pelas microrredes.

3.6.1 Microgeração

A adição de microgeração aos sistemas eléctricos, mantendo a capacidade de produção previamente existente, contribui, naturalmente, para o aumento da segurança de abastecimento, uma vez que aumenta a capacidade total disponível. O que aqui se pretende avaliar é a dimensão de tal contribuição e o consequente *CC* a atribuir à microgeração. Esta avaliação, como foi referido em 3.4., vai ser efectuada determinando a quantidade de produção convencional que, após adição da microgeração, pode ser retirada do sistema mantendo-se a fiabilidade inicial (antes da adição da microgeração).

A figura 3.27 mostra, para dois sistemas com fiabilidades iniciais distintas (*LOLE* iguais a 0,54 h/ano e 27,8 h/ano), o *CC* relativo a atribuir a potências instaladas crescentes de pequenos geradores (3 kW) com factor de utilização de 100%. O sistema centralizado foi modelizado por um conjunto de 24 geradores no caso de *LOLE* = 27,8 h e de 27 no caso correspondente a *LOLE* = 0,54 h.

Com excepção do caso correspondente à utilização de geradores de 3 kW com $f = 10\%$ no sistema menos fiável, o *CC* a atribuir aos microgeradores é sempre superior a 100%. Note-se que mesmo no caso referido, o *CC* é praticamente de 100% apesar dos microgeradores apresentarem uma *FOR* que é o dobro daquela considerada para os geradores convencionais. Estes resultados mostram que, do ponto de vista da segurança de abastecimento, a distribuição da capacidade instalada por um maior número de geradores é benéfica. Uma conclusão adicional é que os benefícios da distribuição da capacidade de produção por um maior número de geradores tendem a ser mais significativos quando o sistema apresenta maior fiabilidade inicial.

A consideração de um factor de utilização de 100% é um exercício interessante que permite perceber o impacto da distribuição da capacidade de produção por um maior número de geradores. Contudo, e em consonância com o explicitado nos pontos anteriores, o impacto efectivo produzido pela microgeração sobre a segurança de abastecimento implica a consideração dos factores de utilização adequados.

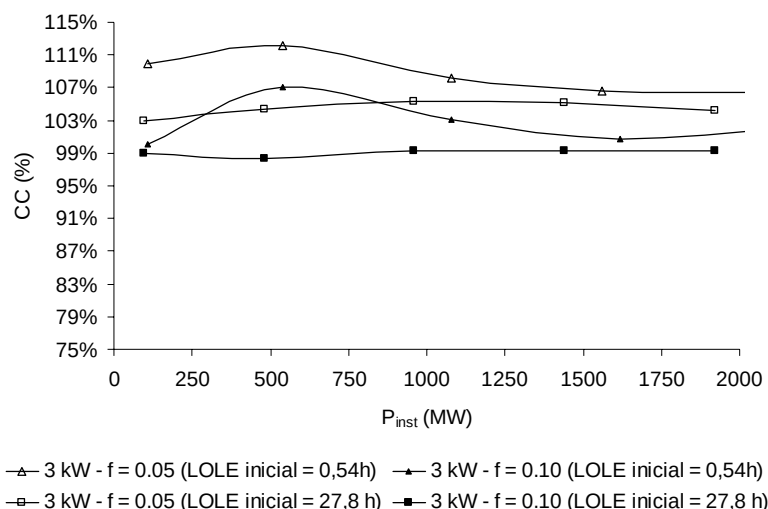


Figura 3.27 – CC a atribuir a geradores de 3 kW com $FU = 100\%$

Com o intuito de qualificar e quantificar este impacto, foram efectuados estudos considerando quantidades crescentes de potência instalada de cada tecnologia de microgeração. O sistema produtor convencional adoptado corresponde ao referido anteriormente para $LOLE = 27,8$ h/ano. Os valores de potência instalada considerados correspondem a 1%, 5%, 10%, 15% e 20% da potência instalada no sistema convencional (9600 MW). Com a intenção de avaliar a influência que a potência individual de cada sistema de microgeração exerce sobre o respectivo CC, foram adoptados três valores para esta potência: 1 kW, 3 kW e 10 kW. A influência da indisponibilidade dos sistemas de microgeração, f , sobre o CC foi também avaliada. Para o efeito foram utilizados valores de f iguais a 5%, 10% e 25%.

Os resultados obtidos mostram que, independentemente da tecnologia de microgeração considerada, os índices de fiabilidade do sistema melhoram à medida que aumenta a potência de microgeração instalada. Note-se que isso não é surpreendente, uma vez que se considera que o sistema produtor convencional permanece com a potência inicial. As figuras 3.28 a 3.30 mostram a evolução dos índices de fiabilidade para o caso de microgeradores com uma indisponibilidade de 10% e três valores de potência individuais: 1 kW, 3 kW e 10 kW. Os resultados referentes aos casos em que se considerou indisponibilidade de 5% e 25% podem ser consultados no Anexo A.

Os resultados permitem concluir que, independentemente da tecnologia de microgeração, o impacto nos índices de fiabilidade do sistema não é significativamente influenciado pela potência individual considerada para os microgeradores. Outra conclusão importante é que os índices de fiabilidade melhoram à medida que aumenta a penetração de microgeração mas estes melhoramentos tendem a ser cada vez menos significativos. Adicionalmente, pode concluir-se que as diferentes tecnologias têm diferentes impactos sobre os índices de fiabilidade, sendo que a micro-CHP é a tecnologia que, deste ponto de vista, melhor desempenho apresenta. A figura 3.31 mostra esta constatação para a situação de sistemas de microgeração com potência individual de 3 kW.

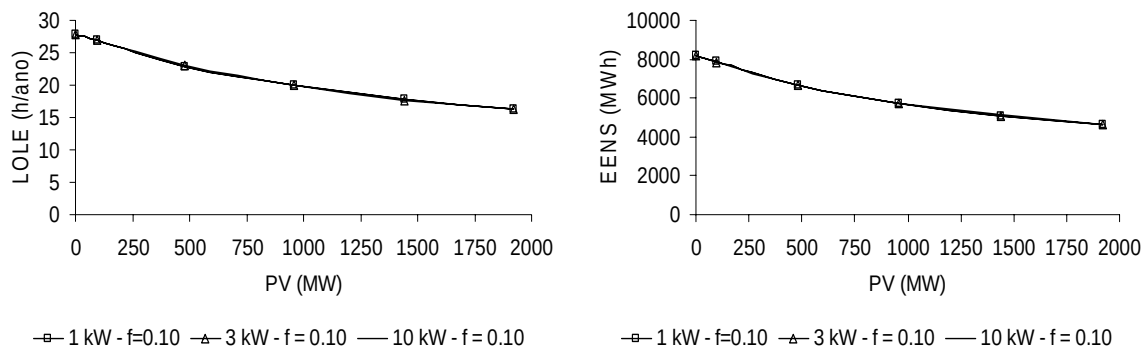


Figura 3.28 – LOLE e EENS para quantidades crescentes de PV

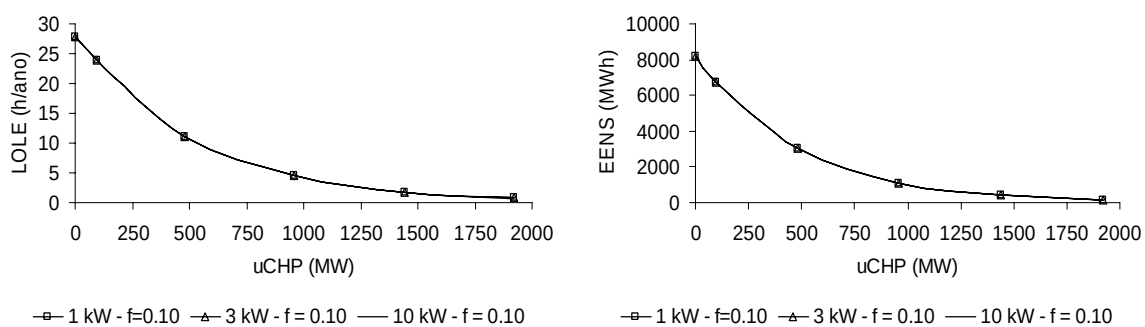


Figura 3.29 – LOLE e EENS para quantidades crescentes de micro-CHP

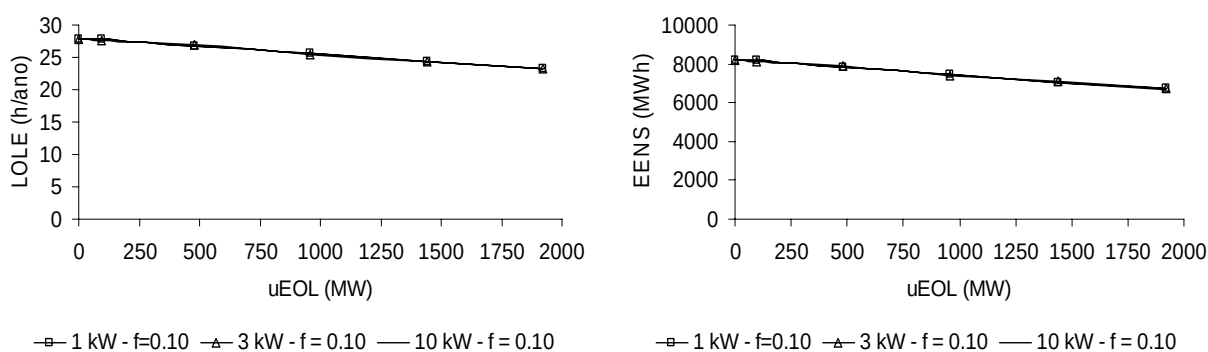


Figura 3.30 – LOLE e EENS para quantidades crescentes de micro-eólica

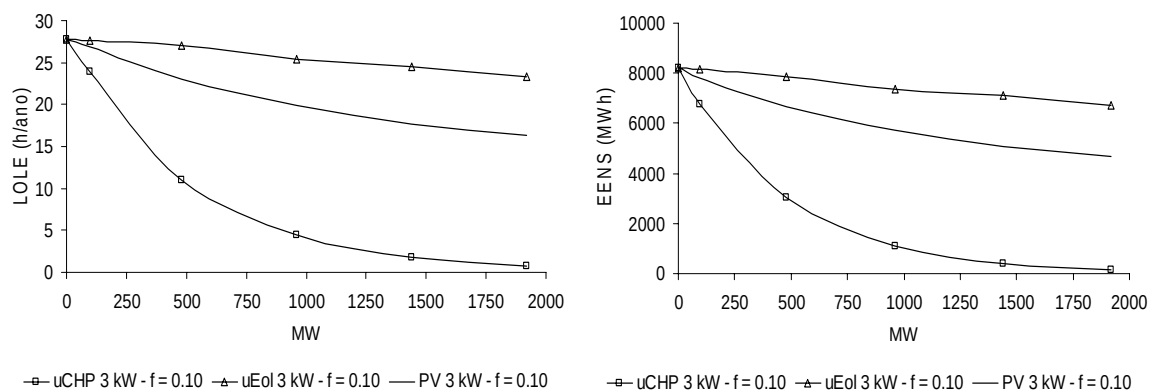


Figura 3.31 – Comparação do impacto de diferentes tecnologias de microgeração sobre o LOLE e EENS

As figuras 3.32 a 3.34 permitem avaliar a influência da indisponibilidade dos microgeradores sobre os índices de fiabilidade do sistema. Os resultados apresentados referem-se a geradores com potência individual de 3 kW (os valores para microgeradores com potências individuais de 1 kW e de 10 kW podem ser encontrados no Anexo A). Os resultados mostram que a influência exercida pela indisponibilidade dos sistemas de microgeração é mais significativa do que aquela produzida pela respectiva potência individual. Note-se que, uma vez mais, estes resultados foram obtidos para penetrações crescentes de microgeração e mantendo a capacidade inicial do sistema produtor convencional.

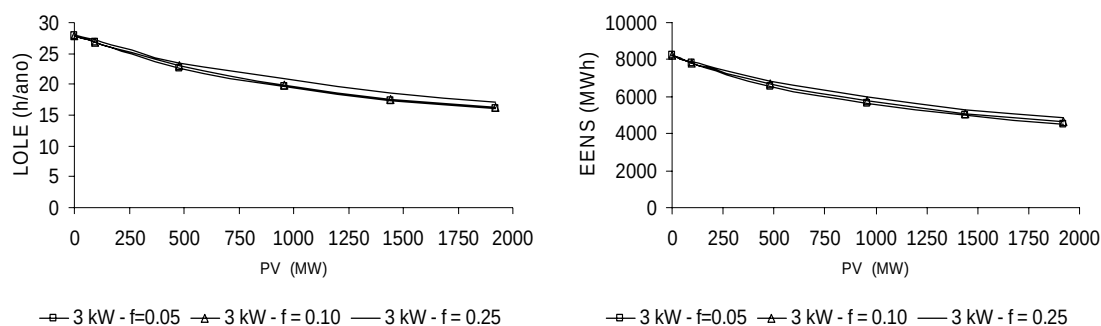


Figura 3.32 – Influência da indisponibilidade dos geradores PV sobre os índices de fiabilidade

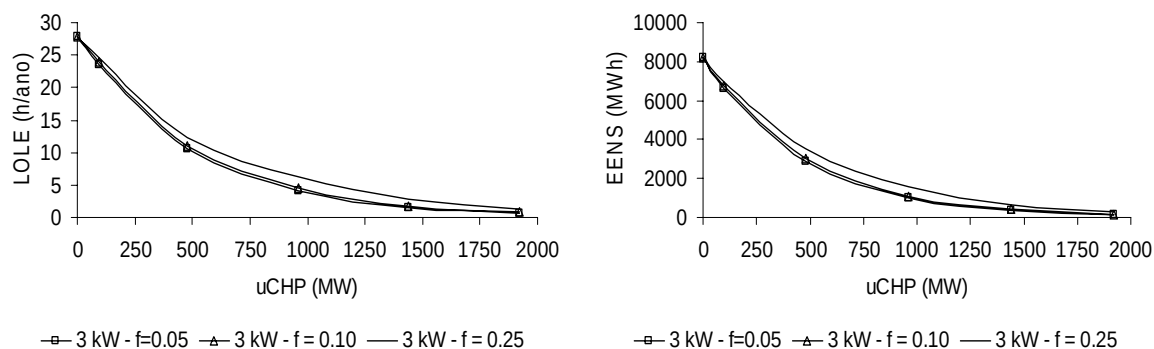


Figura 3.33 – Influência da indisponibilidade dos geradores micro-CHP sobre os índices de fiabilidade

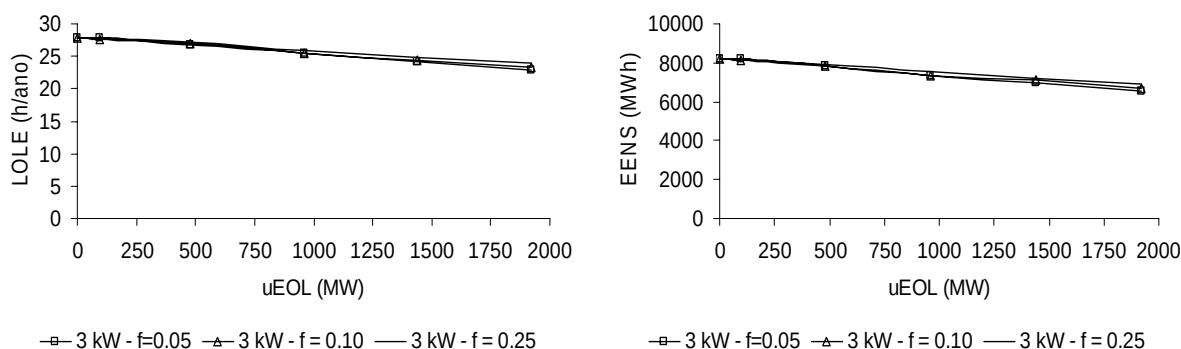


Figura 3.34 – Influência da indisponibilidade dos geradores micro-eólicos sobre os índices de fiabilidade

As figuras 3.35 a 3.37 mostram a evolução do CC para potências instaladas crescentes de microgeração das diferentes tecnologias. Todas as figuras mostram resultados para o caso em que se considera que a indisponibilidade dos microgeradores é de 10%. Os resultados para $f=5\%$ e $f=25\%$ podem ser encontrados no Anexo A.

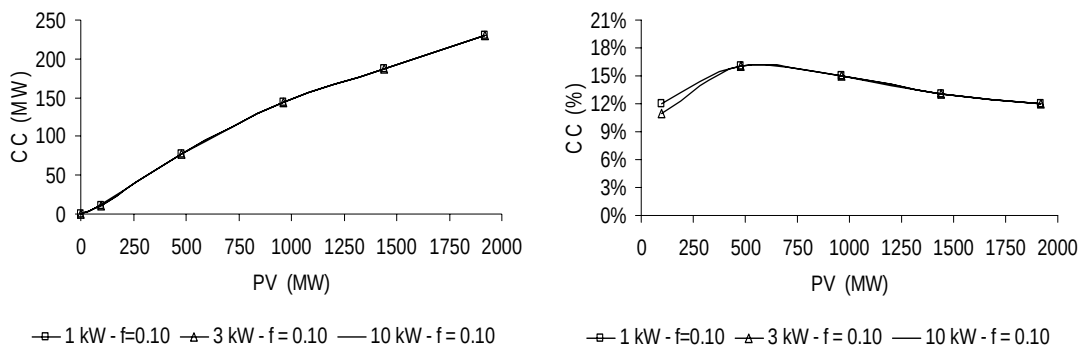


Figura 3.35 – CC a atribuir a geradores PV

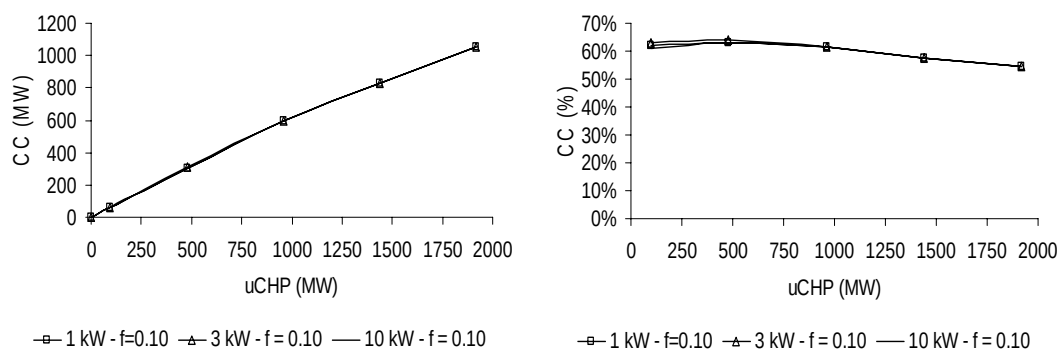


Figura 3.36 – CC a atribuir a geradores micro-CHP

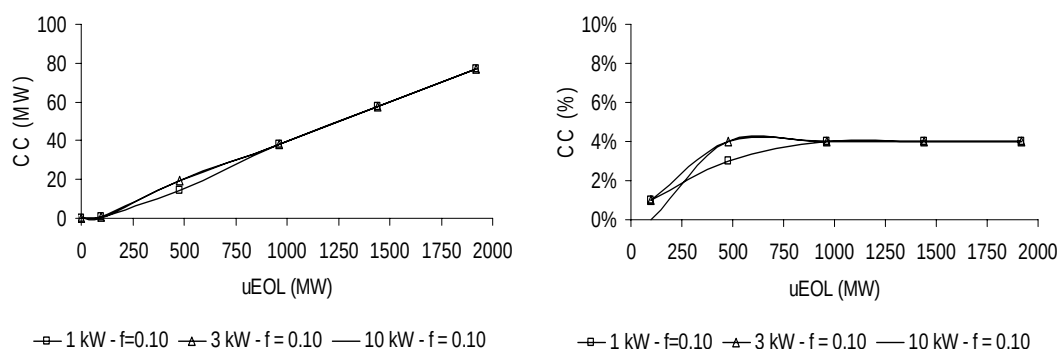
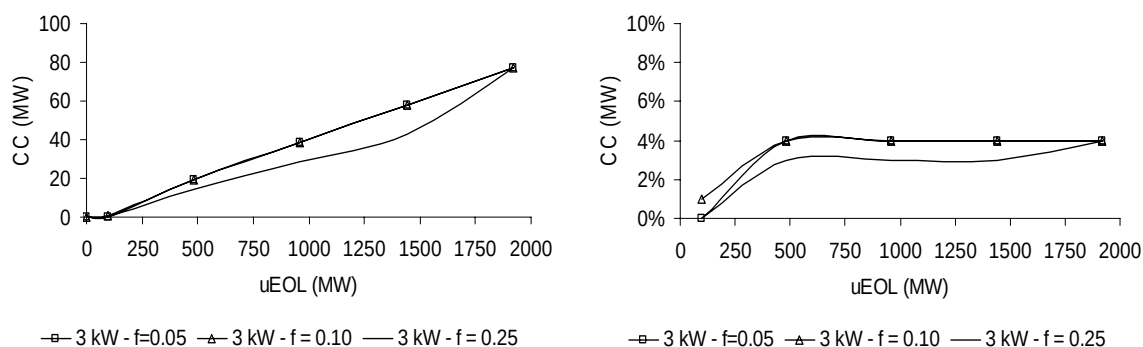
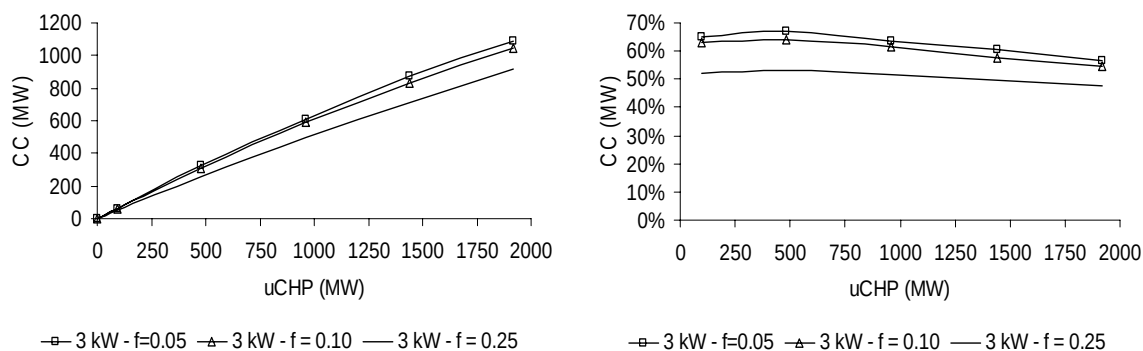
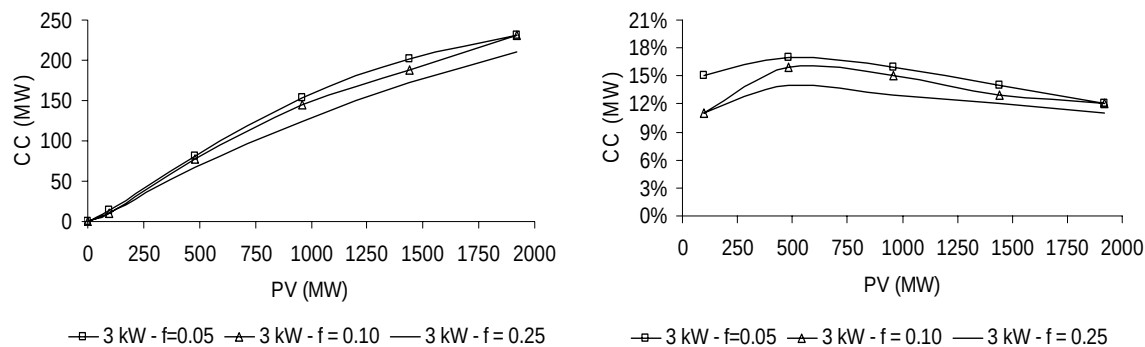


Figura 3.37 – CC a atribuir a geradores micro-eólicos

Os resultados mostram que a capacidade individual dos sistemas de microgeração tem uma influência reduzida sobre o CC a atribuir a estas unidades. Outra constatação importante que se pode retirar dos resultados é a tendência para que o crédito de capacidade percentual aumente com o aumento da potência instalada na fase inicial e, posteriormente, diminua.

A influência da indisponibilidade dos microgeradores sobre o CC que lhes pode ser atribuído é, como se ilustra nas figuras 3.38 a 3.40, mais significativa que a exercida pela potência individual dos microgeradores. Ainda assim esta influência é relativamente limitada.



A figura 3.41 permite comparar o *CC* a atribuir a cada uma das tecnologias de microgeração consideradas. A primeira conclusão importante que pode ser retirada desta figura é que o *CC* a atribuir a diferentes tecnologias é distinto. Neste contexto, os sistemas micro-CHP são os que apresentam maior *CC* e os sistemas micro-eólicos o menos significativo. Uma conclusão adicional é que a variação do *CC* produzida pela crescente penetração de potência instalada, embora exista, é relativamente limitada. Esta característica é importante do ponto de vista da regulação, uma vez que permite estabelecer créditos de capacidade que não são afectados de forma muito significativa pelo nível de penetração da microgeração.

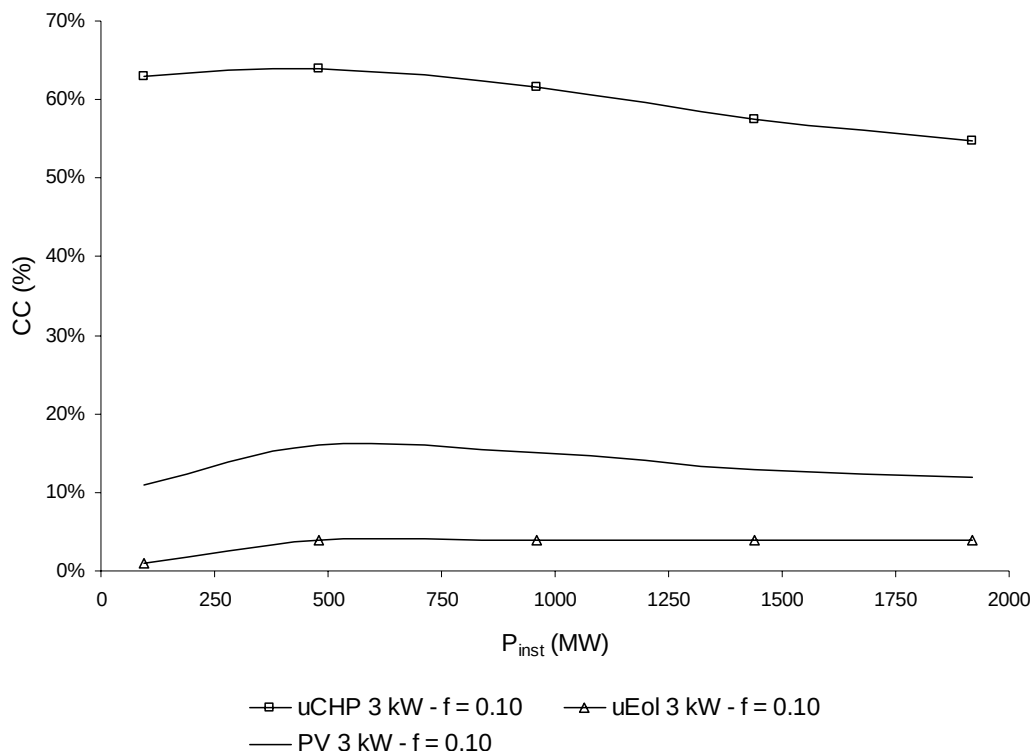


Figura 3.41 – Comparação do CC obtido para diferentes tecnologias de microgeração

Como foi referido em 3.4, o CC dos sistemas de microgeração depende não apenas da energia que cada tecnologia produz, mas também dos períodos em que esta é produzida e injectada na rede. A divisão do CC efectivo obtido pelas tecnologias de microgeração pelo respectivo factor de utilização médio anual permite eliminar a primeira influência, realçando o efeito da segunda sobre o CC obtido. A figura 3.42 mostra o CC ajustado à energia (admitindo que todas as tecnologias produzem igual energia) o qual permite confirmar que os sistemas micro-CHP têm propensão para injectar energia na rede nos períodos em que, do ponto de vista da segurança de abastecimento, o sistema mais necessita.

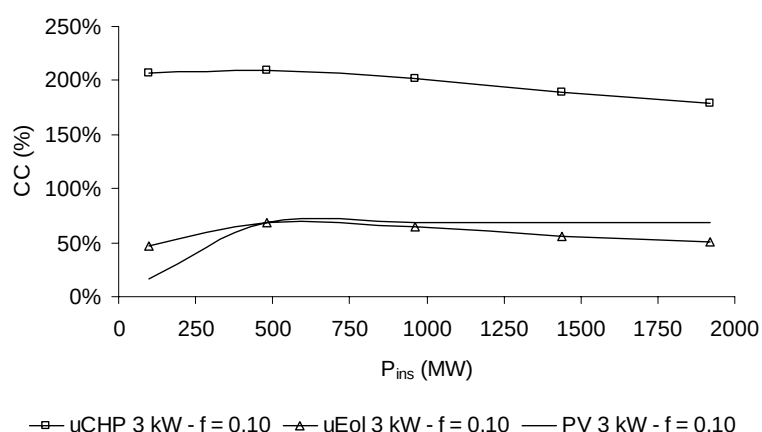


Figura 3.42 – Comportamento do CC ajustado à energia para diferentes tecnologias de microgeração

Com o intuito de avaliar o impacto produzido pela fiabilidade inicial do sistema eléctrico sobre o CC a atribuir à microgeração, efectuaram-se simulações adicionais admitindo sistemas com diferentes valores iniciais para o *LOLE*. As figuras 3.43 a 3.45 mostram os resultados obtidos para sistemas de microgeração com potência individual de 3 kW e $f = 10\%$.

A primeira conclusão que resulta da análise dos resultados apresentados é que a fiabilidade inicial do sistema eléctrico influencia o CC a atribuir às unidades de microgeração. Esta influência faz-se sentir de forma diferente para diferentes tecnologias de microgeração. Para o caso dos sistemas micro-CHP, o CC tende a ser tanto maior quanto maior for a fiabilidade do sistema eléctrico em que se integram. A situação oposta tende a ocorrer para os sistemas PV e micro-eólicos.

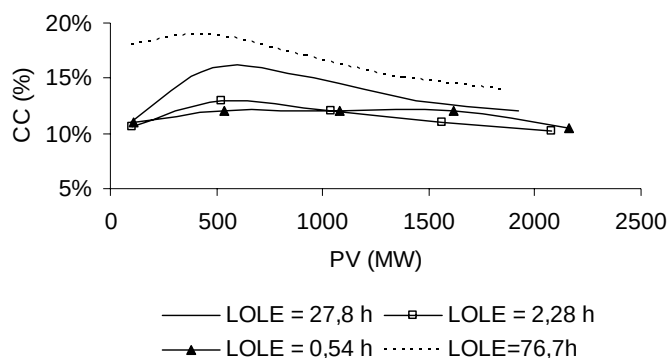


Figura 3.43 – Influência da fiabilidade inicial sobre o CC a atribuir aos sistemas PV

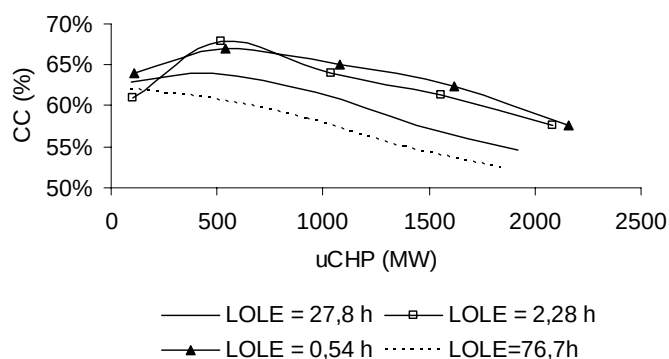


Figura 3.44 – Influência da fiabilidade inicial sobre o CC a atribuir aos sistemas micro-CHP

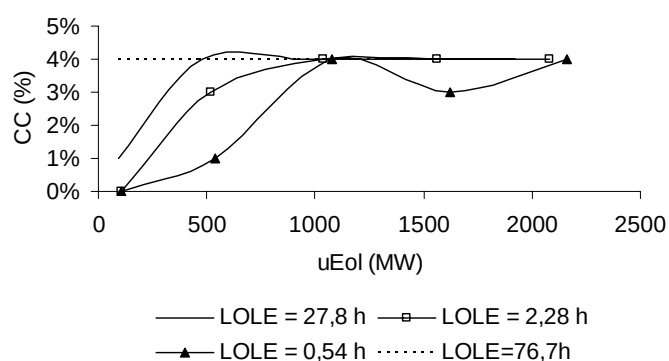


Figura 3.45 – Influência da fiabilidade inicial sobre o CC a atribuir aos sistemas micro-eólicos

3.6.2 Impacto produzido pelas microrredes

Como foi anteriormente referido, a contribuição das microrredes para a segurança de abastecimento resulta do controlo activo que estas estruturas podem efectuar sobre a sua carga interna e sobre alguns dos sistemas micro-CHP. A figura 3.46 mostra a influência sobre o

LOLE e a *EENS* do sistema produzida pela possibilidade de controlo de carga. O eixo das abcissas está referido à carga total do sistema. Consequentemente, os resultados apresentados referem-se a situações em que se admite que, em cada momento, as microrredes existentes permitem controlar entre 0% e 10% da carga total do sistema eléctrico em que se inserem.

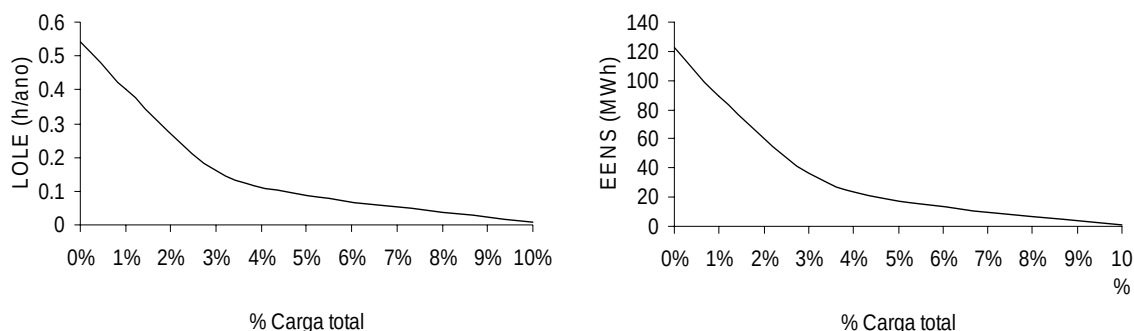


Figura 3.46 – Influência do controlo de carga das microrredes sobre os índices de fiabilidade

A figura 3.47 mostra, em termos absolutos e em percentagem da potência total instalada no sistema produtor convencional considerado (10,8 GW), o crédito de capacidade a atribuir às microrredes produzido pelo respectivo controlo de carga.

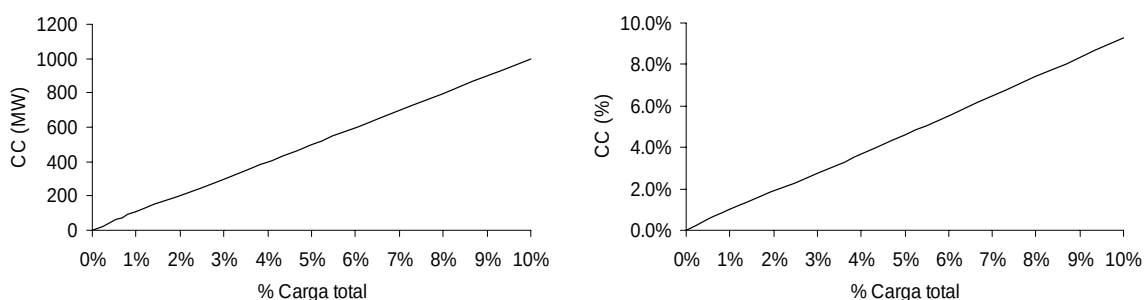


Figura 3.47 – CC a atribuir às microrredes com origem no controlo de carga

Como anteriormente referido, as unidades micro-CHP com possibilidade de armazenamento da energia térmica podem ser consideradas, para efeito das simulações, como possuindo um factor de utilização unitário. Por outras palavras, estas unidades tornam-se despacháveis. Os gráficos das figuras 3.48 e 3.49 permitem comparar a evolução do *LOLE* e a *EENS* quando se admitem diferentes quantidades de unidades micro-CHP despacháveis. Os resultados obtidos permitem perceber que o controlo destas unidades produz melhoramentos no *LOLE* e na *EENS* do sistema.

As figuras 3.50 e 3.51 mostram o impacto da existência de unidades de micro-CHP controláveis sobre o crédito de capacidade a atribuir a estas unidades.

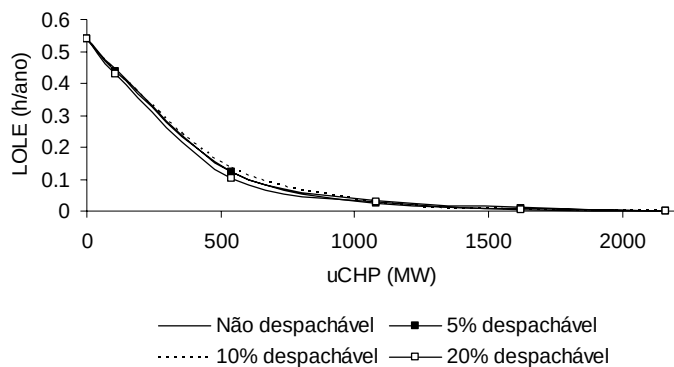


Figura 3.48 – Influência do controlo de unidades de micro-CHP sobre o LOLE

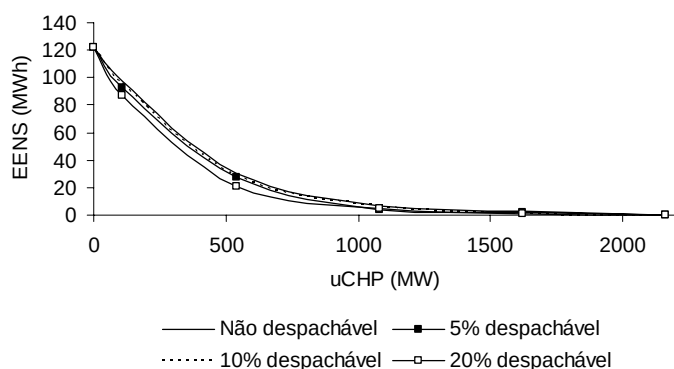


Figura 3.49 – Influência do controlo de unidades de micro-CHP sobre o EENS

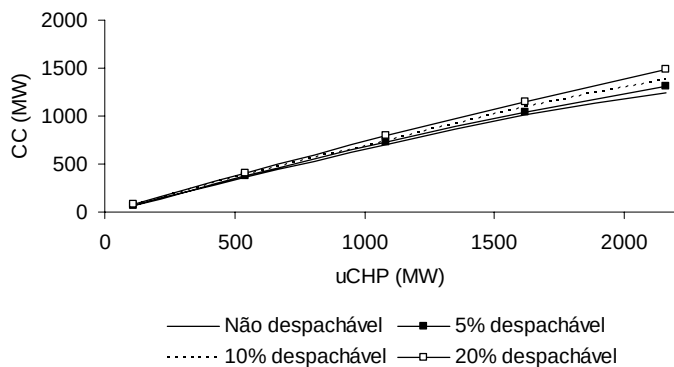


Figura 3.50 – Influência do controlo de unidades de micro-CHP sobre o CC em MW

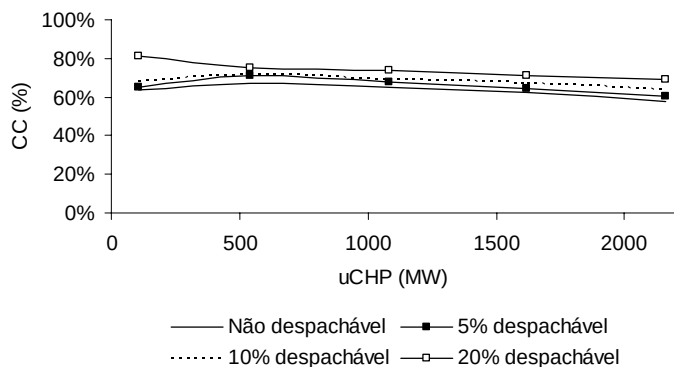


Figura 3.51 – Influência do controlo de unidades de micro-CHP sobre o CC em %

3.6.3 Análise de resultados

A aplicação da metodologia mostra que diferentes tecnologias de microgeração obtêm diferentes valores de CC , contribuindo de forma diferenciada para a segurança de abastecimento. Por exemplo, o CC obtido para um conjunto de 160000 sistemas micro-CHP com potência eléctrica de 3 kW e indisponibilidade de $f=10\%$ é de 64%, tal como se pode constatar na figura 3.36. Ou seja, a adição de 480 MW de sistemas micro-CHP ao sistema eléctrico considerado permite que 307,2 MW de capacidade de produção do sistema convencional sejam retirados, mantendo-se a fiabilidade inicial do sistema (neste caso correspondente a $LOLE = 27,8h$). Os valores de CC obtidos para os sistemas PV e micro-eólicos, nas mesmas condições de estudo, são substancialmente inferiores, correspondendo, respectivamente, a $CC = 16\%$ e $CC = 4\%$ (figuras 3.35 e 3.37). O melhor desempenho dos sistemas micro-CHP é justificado pelo facto destes geradores apresentarem propensão para injectarem energia na rede nos períodos em que, do ponto de vista da segurança de abastecimento, o sistema mais necessita.

Independentemente da tecnologia de microgeração, a potência individual de cada microgerador praticamente não influencia o respectivo CC (tal como se pode constatar através das figuras 3.35 a 3.37). A influência exercida pela indisponibilidade dos microgeradores é, no entanto, mais significativa (figuras 3.38 a 3.40). Por exemplo, tomando como referência o caso correspondente à penetração de 160000 sistemas micro-CHP de 3 kW, verifica-se que, quando $f = 5\%$, o CC corresponde a 67%. Ou seja, comparando com a situação anterior ($f = 10\%$), verifica-se que uma diminuição para metade na indisponibilidade dos microgeradores produz um aumento no CC de, apenas, 4,7%. O aumento da indisponibilidade dos microgeradores para $f=25\%$ produz uma redução no valor do CC de, sensivelmente, 17% (relativamente ao CC obtido com $f=10\%$), obtendo-se um $CC = 53\%$. Resultados análogos podem ser obtidos para as restantes tecnologias de microgeração estudadas.

O CC a atribuir aos sistemas micro-CHP tende a ser superior em sistemas eléctricos com fiabilidade inicial superior, ocorrendo a situação oposta para o caso dos sistemas PV e micro-eólico. Retomando o exemplo anterior relativo a uma penetração de 160000 sistemas micro-CHP de 3 kW e $f = 10\%$, temos que o valor $CC = 64\%$, obtido para uma fiabilidade inicial do sistema correspondente a $LOLE = 27,8h$, aumenta em 4,7% caso a fiabilidade inicial do sistema corresponda a um $LOLE = 0,54h$, assumindo o valor $CC=67\%$. No caso dos sistemas PV e micro-eólicos o CC diminui, respectivamente, em 25% ($CC = 12\%$) e 75% ($CC = 1\%$). Estes comportamentos são devidos às correlações entre os perfis de produção de cada tecnologia de microgeração e da carga do sistema.

No que respeita às microrredes, os resultados obtidos mostram que a integração de geradores micro-CHP controláveis nessas estruturas permite aumentar o respectivo CC . Por exemplo, admitindo o sistema eléctrico com fiabilidade inicial correspondente a $LOLE = 0,54h$, o CC obtido pelo conjunto de 160000 sistemas de micro-CHP de 3 kW cada e $f = 10\%$, ($CC = 67\%$) aumenta em, sensivelmente 12% (assumindo o valor $CC = 75\%$), quando 20% dos geradores são assumidos como controláveis (por acção das microrredes). A possibilidade de controlo de carga por parte das microrredes confere a estas estruturas um CC significativo. Por exemplo, para um sistema com fiabilidade inicial correspondente a $LOLE = 0,54h$, o controlo de 5% da carga que, em cada momento, se verifica no sistema eléctrico (possibilidade de a interromper), permite que 500 MW de capacidade do sistema produtor convencional possam ser retirados, sem que a fiabilidade do sistema se altere.

Os resultados obtidos para o *CC* a atribuir aos sistemas micro-CHP (apresentados na secção 3.6.1) podem ser comparados com os obtidos por Hawkes e Leach para a situação específica do Reino Unido [91]. Naturalmente, as diferenças nos dados utilizados (particularmente no que se refere à modelização do sistema produtor centralizado, da carga e dos perfis de produção dos microgeradores) limitam a extensão das comparações, nomeadamente no que se refere aos valores do *CC*.

Hawkes e Leach utilizaram uma abordagem analítica para determinar o crédito de capacidade a atribuir a sistemas de micro-CHP caracterizados por uma potência eléctrica de 1,1 kW e $f = 10\%$. O sistema centralizado foi modelizado por um conjunto de 100 centrais de produção com uma capacidade média suficiente para se obter um LOLP inicial de 2,3%. O estudo considera três tecnologias de micro-CHP: i) geradores accionados por motores de combustão interna; ii) geradores accionados por motores de combustão externa; iii) e células de combustível. Para cada tipo de tecnologia estudada foram consideradas três modos de controlo distintos: i) custo mínimo; ii) satisfação das necessidades de energia térmica; iii) e satisfação das necessidades de energia eléctrica.

Uma vez que, no exemplo apresentado na secção 3.6.1, se admitiu a estratégia de controlo correspondente à satisfação das necessidades de energia térmica, os resultados referentes a esta situação serão os considerados na comparação. O *CC* obtido em [91], para o caso em que se considera 1 milhão de microgeradores (número mínimo considerado pelos autores), é de 33% para geradores accionados por motor de combustão interna, 71% para o caso de geradores accionados por motor de combustão externa e 86% para células de combustível. Ou seja, diferentes tecnologias de micro-CHP apresentam diferentes *CC*, sendo que as tecnologias com menor quociente entre as respectivas potências térmica e eléctrica obtêm maior *CC* (devido ao facto destes sistemas terem de funcionar por períodos superiores para produzir a mesma energia térmica). Note-se que a figura 3.36 mostra que o *CC* obtido utilizando a metodologia proposta neste capítulo, para o caso de 1 milhão de geradores de 1 kW é de, sensivelmente, 60%.

Hawkes e Leach também concluíram que o *CC* a atribuir à micro-CHP diminui à medida que aumenta a respectiva penetração, apesar de tal diminuição não ser muito significativa. Esta diminuição verifica-se também nos resultados obtidos pela metodologia apresentada neste trabalho. Este resultado é também consistente com o referido em [256] onde é mostrado que o *CC* a atribuir à produção eólica tende a diminuir ligeiramente com o aumento da penetração da tecnologia.

3.7 Conclusões

Como foi referido no capítulo 1, a segurança de abastecimento é uma das principais preocupações dos sistemas eléctricos. Consequentemente, a existência de uma capacidade de produção suficiente para satisfazer, com uma determinada fiabilidade, a carga expectável dos sistemas eléctricos, é essencial.

A reestruturação dos sistemas eléctricos tem contribuído para a erosão de algum excesso de capacidade que os países industrializados possuíam no período prévio a essa reestruturação. Consequentemente, a segurança de abastecimento tem tendência para diminuir, salvo se forem tomadas medidas que permitam manter níveis adequados de capacidade de produção e de transmissão da electricidade até aos consumidores.

Uma segurança de abastecimento insuficiente pode originar custos significativos, nomeadamente económicos, sociais, políticos e de segurança de pessoas e bens. Por esta razão, muitos reguladores (governos) têm procurado mecanismos para incentivar um adequado investimento, designadamente no que concerne à capacidade de produção. Naturalmente, os custos económicos relacionados com a garantia de uma adequada capacidade de cobertura nos sistemas eléctricos serão, em última instância, suportados pelos consumidores.

A potencial contribuição da microgeração e das microrredes para a satisfação dos consumos eléctricos deve ser avaliada e convertida num valor económico susceptível de ser utilizado no âmbito da definição de uma política de incentivo ao desenvolvimento dessas entidades.

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia probabilística, baseada num processo de simulação de Monte-Carlo não cronológico, destinada a avaliar o *CC* a atribuir a diferentes tecnologias de microgeração (micro-CHP, PV, micro-eólica) e às microrredes. O *CC* é determinado considerando as correlações sazonais e diárias entre a carga do sistema eléctrico e os perfis de produção das tecnologias de microgeração. Na prática, a metodologia fornece o valor da produção convencional que, após adição da microgeração e das microrredes, pode ser retirado do sistema, mantendo-se a fiabilidade inicial deste (concretamente o *LOLE*).

A aplicação da metodologia a um sistema com a dimensão do português permitiu concluir que diferentes tecnologias de microgeração obtêm diferentes valores de *CC* (e, portanto, contribuem de forma diferente para a segurança de abastecimento). Os geradores micro-CHP apresentam, neste contexto, o maior valor de *CC*, o que se deve à significativa correlação que tende a existir entre os perfis de produção destas unidades e de carga do sistema eléctrico.

Outra constatação importante que pode ser retirada dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia é que, independentemente da tecnologia, a potência e indisponibilidade individuais dos microgeradores têm uma influência limitada no respectivo *CC*. Esta situação resulta, essencialmente, do efeito produzido pela existência de um elevado número de microgeradores, o qual determina que o número mínimo de unidades disponíveis em cada momento seja próximo do valor médio definido pela distribuição binomial (ou pela aproximação normal). Este facto constitui uma vantagem do ponto de vista da regulação. Efectivamente, perante as incertezas sobre os valores da potência e indisponibilidade dos microgeradores, o regulador poderá adoptar valores razoáveis sem que daí possam resultar erros muito significativos no que se refere ao *CC* atribuído.

A fiabilidade inicial do sistema eléctrico apresenta também alguma influência sobre os valores de *CC* atribuídos à microgeração, independentemente da respectiva tecnologia. Uma constatação interessante a este respeito é que o *CC* a atribuir aos sistemas micro-CHP tende a ser superior em sistemas eléctricos com fiabilidade inicial superior, ocorrendo a situação oposta para o caso dos sistemas PV e micro-eólico.

No que respeita às microrredes, os resultados obtidos mostram que a integração de geradores micro-CHP controláveis nessas estruturas permite aumentar o respectivo *CC*. A possibilidade de controlo de carga por parte das microrredes confere a estas estruturas um *CC* significativo.

É importante frisar que os valores de *CC* apresentados nesta secção (bem como na secção 3.6) são minorantes dos valores reais. Efectivamente, os resultados obtidos não contabilizam o efeito das perdas evitadas sobre o *CC*, nem o facto da contribuição da microgeração e das

microrredes para a capacidade de cobertura não ser influenciada pela capacidade de transmissão das redes eléctricas.

Capítulo 4 – Impacto nas perdas eléctricas

Neste capítulo discute-se o impacto produzido pela microgeração sobre as perdas eléctricas das redes de transporte e distribuição. Inicia-se com a classificação das perdas e identificação dos custos económicos que estas representam para os sistemas eléctricos. Seguidamente, efectua-se uma revisão bibliográfica sobre métodos destinados a avaliar a influência dos sistemas de produção distribuída nas perdas das redes eléctricas.

A terceira parte deste capítulo concentra-se na definição de uma metodologia para estimar o impacto produzido pela microgeração no valor das perdas eléctricas das redes de transporte e distribuição. Para o efeito, são definidos factores de perdas evitadas utilizando uma abordagem analítica.

Os factores de perdas evitadas definidos apresentam uma relação com os factores de ajustamento para perdas, utilizados na regulação portuguesa para efectuar a sua afectação aos consumidores de electricidade. Esta relação permite garantir consistência entre o valor de perdas cobrado aos consumidores e o valor de perdas evitadas atribuído à microgeração.

A influência do número, da localização e da capacidade individual dos microgeradores sobre os factores de perdas evitadas é estudada utilizando, para o efeito, o conceito de valor esperado de perdas evitadas. Para lidar com as incertezas inerentes ao nível de penetração da microgeração e ao tipo de distribuição de carga nas redes (uniforme e uniformemente decrescente), definem-se intervalos de valores de perdas evitadas esperadas.

O capítulo encerra com um exemplo de aplicação da metodologia desenvolvida.

As principais conclusões expostas neste capítulo foram publicadas no “Electric Power Systems Research Journal” [65] e no “Energy Policy Journal” [68].

4.1 Perdas Eléctricas

Os trânsitos de potência nos elementos das redes eléctricas produzem perdas que podem ser classificadas quanto à sua natureza e quanto à sua origem. Quanto à natureza, as perdas podem ser classificadas em perdas de potência (diferença entre a potência de entrada e a potência de saída de um elemento ou rede) e perdas de energia (diferença entre a energia de entrada e a energia de saída de um elemento ou rede). Quanto à origem, as perdas podem ser classificadas em perdas técnicas (decorrentes da dissipação de energia nos equipamentos dos sistemas eléctricos) e perdas não técnicas (resultantes de erros de medição e de furtos de electricidade). Neste capítulo aborda-se a questão das perdas técnicas.

A maioria das perdas técnicas, geralmente designadas por perdas variáveis, ocorre sob a forma de calor nos condutores eléctricos, sendo proporcionais ao quadrado da corrente que os percorre. Em adição às perdas variáveis há ainda as perdas fixas, constituídas, na sua maioria, pelas perdas nos núcleos magnéticos dos transformadores e pelas perdas dieléctricas dos cabos eléctricos.

A importância atribuída ao assunto das perdas eléctricas, nomeadamente à sua quantificação e repartição, foi reforçada com a reestruturação dos sistemas eléctricos e com as consequentes preocupações de eficiência [121-126]. A imputação das perdas foi, durante um período considerável, um assunto essencialmente centrado no sistema de transporte [127-133]. Contudo, o acelerado crescimento da PD tem impulsionado o desenvolvimento de metodologias para quantificação e alocação dos impactos destes geradores sobre as perdas das redes eléctricas, particularmente das redes de distribuição.

Os custos económicos produzidos pelas perdas técnicas, as quais são o centro deste capítulo, não se resumem ao valor da energia dissipada (figura 4.1). Efectivamente, as perdas de energia implicam outros custos, nomeadamente relacionados com as emissões para a atmosfera. Adicionalmente, as perdas de potência representam também custos, os quais decorrem, por um lado, da necessidade de dotar as redes eléctricas de maior capacidade de transmissão e, por outro, da influência das perdas sobre a segurança de abastecimento dos sistemas eléctricos. Frequentemente, apenas os custos relativos às perdas de energia são quantificados e alocados.

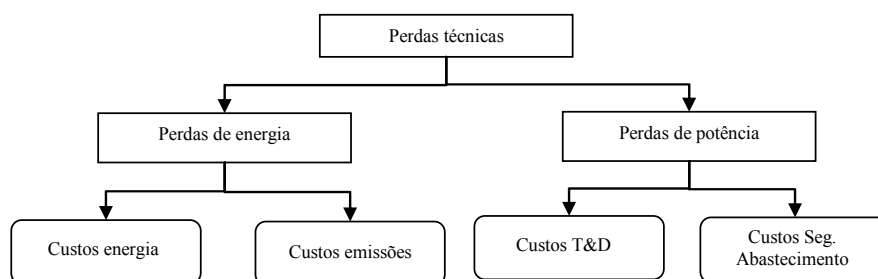


Figura 4.1 – Impactos das perdas técnicas nos custos dos sistemas eléctricos

4.2 Impacto da produção distribuída nas perdas eléctricas

Embora a preocupação central neste trabalho não seja a repartição das perdas entre os utilizadores das redes, nem o estudo da localização e dimensão óptimas da PD do ponto de vista da redução de perdas (apesar de se apresentarem alguns resultados que poderiam ser utilizados nessa óptica), a revisão bibliográfica apresentada nesta secção inclui várias metodologias que abarcam esses objectivos. Esta inclusão pretende fornecer um melhor enquadramento ao assunto fundamental deste capítulo, o qual se centraliza na avaliação do impacto da microgeração nas perdas das redes eléctricas.

Ao longo dos últimos anos, têm sido propostas várias metodologias que, de alguma forma, lidam com o impacto da PD nas perdas das redes eléctricas (em especial das redes de distribuição) [121-151]. Uma parte significativa destas metodologias visa a definição da melhor localização e/ou dimensão de unidades de PD, tendo em consideração a redução das perdas. As restantes visam a quantificação e afectação da influência da PD sobre as perdas.

As metodologias para definição da capacidade e localização óptimas utilizam, geralmente, abordagens analíticas, as quais eliminam o problema de convergência das metodologias baseadas em estudos de trânsitos de potência e permitem a rápida obtenção dos resultados. Por exemplo, em [149] os autores determinam expressões que permitem obter a localização óptima de geradores distribuídos para situações de carga e produção com valores constantes e variáveis no tempo. A possibilidade de existência de diferentes distribuições de carga ao

longo do ramo (uniformemente distribuída, centralmente distribuída e uniformemente crescente) foi considerada. O impacto da PD nas perdas de redes não radiais foi abordado. Também em [141] são apresentadas expressões analíticas que permitem obter a melhor localização para geradores em redes radiais com carga distribuída de modo uniforme e uniformemente crescente.

Abordagens baseadas em algoritmos de optimização têm também sido propostas para a determinação da dimensão e localização óptimas da PD. Por exemplo, algoritmos de “tabu search” são utilizados em [136][139-140]. A abordagem proposta em [140] permite determinar a configuração que minimiza as perdas de uma rede de distribuição com PD, mantendo a fiabilidade do sistema. No processo de optimização, admite-se que a produção e localização dos geradores é previamente conhecida. Na referência [150], é proposta uma metodologia baseada em programação linear para definir a localização da PD em redes de distribuição, tendo em consideração as perdas. Também em [151] é apresentada uma metodologia para definição da localização e dimensão óptimas da PD mas, neste caso, além da minimização das perdas, procura-se ainda garantir um nível de fiabilidade e perfis de tensão adequados. O processo de optimização consiste na utilização conjunta de um algoritmo genético e de métodos para avaliação do impacto da PD na fiabilidade, perdas e perfis de tensão. O ajustamento das soluções é medido pela relação entre o benefício obtido pela instalação da PD (redução de perdas) e os investimentos e custos operacionais incorridos.

O estudo da localização e dimensão óptimas da PD em ambiente liberalizado, apesar de interessante, tem aplicação limitada (embora possa suportar o estabelecimento de incentivos a uma localização favorável aos interesses da rede). Efectivamente, nestes ambientes, a PD desenvolve-se de acordo com as decisões dos seus promotores e não em função de objectivos relacionados com a redução de perdas. Consequentemente, mais importante do que a definição da localização e dimensão óptimas da PD é a estimação do impacto que estas unidades produzem nas perdas das redes eléctricas.

Várias metodologias destinadas à estimação e atribuição do impacto da PD sobre as perdas têm vindo a ser desenvolvidas. Por exemplo, Mutale et al [134] apresentaram uma metodologia, baseada em coeficientes marginais de perdas, para quantificar os custos e benefícios relacionados com as perdas eléctricas produzidos pela PD nas redes de distribuição. Os coeficientes marginais definidos procuram medir a variação nas perdas originada por alterações no consumo ou produção de potências activa e reactiva em cada nó da rede. O somatório das perdas atribuídas utilizando estes coeficientes corresponde, aproximadamente, ao dobro das perdas reais da rede. Para corrigir essa situação, é necessária a utilização de um factor correctivo. No mesmo artigo, os autores apresentam um método alternativo, que efectua a atribuição de perdas sem necessidade do referido factor de correcção. Este método, designado por método do factor de perdas directas, relaciona directamente as perdas alocadas a cada barramento da rede com as respectivas potências injectadas. A aplicação de ambos os métodos propostos requer as características da rede de distribuição, o comportamento anual da carga em cada nó e as características de produção e a localização da PD. Note-se que ambos os métodos atribuem perdas às cargas e à PD, podendo imputar perdas negativas quando estas entidades têm um efeito positivo sobre as perdas (redução de perdas). As metodologias efectuam distinção entre os utilizadores das redes em função da respectiva localização e do nível de carga das redes eléctricas.

Uma metodologia com comportamento similar à definida em [134] foi apresentada por Carpaneto et al [126]. Esta metodologia dispensa a utilização da matriz Jacobiana, necessária

ao cálculo dos coeficientes marginais de perdas, bem como da matriz Hessiana que, conjuntamente com a Jacobiana, é necessária para a determinação dos factores de perdas directas. Trata-se de uma metodologia baseada na teoria dos circuitos que, tal como a anterior, utiliza os resultados de um estudo de trânsitos de potência para efectuar a repartição de perdas, sem recurso a aproximações. O estudo de trânsito de potências necessário é efectuado recorrendo a um algoritmo baseado no método “backward/forward sweep”. Uma diferença importante entre esta metodologia e aquela proposta em [134] prende-se com o facto de, neste caso, serem definidos factores de alocação de perdas reactivas para os nós PV (em [134] estes factores são, por definição, nulos).

Costa e Matos [135] apresentaram uma metodologia baseada na perseguição das componentes real e imaginária da corrente nos ramos das redes de distribuição. A utilização de um algoritmo de perseguição permite avaliar a contribuição de cada utilizador da rede para as perdas de cada ramo. A metodologia aloca as perdas da rede que se verificam na ausência de PD aos consumidores. Em seguida, determina as variações nas perdas, resultantes da influência da PD, e afecta-as aos geradores. Também nesta metodologia existe distinção entre os utilizadores das redes em função da respectiva localização e do nível de carga/produção. Contudo, há uma diferença significativa que se prende com o facto de, nesta abordagem, apenas serem alocadas perdas negativas (quando tal se aplica) à PD. A aplicação da metodologia implica o conhecimento das características da rede, do comportamento da carga em cada nó e das características e localização da PD.

A referência [152] mostra uma abordagem para quantificação das perdas evitadas por um parque eólico ligado a uma rede de 33 kV. A quantificação é efectuada com base na utilização de uma análise de trânsito de potências, na qual o parque eólico é modelizado como carga negativa. Para examinar o efeito nas perdas produzido pela variação da produção eólica, a disponibilidade anual da energia primária foi modelizada com recurso à definição de oito cenários (duas estações anuais e quatro períodos diários), para os quais se consideraram velocidades médias do vento.

Uma metodologia para avaliação do impacto produzido pela localização e dimensão da PD sobre as perdas, a fiabilidade e o perfil de tensão de redes de distribuição é proposta em [153]. A avaliação do impacto nas perdas é efectuada utilizando estudos de trânsito de potências nos quais a PD é modelizada por barramentos PV.

Em [154] e [155] são propostas metodologias que procuram contabilizar as incertezas na localização e regime de operação da PD, utilizando para o efeito algoritmos baseados em simulação de Monte Carlo. O estado da PD (ligado/desligado), os barramentos em que se encontra ligada e o nível de produção de cada gerador são sorteados utilizando números aleatórios com distribuição uniforme. Em cada amostra do processo de simulação sorteiam-se estas três variáveis e, em seguida, executa-se um estudo de trânsito de potências, que fornece as tensões nos barramentos, as correntes nos ramos e as perdas. O valor final das perdas é obtido após convergência do processo de simulação.

Em [142], os autores apresentam uma metodologia para cálculo das perdas evitadas de energia e de potência, tendo por base os valores de carga e de produção PV num ramo de uma rede. Para ter em consideração a variação da carga e da produção ao longo do ramo, este é dividido num conjunto de secções. O número de secções adoptado é função da distribuição da carga e da localização dos geradores PV. As perdas são calculadas considerando as correntes de cada secção, resultantes da interacção entre as cargas e a produção dos sistemas PV. Os

autores apresentam ainda um método para determinação da melhor localização para os geradores.

Chiradeja [156] apresentou uma metodologia analítica para determinar a redução nas perdas produzida pela PD num ramo de uma rede eléctrica. A carga deste ramo é tratada como uma carga constante localizada no final do ramo. A influência do factor de potência sobre o valor das perdas evitadas pela PD é considerada.

Em [137], os autores apresentam uma abordagem para avaliação da evolução das perdas em redes de distribuição radiais. Parâmetros como o nível de penetração e tipo de tecnologias de PD, a respectiva dispersão e localização e a estratégia de controlo da potência reactiva produzida são considerados através da utilização de cenários. A metodologia determina as perdas numa base anual, considerando períodos de uma hora para os quais é necessário conhecer a carga e a produção da PD. Em cada cenário as perdas eléctricas são determinadas utilizando estudos de trânsito de potências.

A influência do controlo da potência reactiva produzida pela PD sobre as perdas é também avaliada em [145][148].

A comparação do desempenho de algumas das metodologias referidas pode ser encontrada em [127][138][157]. Estas metodologias foram desenvolvidas para serem aplicadas a redes de distribuição a montante das redes BT e, na sua maioria, para avaliar o impacto da PD nas perdas de um ramo particular e para uma situação específica de ligação de PD.

A crescente tendência para a ligação de geradores às redes BT tem desencadeado a necessidade de alargar o estudo do impacto da PD sobre perdas a estas redes eléctricas. Por exemplo, Viawan e Sannino [147] utilizaram uma abordagem analítica para avaliar o impacto da PD, com e sem controlo da potência reactiva, sobre as perdas de redes BT. As influências produzidas pelas características das redes (aérea/subterrânea e secção), bem como pela localização dos geradores foram consideradas. Os resultados obtidos mostram que o controlo da potência reactiva injectada pela PD permite aumentar a potência activa que pode ser absorvida pela rede. Contudo, a este aumento corresponde um incremento nas perdas eléctricas. Os resultados obtidos mostram ainda que a redução de perdas é mais significativa quando os geradores são interligados a redes com elevada resistência, elevados níveis de carga e baixo factor de potência. A aplicação da metodologia implica o conhecimento das características da rede BT analisada, bem como da carga, localização e perfil de produção dos geradores.

Em [17] avalia-se o impacto produzido pela microgeração nas perdas das redes BT e MT utilizando para o efeito redes típicas urbanas, suburbanas e rurais. A avaliação foi efectuada sobrepondo os perfis de produção típicos dos microgeradores aos perfis típicos de carga das diferentes redes consideradas. Tal sobreposição permitiu estimar a influência da microgeração sobre a carga das redes eléctricas e, consequentemente, sobre as perdas. Os resultados obtidos mostram que, no cenário de maior penetração de microgeração, as perdas anuais dependentes da carga nas redes BT e MT serão reduzidas em 38%. O estudo mostra ainda que tecnologias de microgeração distintas apresentam impactos diferentes sobre as perdas, sendo que a micro-CHP apresenta o melhor desempenho.

Também em [158] e em [273], se avalia o impacto de diferentes tecnologias de microgeração nas perdas e nos trânsitos de potência dos transformadores do ponto de interligação entre a

rede de distribuição e a rede de transporte. A avaliação foi efectuada para duas redes de distribuição genéricas, uma urbana e outra rural, que incluem os níveis de tensão de 0,4, 11, 33 e 132 kV. A carga foi considerada como uniformemente distribuída ao longo dos ramos de distribuição, no caso da rede urbana, e uma mistura entre uniformemente distribuída e com crescimento linear ao longo dos ramos na rede rural. A variação da carga no tempo foi incluída na modelização. Para o efeito foram definidos nove perfis de carga correspondentes a três períodos anuais e três perfis diários. A produção dos sistemas PV e micro-CHP foi modelizada através da utilização de perfis de produção normalizados. Tal como em [17], este estudo conclui que os sistemas de micro-CHP apresentam o melhor desempenho em termos de redução de perdas. Adicionalmente, conclui-se que as perdas evitadas por estes microgeradores nas redes rurais são mais significativas que nas redes urbanas.

As metodologias anteriormente apresentadas permitem concluir que o impacto da PD nas perdas depende de múltiplos factores, incluindo: o nível de penetração da PD nas redes, a sua localização e dispersão, a respectiva tecnologia e a energia produzida. Os níveis de carga das redes, as características físicas destas e o respectivo modo de exploração são também determinantes.

No que concerne ao nível de penetração da PD, o impacto nas perdas tem um comportamento frequentemente designado por “curva da banheira”, ilustrado na figura 4.2. Este comportamento mostra que a redução das perdas produzida pela geração distribuída tem um valor limite a partir do qual as perdas recomeçam a aumentar.

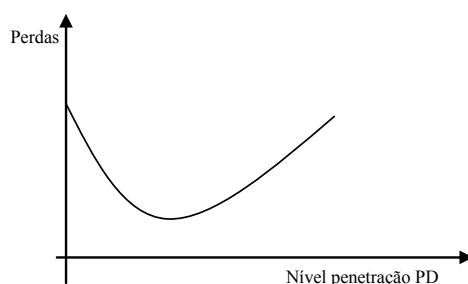


Figura 4.2 – Impactos da PD nas perdas em função da respectiva penetração

A localização e dispersão dos geradores têm também uma importante influência no impacto produzido sobre as perdas. Geralmente, uma maior dispersão dos sistemas de produção tende a favorecer a redução das perdas. Contudo esta situação nem sempre se verifica, sendo que a percentagem da energia gerada que é auto-consumida tem, neste contexto, uma importância significativa. A redução nas perdas tende a aumentar com o aumento do auto-consumo (idealmente, o impacto é máximo para os geradores que seguem a carga do barramento ao qual se ligam).

A tecnologia dos geradores condiciona também o impacto nas perdas, uma vez que tem influência sobre o padrão de produção de energia, nomeadamente no que se refere à intermitência e aos períodos de produção. Por exemplo, o facto dos sistemas micro-CHP terem, geralmente, um perfil de produção sincronizado com os consumos de electricidade, leva a que produzam impactos mais significativos nas perdas durante o Inverno. Naturalmente, a sazonalidade que caracteriza o funcionamento destes geradores faz com que, nos meses de Verão, a sua influência nas perdas seja menos significativa.

Outro factor importante que condiciona a influência da PD sobre as perdas é a sua capacidade (ou não) para controlar a potência reactiva produzida. Geralmente, esta possibilidade de controlo favorece a redução de perdas, além de que pode permitir maiores níveis de penetração sem que as perdas recomecem a aumentar.

As características e forma de operação das redes eléctricas com as quais se liga a PD condicionam também a influência destes geradores sobre as perdas eléctricas. Neste contexto, a constituição das redes (cabos, linhas aéreas, soluções mistas) e as densidades e estrutura da carga (doméstica, comercial, industrial, serviços, etc.) são factores relevantes.

4.3 Metodologia para estimação das perdas evitadas pela microgeração

4.3.1 Motivação

A ligação de microgeração às redes BT tende, como foi constatado no ponto anterior, a reduzir as perdas das redes eléctricas em todos os níveis de tensão. Naturalmente, para níveis significativamente elevados de penetração de microgeração, as perdas poderão ser influenciadas negativamente ou seja, poderão aumentar. Contudo, pelo menos na fase inicial do desenvolvimento da microgeração e das microrredes, esta é uma situação que não se verificará.

Tal como foi referido no capítulo 2, o mecanismo de incentivo ao desenvolvimento da microgeração e das microrredes deve ser financiado, tanto quanto possível, pelos benefícios que estas entidades produzem. Enquadra-se neste âmbito o valor económico das perdas evitadas. Consequentemente, a definição de uma metodologia que permita quantificar o valor das perdas evitadas pela microgeração é fundamental. Esta quantificação é a base para a posterior valorização económica deste benefício.

Um aspecto importante neste contexto é a relação entre o valor económico das perdas evitadas e o valor das perdas actuais que é suportado pelos utilizadores das redes. Em Portugal, este valor resulta da atribuição das perdas aos consumidores através da utilização dos factores de ajustamento para perdas (*FAP*), definidos no regulamento tarifário. Estes factores têm o objectivo de referir a energia consumida num determinado nível de tensão e num determinado período ao referencial de produção. Consequentemente, os *FAP* são discriminados por posto horário e nível de tensão tal como se ilustra na tabela 4.1, que contém os valores dos *FAP* a aplicar em Portugal Continental durante o ano de 2008 [82].

Tabela 4.1 – Factores de ajustamento para perdas em % (aplicáveis a Portugal Continental) [82]

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,14	1,09	1,22	1,38
$\gamma_{AT / RNT}^h$	1,44	1,39	1,52	1,68
γ_{AT}^h	1,52	1,37	1,08	0,99
γ_{MT}^h	4,66	4,16	3,27	2,92
γ_{BT}^h	7,24	6,53	5,91	4,70

A discretização por posto horário permite lidar com o facto das perdas variarem ao longo do tempo, em função do nível de carga a que as redes estão sujeitas. A discretização por nível de tensão permite reflectir os diferentes impactos nas perdas que os consumidores têm em função do respectivo ponto de ligação (um consumidor ligado à rede de distribuição MT tende a provocar menos perdas que um consumidor ligado à rede de BT).

As metodologias apresentadas no ponto anterior não estabelecem (pelo menos de modo claro) uma relação entre as perdas evitadas pela PD e as perdas suportadas pelos utilizadores das redes eléctricas. Adicionalmente, uma parte significativa destas metodologias destina-se a avaliar o impacto da PD nas perdas de um ramo específico de uma rede e para uma situação bem definida em termos de localização e capacidade instalada dos geradores. Obviamente que, em situações reais, a localização e a diversidade de redes eléctricas impõem a utilização de metodologias mais abrangentes.

Os estudos que efectuam uma análise mais alargada do impacto da microgeração sobre as perdas do sistema, como os apresentados em [17] e [158], estimam o impacto nas perdas, mas não definem qualquer procedimento para a respectiva repartição. Para além disso, a aplicação destas metodologias impõe a definição de redes típicas bem como a utilização de cenários relacionados com os perfis de consumo e de produção de energia dentro destas redes.

O exposto permite inferir que, do ponto de vista da regulação, importa definir uma metodologia que: i) permita avaliar a amplitude das perdas evitadas; ii) efectue a repartição das perdas evitadas; iii) garanta consistência entre o valor das perdas cobradas aos utilizadores das redes e o valor transferido para a microgeração/microredes. Os pontos seguintes deste capítulo apresentam uma metodologia que procura responder a estes requisitos.

A metodologia proposta admite que toda a energia microgerada é consumida na rede BT à qual os microgeradores se ligam, o que constitui um pressuposto razoável (pelo menos no período inicial de desenvolvimento da microgeração e das microredes). Este pressuposto permite estabelecer uma relação entre o valor das perdas evitadas pela microgeração e os *FAP* das redes a montante da rede BT que é independente da localização da microgeração. No caso das perdas evitadas nas redes BT, o seu relacionamento com o respectivo *FAP* é mais complexo. Efectivamente, a energia microgerada pode fluir nestas redes, o que torna o valor das perdas evitadas dependente de factores como: i) o número, a localização e a capacidade individual dos microgeradores; ii) o nível de penetração de microgeração; iii) a forma como a carga se distribui ao longo dos ramos.

Para lidar com a influência do número, localização e capacidade dos microgeradores, a metodologia desenvolvida utiliza o conceito de valor esperado para as perdas evitadas. A influência do nível de penetração e do tipo de distribuição de carga nas redes BT é contabilizada recorrendo à utilização de intervalos de valores esperados para as perdas evitadas. Com base nestes conceitos é possível definir o valor económico das perdas evitadas e relacionar esse valor com as perdas alocadas aos consumidores através da utilização dos *FAP*.

4.3.2 Factores de perdas evitadas nas redes a montante da rede BT

4.3.2.1 Relação entre perdas e carga num modelo de parâmetros concentrados

As perdas variáveis (p_v) de uma rede eléctrica podem, utilizando um modelo de parâmetros concentrados como o ilustrado na figura 4.3, ser obtidas por:

$$p_v = R \cdot I^2 = \frac{R \times (1 + tg^2 \varphi)}{V^2} \times P_{inj}^2 \quad (4.1)$$

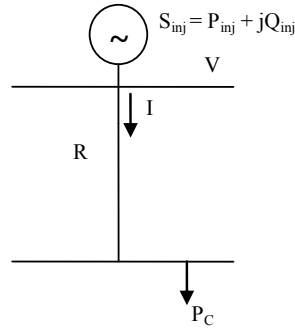


Figura 4.3 – Modelo de parâmetros concentrados para uma rede sem microgeração

Admitindo que a rede eléctrica opera com um factor de potência e tensão na emissão constantes teremos:

$$p_v = \alpha \times P_{inj}^2 \quad (4.2)$$

sendo: $\alpha = \frac{R \times (1 + tg^2 \varphi)}{V^2}$.

Uma vez que $P_{inj} = P + p_v$, sendo $P = P_c + p_f$ e p_f o valor das perdas fixas da rede, a expressão (4.2) pode ser reescrita na forma:

$$p_v = \alpha (P + p_v)^2 \quad (4.3)$$

Resolvendo a equação de segundo grau definida em (4.3) em ordem a p_v obtém-se:

$$p_v = \frac{-2\alpha P + 1 + \sqrt{-4\alpha P + 1}}{2\alpha} \quad \vee \quad p_v = \frac{-2\alpha P + 1 - \sqrt{-4\alpha P + 1}}{2\alpha} \quad (4.4)$$

Apenas a segunda solução pode ser considerada, uma vez que só esta permite que se verifique que $p_v (P=0) = 0$. Logo, a expressão (4.2) pode ser reescrita para que as perdas variáveis da rede sejam função da carga alimentada pela rede, P_c :

$$p_v = \frac{-2\alpha (P_c + p_f) + 1 - \sqrt{-4\alpha (P_c + p_f) + 1}}{2\alpha} \quad (4.5)$$

4.3.2.2 Influência da microgeração nas perdas

A presença de microgeração nas redes (figura 4.4), permite reduzir o trânsito de potências nos respectivos ramos e, conseqüentemente, o valor das perdas eléctricas variáveis. Tendo em consideração o pressuposto de que a circulação da energia microgerada é confinada à rede BT, teremos que a variação nas perdas da rede pode ser obtida por:

$$\Delta p = p_v - p_v(0) \quad (4.6)$$

sendo: p_v e $p_v(0)$, respectivamente, os valores das perdas variáveis após e antes da consideração da microgeração.

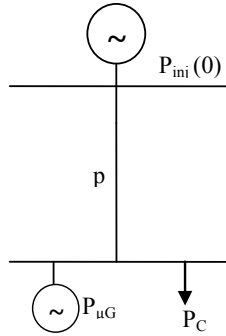


Figura 4.4 – Modelo de parâmetros concentrados para uma rede com microgeração

Os valores de p_v e $p_v(0)$ a utilizar em (4.6) podem ser obtidos recorrendo à expressão (4.5) sendo que, na determinação de p_v , o valor P_c deve ser substituído por $P_c - P_{\mu G}$. Conseqüentemente, utilizando as expressões (4.5) e (4.6) pode obter-se o valor das perdas evitadas pela microgeração:

$$\Delta p = P_{\mu G} + \frac{\sqrt{-4\alpha(P_c + p_f) + 1} - \sqrt{-4\alpha(P_c + p_f - P_{\mu G}) + 1}}{2\alpha} \quad (4.7)$$

Naturalmente, o valor da variação nas perdas, produzido pela microgeração, pode também ser obtido com base na expressão (4.2), ou seja:

$$\Delta p = p_v - p_v(0) = \alpha(P_{inj}^2 - P_{inj}^2(0)) \quad (4.8)$$

sendo: P_{inj} e $P_{inj}(0)$ respectivamente as potências injectadas na rede após e antes da consideração da microgeração.

Atendendo a que $P_{inj} = P_c + p_f + p_v - P_{\mu G}$ e $p_v = \alpha P_{inj}^2$ temos que:

$$P_{inj} = P_c + p_f + \alpha P_{inj}^2 - P_{\mu G} \quad (4.9)$$

Resolvendo a equação de segundo grau em ordem a P_{inj} vem que:

$$P_{inj} = \frac{1 + \sqrt{1 - 4\alpha(P_c + p_f - P_{\mu G})}}{2\alpha} \quad \vee \quad P_{inj} = \frac{1 - \sqrt{1 - 4\alpha(P_c + p_f - P_{\mu G})}}{2\alpha} \quad (4.10)$$

Uma vez que apenas a segunda das raízes apresentadas pode ser considerada (é a única que assegura $P_{inj} = 0$ quando $P_C = p_f = P_{\mu G} = 0$), temos que a potência injectada na rede após consideração da microgeração vale:

$$P_{inj} = \frac{1 - \sqrt{1 - 4\alpha(P_C + p_f - P_{\mu G})}}{2\alpha} \quad (4.11)$$

A mesma expressão que a apresentada em (4.7) pode então ser obtida através de (4.8) utilizando (4.11) para obter os valores de P_{inj} e $P_{inj}(0)$. Note-se que, na obtenção de $P_{inj}(0)$ utilizando (4.11), o valor de $P_{\mu G}$ a considerar é nulo.

4.3.2.3 Factor de perdas evitadas

A expressão (4.7) permite quantificar a variação nas perdas de uma rede (a montante da rede BT) produzida pela consideração de um valor $P_{\mu G}$ de microgeração. Com base nesta expressão pode definir-se um factor de perdas evitadas (δ) capaz de medir a variação nas perdas relativamente ao valor de microgeração considerado:

$$\delta = \frac{dp_v}{dP_{\mu G}} = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - 4\alpha(P_C + p_f - P_{\mu G})}} \quad (4.12)$$

O valor de δ depende, portanto, do valor de potência microgerada e do ponto de funcionamento inicial da rede em termos do respectivo nível de carga. Adicionalmente, a expressão (4.12) permite concluir que, mesmo para um determinado ponto inicial de funcionamento assumido como constante (α e P_C constantes), o factor de perdas evitadas diminui à medida que aumenta o valor de $P_{\mu G}$. Consequentemente, o valor de δ deveria ser fixado quase que em tempo real em resposta aos potenciais sucessivos aumentos de $P_{\mu G}$. Obviamente que esta situação não pode ocorrer dadas as dificuldades regulatórias que daí emergiriam. Em vez disso, os valores poderão ser fixados e actualizados em períodos temporais bem definidos, por exemplo os períodos regulatórios (que podem ser plurianuais). Neste caso, e assumindo que o valor de $P_{\mu G}$ no final do período regulatório é relativamente pequeno face ao valor de P_C no início ($P_{\mu G} \ll P_C(0)$), podemos fixar o valor de δ tendo em consideração $P_{\mu G} = 0$. Neste caso, teremos:

$$\delta = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - 4\alpha(P_C(0) + p_f)}} \quad (4.13)$$

A figura 4.5 mostra o efeito produzido pela inclusão de um valor $P_{\mu G}$ de microgeração sobre as perdas (variáveis) de uma rede eléctrica a montante da rede BT. A inclusão da microgeração resulta numa redução da carga que a rede tem de alimentar e, consequentemente, numa redução das perdas cujo valor Δp pode ser obtido utilizando a expressão (4.7).

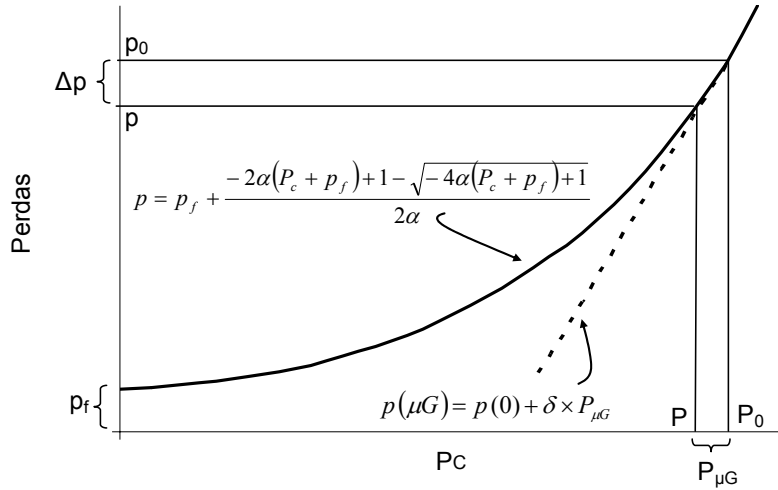


Figura 4.5 – Perdas evitadas devido à consideração de $P_{\mu G}$

A figura 4.5 mostra ainda, a tracejado, uma recta tangente à curva das perdas no ponto correspondente à abcissa P_0 , cujo declive é obtido utilizando a expressão (4.13). A equação desta recta pode ser utilizada para obter o valor das perdas que se verificam após inclusão de uma determinada quantidade de microgeração ($P_{\mu G}$), ou seja:

$$p(\mu G) = p(0) + \delta \times P_{\mu G} \quad (4.14)$$

As perdas evitadas podem, portanto, ser estimadas por:

$$\Delta p = p(\mu G) - p(0) = \delta \times P_{\mu G} \quad (4.15)$$

Note-se que, tal como se ilustra na figura 4.5, a utilização da expressão (4.15) tende a originar valores de perdas evitadas cada vez mais optimistas à medida que se consideram valores mais elevados de potência microgerada. Esta dificuldade apresenta uma expressão limitada quando a potência microgerada não é suficiente para introduzir alterações significativas no ponto de funcionamento da rede que serve de base à determinação de δ . A redefinição dos valores de δ ao longo do tempo (por exemplo em sucessivos períodos regulatórios) permitirá tornar esta dificuldade praticamente insignificante.

4.3.2.4 Relação entre δ e os FAP (γ)

Como foi anteriormente referido, a definição de um regime regulatório adequado deve tratar as perdas de modo integrado. Por outras palavras, as perdas alocadas aos consumidores e as perdas evitadas atribuídas à PD devem estar relacionadas. As perdas alocadas aos consumidores, no caso do sistema eléctrico português, são definidas pela utilização dos FAP. Estes factores são um procedimento simples de definir e de repartir as perdas que, em média, cada utilizador da rede representa. O seu valor é definido pela expressão (4.16) e corresponde a uma divisão das perdas proporcional à potência, válida na proximidade daquele nível de perdas e de consumo.

$$\gamma = \frac{p(0)}{P_C(0)} = \frac{p_f + p_v(0)}{P_C(0)} \quad (4.16)$$

sendo: $P_C(0)$ e $p(0) = p_f + p_v(0)$ os valores previstos para a energia a ser entregue pela rede e as respectivas perdas.

Não obstante o facto dos *FAP* serem, geralmente, definidos em função da energia entregue pela rede, estes podem ser redefinidos de modo a serem função da energia injectada na rede, ou seja:

$$\gamma' = \frac{p(0)}{P_{inj}(0)} = \frac{p_f(0) + p_v(0)}{P_{inj}(0)} \quad (4.17)$$

A relação entre γ e γ' é simples, obedecendo à expressão:

$$\gamma = \frac{P_{inj}(0)}{P_C(0)} \gamma' \quad (4.18)$$

Note-se que os *FAP* são determinados para uma zona de funcionamento do sistema que se prevê estável. A operação do sistema num ponto afastado do considerado para a determinação dos *FAP* faz com que a recta de declive γ (ou γ') tenda a não reproduzir os valores de perdas da rede (tal como se ilustra na figura 4.6).

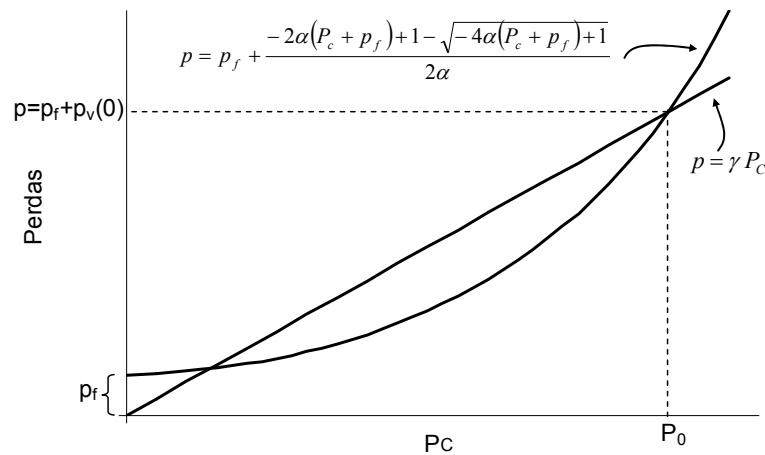


Figura 4.6 – Definição de factor de ajustamento para perdas

Admitindo o sistema a funcionar numa zona estável (utilizada na definição dos *FAP*), pode estabelecer-se uma relação entre os *FAP* e os factores de perdas evitadas. A expressão (4.2) permite escrever que:

$$\alpha = \frac{p_v(0)}{P_{inj}(0)^2} \quad (4.19)$$

Por outro lado, considerando (4.17) e admitindo que as perdas fixas da rede representam ξ % das perdas totais iniciais teremos que:

$$\gamma' = \frac{\xi(0) \times p(0)}{P_{inj}(0)} + \frac{p_v(0)}{P_{inj}(0)} \Leftrightarrow \frac{\gamma'}{P_{inj}(0)} = \frac{\xi(0) \times p(0)}{P_{inj}(0)^2} + \frac{p_v(0)}{P_{inj}(0)^2} \quad (4.20)$$

Logo, tendo em consideração (4.19):

$$\alpha = \frac{\gamma'}{P_{inj}(0)} (1 - \xi(0)) \quad (4.21)$$

Atendendo a (4.18) vem:

$$\alpha = \frac{P_c(0)}{P_{inj}^2(0)} \gamma (1 - \xi(0)) \quad (4.22)$$

Substituindo (4.22) em (4.13) obtém-se:

$$\delta = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - 4 \frac{P_c(0)}{P_{inj}^2(0)} \gamma (1 - \xi(0)) (P_c(0) + p_f)}} \quad (4.23)$$

Note-se que a equação (4.23) é válida dentro dos pressupostos assumidos aquando da obtenção da expressão (4.13). Nestas condições temos que:

$$P_{inj}(0) = P_c(0) + p(0) = P_c(0) \times (1 + \gamma) \quad (4.24)$$

E logo, a expressão (4.23) pode ser reescrita na forma:

$$\delta = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - 4 \frac{\gamma (1 - \xi(0)) (P_c(0) + p_f)}{P_c(0) \times (1 + \gamma)^2}}} \quad (4.25)$$

Tendo em consideração que $p_f \ll P_c(0)$ e efectuando alguns arranjos matemáticos pode escrever-se:

$$\delta \approx 1 - \frac{1 + \gamma}{\sqrt{\gamma^2 + 2\gamma \cdot (2 \cdot \xi(0) - 1) + 1}} \quad (4.26)$$

A expressão (4.26) mostra que o factor de perdas evitadas definido em (4.13) pode ser relacionado com o *FAP*, sendo apenas necessário conhecer o valor percentual das perdas fixas da rede na situação de referência inicial ($\xi(0)$).

4.3.3 Factores de perdas evitadas nas redes BT

As expressões (4.13) e (4.26) foram determinadas no pressuposto de que os sistemas de microgeração estão posicionados a jusante da rede para a qual se pretende determinar o factor de perdas evitadas. Adicionalmente, admite-se que o trânsito da energia microgerada é confinado à rede BT. Consequentemente, estas expressões podem ser utilizadas para as redes

a montante da rede BT, mas não para estas, uma vez que os referidos pressupostos deixam de ser válidos.

As perdas evitadas pela microgeração nas redes BT são influenciadas por factores como: a localização e o número das unidades de microgeração; o nível de penetração da microgeração; e o tipo de distribuição de carga nos ramos BT. A figura 4.7 ilustra uma situação em que as perdas evitadas pela microgeração na rede BT tendem a ser nulas para o caso do microgerador G_1 (desprezando o efeito da tensão), e significativas para o caso de G_2 .

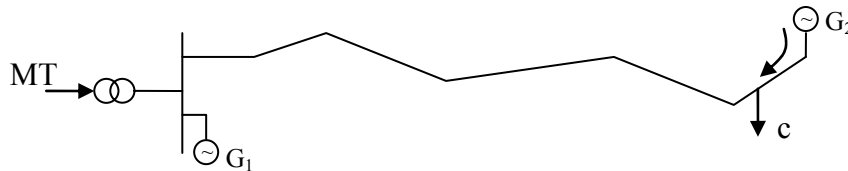


Figura 4.7 – Influência da localização dos microgeradores sobre as perdas evitadas nas redes BT

A quantificação das perdas evitadas pela microgeração nas redes BT pode ser conseguida através da definição de um factor (k) capaz de traduzir o respectivo valor esperado. Sendo conhecido este valor, o factor de perdas evitadas para estas redes pode ser obtido por:

$$\delta = k\gamma(1 - \xi) \quad (4.27)$$

A determinação do factor k pode ser conseguida através da realização de estudos analíticos capazes de incorporar o impacto nas perdas produzido pelos factores acima referidos. Nos pontos seguintes apresenta-se um estudo analítico da variação das perdas originada pela microgeração, tendo em consideração os parâmetros referidos. Neste estudo admite-se que o valor da energia microgerada é, no limite, igual ao valor da energia consumida pelos consumidores ligados a cada ramo BT em estudo. Por outras palavras, assume-se que a penetração de microgeração é, para cada ramo BT e em cada instante, inferior ou igual a 100% (sendo a penetração definida como o quociente entre a potência produzida pela microgeração e aquela que é fornecida pela rede aos consumidores).

4.3.3.1 Perdas num ramo BT na ausência de microgeração

Admitindo que num determinado ramo BT a carga eléctrica está uniformemente distribuída com densidade I (A/m), teremos que a corrente eléctrica num ponto x do ramo pode ser obtida por:

$$I(x) = \int_0^x I dx = Ix \quad (4.28)$$

sendo: x um ponto qualquer à distância x , em metros, do fim do ramo, tal como ilustra a figura 4.8.

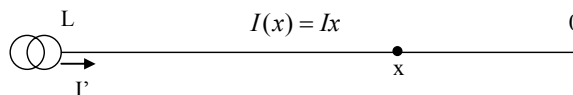


Figura 4.8 – Rede BT sem microgeração

A corrente I' , no início do ramo, pode então ser obtida por:

$$I' = \int_0^L I dx \Rightarrow I' = IL \quad (4.29)$$

sendo: L o comprimento do ramo, em metros.

As perdas variáveis do ramo BT valem:

$$p(0) = \int_0^L (Ix)^2 r dx = \frac{rI^2 L^3}{3} \quad (4.30)$$

sendo: r a resistência por unidade de comprimento do ramo dada por:

$$r = \frac{R}{L} \quad (4.31)$$

onde: R representa a resistência total do ramo.

A expressão (4.30) pode ser reescrita, tendo em consideração (4.29) e (4.31):

$$p(0) = \frac{RI'^2}{3} \quad (4.32)$$

4.3.3.2 Consideração de uma unidade de microgeração

Admitindo uma única unidade de microgeração colocada num qualquer ponto B do ramo, entre 0 e L , teremos (figura 4.9):

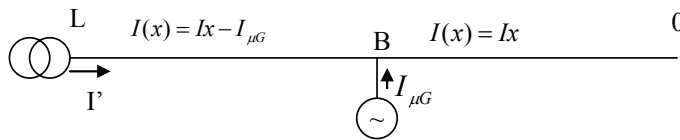


Figura 4.9 – Uma unidade de microgeração com carga uniformemente distribuída

$$\begin{aligned} p &= \int_0^B (Ix)^2 r dx + \int_B^L (Ix - I_{\mu G})^2 r dx = \\ &= p(0) - rII_{\mu G}(L^2 - B^2) + rI_{\mu G}^2(L - B) \end{aligned} \quad (4.33)$$

Substituindo (4.29) e (4.31) em (4.33) e definindo $b = B/L$ obtemos:

$$p = p(0) - R \cdot [I' I_{\mu G}(1 - b^2) - I_{\mu G}^2(1 - b)] \quad (4.34)$$

A expressão (4.34) permite concluir que as perdas evitadas pelo sistema de microgeração, em percentagem do valor inicial das perdas, valem:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot \left[\frac{I_{\mu G}}{I'} (1 - b^2) - \frac{I_{\mu G}^2}{I'^2} (1 - b) \right] \quad (4.35)$$

Definindo $f = I_{\mu G} / I'$ (fracção da corrente que é microgerada) podemos reescrever a expressão (4.35) na forma:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot (1 - b) f \cdot [(1 + b) - f] \quad (4.36)$$

A figura 4.10 mostra, para diferentes valores de f e de b , as perdas evitadas pelo sistema de microgeração.

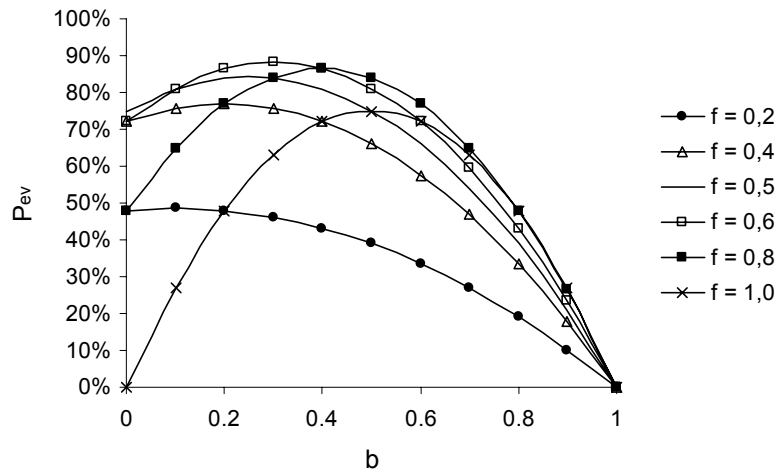


Figura 4.10 – Perdas evitadas por um sistema de microgeração

A expressão (4.36) permite determinar a localização óptima do sistema de microgeração:

$$\frac{d(p_{ev} / p(0))}{d(b)} = 0 \Rightarrow b = \frac{f}{2} \quad (4.37)$$

Conclui-se, portanto, que a localização óptima de um sistema de microgeração, do ponto de vista da redução de perdas, é numericamente igual a metade do quociente entre a sua produção ($I_{\mu G}$) e a corrente à saída do posto de transformação (I').

O máximo valor de perdas evitadas por um sistema de microgeração pode ser obtido substituindo o resultado obtido na expressão (4.37) em (4.36):

$$p_{ev,f}^{\max} = \frac{3}{4} f(f - 2)^2 \quad (4.38)$$

onde: $p_{ev,f}^{\max}$ representa o valor máximo de perdas evitadas, em percentagem das perdas iniciais, originadas por um sistema de microgeração optimamente localizado no ramo BT.

A expressão (4.36) permite também determinar o valor de f (e portanto de $I_{\mu G}$) que maximiza as perdas evitadas, em função de B/L :

$$\frac{d(p_{ev} / p(0))}{d(f)} = 0 \quad (4.39)$$

$$f = \frac{1}{2}(b+1) \Rightarrow I_{\mu G} = \frac{1}{2}(b+1)I'$$

Substituindo o resultado obtido em (4.36) obtém-se o valor máximo de perdas evitadas por um sistema de microgeração, localizado numa posição específica b :

$$p_{ev,b}^{\max} = \frac{3}{4}(b+1)^2(1-b) \quad (4.40)$$

O máximo valor absoluto de perdas evitadas por um único sistema de microgeração pode ser obtido a partir da expressão (4.40):

$$\frac{dp_{ev,b}^{\max}}{db} = 0 \Rightarrow b = \frac{1}{3} \quad (4.41)$$

Esta expressão mostra que o máximo valor absoluto de perdas evitadas originado por um sistema de microgeração se verifica quando este se localiza a 2/3 do ramo BT (sendo a distância contada a partir do posto de transformação) e tiver uma microgeração tal que $f = 2/3$. Nestas condições, as perdas evitadas serão (substituindo $b=1/3$ em (4.40)):

$$p_{ev}^{\max-abs} = \frac{8}{9} \quad (4.42)$$

Ou seja, o máximo valor absoluto de perdas evitadas por um sistema de microgeração numa rede eléctrica BT é de 88,9 % das perdas que se verificam quando não existe qualquer sistema de microgeração.

Embora interessante, a determinação do máximo valor de perdas evitadas que se pode conseguir com um sistema de microgeração, não tem a utilidade necessária à definição de um regime de regulação capaz de afectar as perdas evitadas aos sistemas de microgeração. Com efeito, num sistema eléctrico moderno, a localização e dimensão dos sistemas de microgeração serão ditadas pelos interesses dos respectivos proprietários. Significa isto que estes sistemas poderão surgir em qualquer ponto da rede eléctrica de baixa tensão e ter diferentes capacidades, o que influencia as perdas evitadas.

Naturalmente, a definição de um factor de perdas evitadas para cada microgerador em função da sua dimensão e localização, é, do ponto de vista regulatório, incomportável. Esta dificuldade pode ser contornada com a utilização do conceito de valor esperado para as perdas evitadas o qual permitirá, posteriormente, definir factores de perdas evitadas a aplicar aos sistemas de microgeração independentemente da sua localização e potência.

A determinação do valor esperado de perdas evitadas por um sistema de microgeração implica o conhecimento das probabilidades inerentes à sua localização no ramo com o qual se liga. Uma vez que o sistema de microgeração pode ser instalado em qualquer ponto do ramo BT, e que não existe informação que permita concluir que a probabilidade de uma determinada localização é superior à de qualquer outra, adoptou-se uma distribuição de probabilidade

uniforme. Nestas condições, e tendo em consideração (4.36), o valor esperado para as perdas evitadas por um sistema de microgeração, em função de $p(0)$, vale:

$$\begin{aligned} p_{ev}^{esp} &= \int_0^1 \frac{P_{ev}}{p(0)}(b) db = \int_0^1 3 \cdot [(1-b^2)f - (1-b)f^2] db \\ &= 2f - \frac{3f^2}{2} \end{aligned} \quad (4.43)$$

O gráfico da figura 4.11 ilustra o valor esperado das perdas evitadas em função de f .

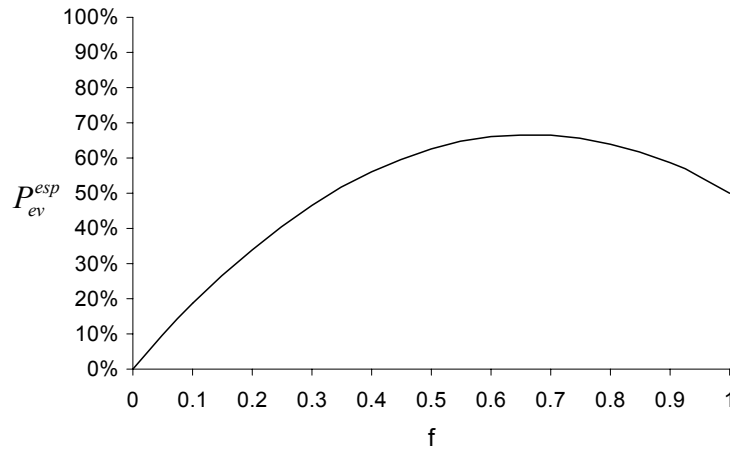


Figura 4.11 – Perdas evitadas esperadas para um sistema de microgeração

O valor de f que conduz ao máximo valor esperado de perdas evitadas pode ser obtido através de:

$$\frac{d(p_{ev}^{esp})}{df} = 0 \Rightarrow f = \frac{2}{3} \quad (4.44)$$

O máximo valor absoluto para as perdas evitadas esperadas obtém-se por substituição do valor obtido em (4.44) na expressão (4.43):

$$p_{ev,max}^{esp} = \frac{2}{3} \quad (4.45)$$

Ou seja, o valor máximo de perdas evitadas esperadas originadas por um único sistema de microgeração, aleatoriamente localizado num ramo BT, ocorre para $f = 2/3$ e é de, sensivelmente, 67%.

Naturalmente, o conceito de perdas esperadas pressupõe a existência de um elevado número de situações em que os sistemas de microgeração estão em diversas localizações, sendo que o valor de perdas evitadas esperadas representa a média das perdas evitadas por estes sistemas.

4.3.3.3 Consideração de duas unidades de microgeração

As perdas num ramo BT, no qual são instalados dois sistemas de microgeração localizados aleatoriamente, podem ser obtidas empregando um processo semelhante ao utilizado para o caso de um sistema de microgeração. Definindo $I_{\mu G} = I_{\mu G_1} + I_{\mu G_2}$ e $\nu = \frac{I_{\mu G_1}}{I_{\mu G}}$ teremos que as perdas no ramo, após a presença dos dois sistemas de microgeração (figura 4.12), valem, para o caso em que $B \leq C$:

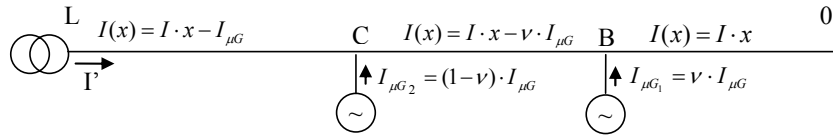


Figura 4.12 – Rede BT com duas unidades de microgeração ($B \leq C$)

$$\begin{aligned}
 p &= \int_0^B (Ix)^2 r dx + \int_B^C (Ix - \nu I_{\mu G})^2 r dx + \int_C^L (Ix - I_{\mu G})^2 r dx \\
 &= p(0) + RI' I_{\mu G} \left[\nu \left(\frac{B}{L} \right)^2 + (1 - \nu) \left(\frac{C}{L} \right)^2 - 1 \right] + RI_{\mu G}^2 \left[(\nu^2 - 1) \frac{C}{L} - \nu^2 \frac{B}{L} + 1 \right]
 \end{aligned} \quad (4.46)$$

Ou seja:

$$p = p(0) + RI' I_{\mu G} (b^2 \nu + (1 - \nu) \cdot c^2 - 1) + RI_{\mu G}^2 ((\nu^2 - 1) \cdot c - \nu^2 b + 1) \quad \wedge \quad B \leq C \quad (4.47)$$

A expressão (4.47) permite obter o valor das perdas evitadas pelos dois sistemas de microgeração em função das perdas iniciais $p(0)$, para $b \leq c$:

$$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot [(1 - b^2 \nu - (1 - \nu) \cdot c^2) f - ((\nu^2 - 1) \cdot c - \nu^2 b + 1) f^2] \quad \text{se } b \leq c \quad (4.48)$$

A expressão das perdas evitadas para o caso em que $b > c$ pode ser obtida de modo análoga à anterior, tendo em conta a alteração da posição relativa dos dois sistemas de microgeração (figura 4.13):

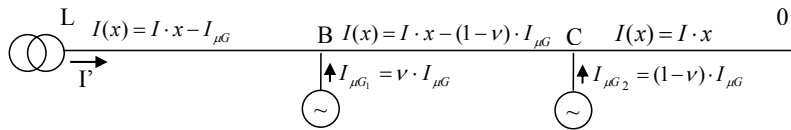


Figura 4.13 – Rede BT com duas unidades de microgeração ($B > C$)

$$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot [(1 - (1 - \nu) \cdot c^2 - \nu \cdot b^2) f - (((1 - \nu)^2 - 1) \cdot b - (1 - \nu)^2 c + 1) f^2] \quad \text{se } b > c \quad (4.49)$$

Logo teremos que:

$$\frac{P_{ev}}{p(0)} = \begin{cases} 3 \cdot [(1 - b^2 \nu - (1 - \nu) \cdot c^2) f - ((\nu^2 - 1) \cdot c - \nu^2 b + 1) f^2] & \text{se } b \leq c \\ 3 \cdot [(1 - (1 - \nu) \cdot c^2 - \nu \cdot b^2) f - (((1 - \nu)^2 - 1) \cdot b - (1 - \nu)^2 c + 1) f^2] & \text{se } b > c \end{cases} \quad (4.50)$$

A figura 4.14 mostra o comportamento das perdas evitadas por dois sistemas de microgeração em função da sua localização para o caso $f = 1$ e $\nu = 0,5$.

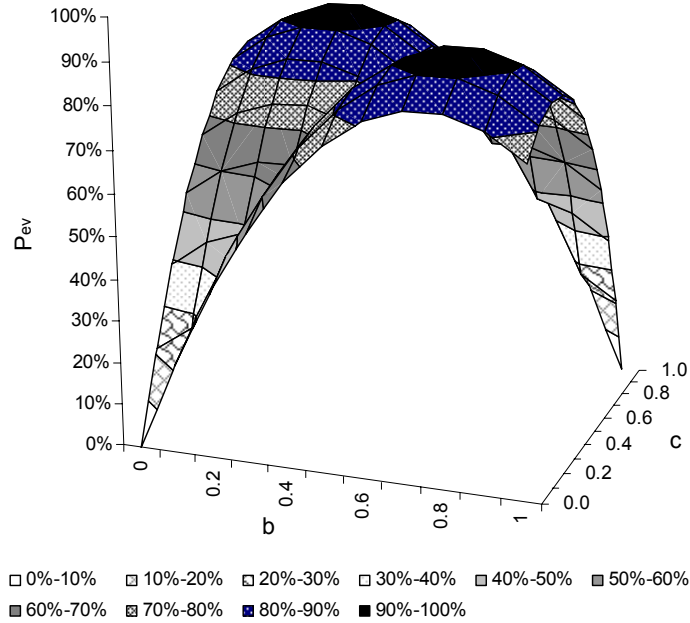


Figura 4.14 – Perdas evitadas por dois sistemas de microgeração em percentagem das perdas iniciais

Também neste caso se pode determinar a localização dos sistemas de microgeração que conduzem ao máximo valor de perdas evitadas (ou seja os pares (b,c)). Teremos então que:

$$f_b = \frac{\partial \frac{P_{ev}}{P(0)}}{\partial b} = -6bv f + 3v^2 f^2 \quad (4.51)$$

$$f_c = \frac{\partial \frac{P_{ev}}{P(0)}}{\partial c} = 6c(v-1)f - 3(v^2-1)f^2 \quad (4.52)$$

As expressões (4.51) e (4.52) permitem determinar o par (b,c) correspondente ao máximo valor de perdas evitadas:

$$f_b = 0 \Rightarrow -6bv f + 3v^2 f^2 = 0 \Rightarrow b = \frac{1}{2}v \cdot f \quad (4.53)$$

$$f_c = 0 \Rightarrow 6c(v-1)f - 3(v^2-1)f^2 = 0 \Rightarrow c = \frac{1}{2}(v+1)f \quad (4.54)$$

O valor máximo da variação nas perdas, em função de f e v , resulta da substituição do par (b,c) encontrado na expressão (4.50) para $b \leq c$:

$$p_{ev,f,v}^{\max} = 3 \cdot \left(f - \frac{v^2 f^3}{4} + \frac{v f^3}{4} + \frac{f^3}{4} - f^2 \right) \quad (4.55)$$

O valor de f que maximiza as perdas evitadas em função de v e da localização (b,c) dos microgeradores será:

$$\frac{d}{df} \frac{p_{ev}}{p(0)} = 0$$

$$f = \begin{cases} \frac{1-c^2 + \nu(c^2 - b^2)}{2(1-c + \nu^2(c-b))} & \text{se } b \leq c \\ \frac{1-c^2 + \nu(c^2 - b^2)}{2(1-b + (1-\nu)^2(b-c))} & \text{se } b > c \end{cases} \quad (4.56)$$

Substituindo este valor na expressão (4.50) obtém-se o valor máximo de perdas evitadas por dois sistemas de microgeração, em função das respectivas localizações e de ν :

$$p_{ev,b,c}^{\max} = \begin{cases} \frac{3}{4} \left(\frac{(1-c^2 + \nu(c^2 - b^2))^2}{(1-c + \nu^2(c-b))} \right) & \text{se } b \leq c \\ \frac{3}{4} \left(\frac{(-1-c^2 + \nu(b^2 - c^2))^2}{(1-b + (\nu-1)^2(b-c))} \right) & \text{se } b > c \end{cases} \quad (4.57)$$

O valor de ν que maximiza as perdas evitadas em função de f e da localização (b,c) dos microgeradores é dado por:

$$\frac{d}{d\nu} \frac{p_{ev}}{p(0)} = 0$$

$$\nu = \begin{cases} \frac{b+c}{2f} & \text{se } b \leq c \\ 1 - \frac{b+c}{2f} & \text{se } b > c \end{cases} \quad (4.58)$$

O valor de ν que maximiza as perdas evitadas será:

$$\frac{d}{d\nu} p_{ev,f,\nu}^{\max} = 0 \Rightarrow \nu = \frac{1}{2} \quad (4.59)$$

Substituindo este valor em (4.55) temos:

$$p_{ev,f}^{\max} = \frac{15f^3}{16} - 3f \cdot (f-1) \quad (4.60)$$

Derivando (4.60) e igualando a zero podemos obter o valor de f que conduz ao valor máximo absoluto de perdas evitadas:

$$\frac{d}{df} p_{ev,f}^{\max} = 0 \Rightarrow f = \frac{4}{3} \vee f = \frac{4}{5} \quad (4.61)$$

Apenas a solução $4/5$ pode ser considerada uma vez que $f \leq 1$. Substituindo este valor em (4.60) obtemos o máximo absoluto de perdas evitadas o qual corresponde a 96% das perdas que se verificavam antes da consideração da microgeração.

O valor esperado para as perdas evitadas pelos sistemas de microgeração, em função de $p(0)$, pode ser determinado por:

$$p_{ev}^{esp} = \int_0^1 \int_0^1 \frac{p_{ev}}{p(0)}(b, c) dc db \quad (4.62)$$

A integração da expressão (4.62) pode ser reescrita na forma:

$$\begin{aligned} p_{ev}^{esp} &= \int_0^1 \int_b^1 3 \cdot \left[(1 - b^2 v - (1 - v) \cdot c^2) f - ((v^2 - 1) \cdot c - v^2 b + 1) f^2 \right] dc + \\ &\quad + \int_0^b 3 \cdot \left[(1 - (1 - v) \cdot c^2 - v \cdot b^2) f - (((1 - v)^2 - 1) \cdot b - (1 - v)^2 c + 1) f^2 \right] dc \Big] db \quad (4.63) \\ &= 2f - f^2 \left(\frac{3}{2} + v^2 - v \right) \end{aligned}$$

A figura 4.15 mostra as perdas evitadas, em percentagem das perdas iniciais $p(0)$ e em função de f e de v .

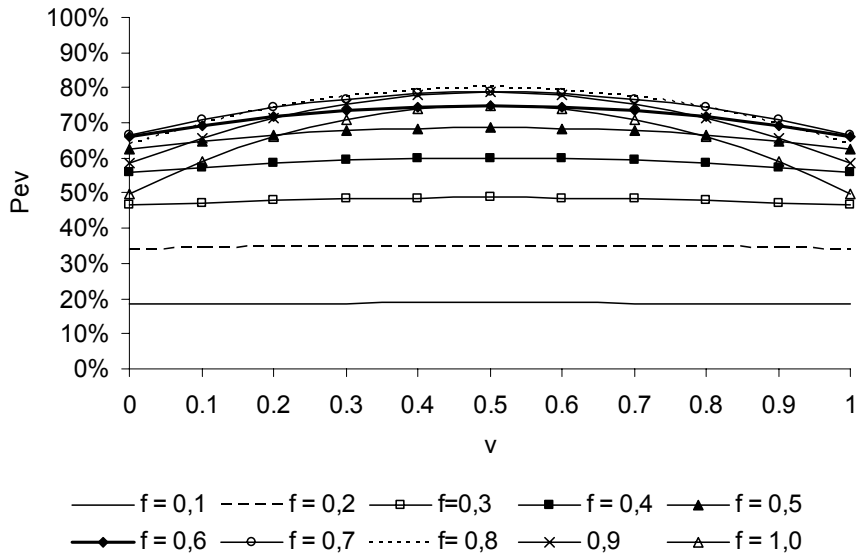


Figura 4.15 – Perdas evitadas esperadas por dois sistemas de microgeração

O valor de v que, para cada f , maximiza o valor esperado das perdas evitadas esperadas pode ser obtido por:

$$\frac{dp_{ev}^{esp}}{dv} = 0 \Rightarrow v = \frac{1}{2} \quad (4.64)$$

Substituindo este valor em (4.63) obtemos:

$$p_{ev, \max, f}^{esp} = 2f - \frac{5}{4} f^2 \quad (4.65)$$

O máximo valor absoluto para as perdas evitadas esperadas pode ser obtido por:

$$\frac{d}{df} p_{ev, \max, f}^{esp} = 0 \Rightarrow f = \frac{4}{5} \quad (4.66)$$

Substituindo este valor em (4.65) temos que:

$$p_{ev,max}^{esp} = \frac{4}{5} \quad (4.67)$$

Ou seja, o valor máximo para as perdas evitadas esperadas é, neste caso, igual a 80%.

4.3.3.4 Microgeração uniformemente distribuída ao longo do ramo BT

Com o intuito de perceber a forma como um número superior de sistemas de microgeração pode influenciar as perdas evitadas, admitiu-se a situação teórica em que a microgeração ($I_{\mu G}$) está uniformemente distribuída ao longo do ramo BT. Nestas condições, as perdas evitadas, obtidas com base na expressão (4.32), valem:

$$p = \frac{R}{3} (I' - I_{\mu G})^2 = p(0) - \left(\frac{R}{3} (2I' I_{\mu G} - I_{\mu G}^2) \right) \quad (4.68)$$

O valor esperado das perdas evitadas, expresso em percentagem das perdas iniciais, será dado por:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 2f - f^2 \quad (4.69)$$

Naturalmente, o máximo deste valor ocorre para $f=1$, anulando as perdas.

4.3.3.5 Perdas evitadas nas redes BT (Factor k)

A figura 4.16 permite comparar o comportamento das perdas evitadas esperadas nas diferentes situações anteriormente estudadas. Os resultados apresentados na figura permitem perceber que o valor esperado das perdas evitadas é influenciado: i) pela relação entre a corrente microgerada e a corrente no início do ramo, f ; ii) pelo número de microgeradores considerado; iii) pela forma como a corrente total microgerada se reparte entre os microgeradores considerados.

A sensibilidade do valor esperado para as perdas evitadas a estes parâmetros é reduzida para valores $f = \frac{I_{\mu G}}{I'} \leq 0,30$. Efectivamente, para $f = 0,3$ o valor esperado das perdas evitadas varia entre os 46,5% das perdas iniciais (para o caso de 1 único sistema de microgeração) e 51% das perdas iniciais (para o caso limite correspondente à distribuição uniforme da capacidade de microgeração ao longo do ramo BT).

O aumento da penetração de microgeração conduz a uma maior sensibilidade do valor esperado para as perdas evitadas relativamente ao número de geradores e à forma como a corrente microgerada se reparte por estes. Ainda assim, mesmo para $f = 0,5$ a sensibilidade é relativamente reduzida, variando as perdas evitadas entre os 62,5% das perdas iniciais (para o caso de 1 sistema de microgeração) e os 75% (para o caso limite correspondente à distribuição uniforme da capacidade de microgeração ao longo do ramo BT).

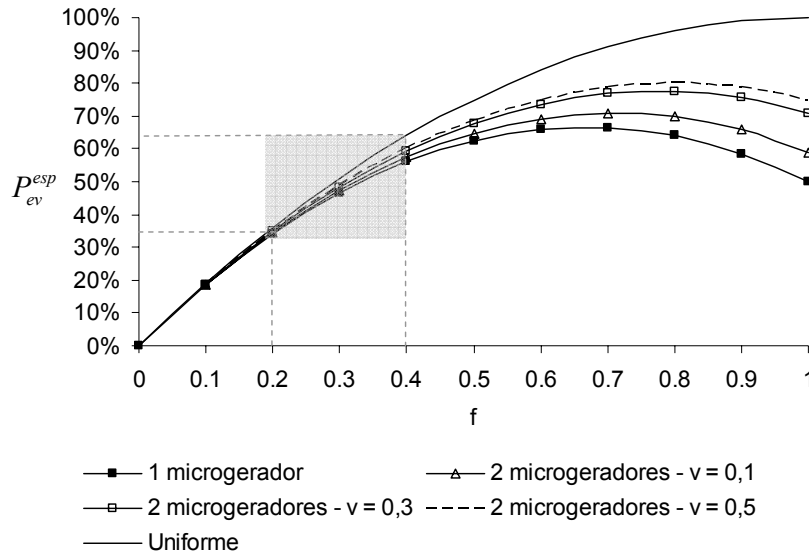


Figura 4.16 – Perdas evitadas esperadas nas redes BT com carga uniformemente distribuída

Outra conclusão importante que pode ser retirada dos resultados apresentados na figura 4.16 é que, para valores de f até 100%, a presença de microgeração nas redes eléctricas de BT conduz sempre a perdas evitadas. Para valores $f \leq 0,66$, independentemente do número de unidades de microgeração e da respectiva repartição da produção entre estas, o valor esperado das perdas evitadas aumenta com o aumento de f . É ainda interessante verificar que o valor máximo esperado de perdas evitadas tende a ser tanto maior quanto mais dispersa estiver a capacidade de microgeração (ou seja, quanto maior for o número de unidades espalhadas ao longo da rede BT).

As conclusões retiradas permitem suportar a definição do factor k referido em (4.27) o qual será capaz de espelhar o impacto da microgeração nas perdas das redes BT com que se liga. Assim, para um determinado período em que f tenha um valor previsível entre 0,2 e 0,4, teremos que os valores esperados para as perdas evitadas variam entre:

- 64% das perdas iniciais, correspondente à situação limite em que a capacidade de microgeração está uniformemente distribuída ao longo do ramo BT
- 34% das perdas iniciais, correspondente à situação de existência de um único sistema de microgeração.

O factor k teria, nestas condições, de ser fixado num valor dentro do intervalo $k \in [0,34 ; 0,64]$. Nestas circunstâncias, o regulador pode optar por uma situação mais conservadora, fixando o factor k em 34% ou por uma situação menos conservadora fixando o factor k num valor superior (por exemplo 50%). Note-se que a fixação de k no valor limite superior (64%) tende a ser optimista, uma vez que este valor corresponde à situação de microgeração uniformemente distribuída ao longo dos ramos BT.

4.3.3.6 Influência produzida pela distribuição da carga

No tratamento analítico apresentado nos pontos anteriores admitiu-se que a carga se distribui uniformemente ao longo dos ramos das redes BT. Esta suposição pode não corresponder à realidade, pelo que importa avaliar a sensibilidade dos resultados obtidos perante distribuições

de carga diferentes. Naturalmente que, embora seja analiticamente possível, não é prático efectuar estudos para a diversidade possível de distribuições de carga que podem ser encontradas. Do ponto de vista da regulação interessam, fundamentalmente, os casos típicos, pelo que é para estes que se devem efectuar os estudos. Neste contexto, as distribuições que, aparentemente, melhor se ajustam à realidade das redes BT são a distribuição uniforme (já estudada) e a distribuição uniformemente decrescente. Esta última corresponde à situação em que os postos de transformação são colocados junto aos pontos de maior carga (para limitarem os problemas relacionados com as perdas eléctricas e as quedas de tensão). Este facto leva a que as situações de carga uniformemente crescente ao longo dos alimentadores BT tendam a não se verificar.

As expressões que caracterizam o comportamento das perdas evitadas, para redes com carga uniformemente decrescente, são obtidas de modo análogo às obtidas para a situação de carga uniformemente distribuída, considerando a especificidade relativa ao comportamento da carga. Para evitar uma repetição dos processos de cálculo dos pontos anteriores apresentam-se, na tabela 4.2, as expressões obtidas para o caso de carga uniformemente decrescente bem como as obtidas para o caso da carga com distribuição uniforme. A dedução das expressões aplicáveis ao caso da carga uniformemente decrescente pode ser encontrada no Anexo B.

As expressões obtidas mostram que a sensibilidade das perdas evitadas pela microgeração à forma como a carga se distribui no ramo BT é significativa. Uma conclusão importante a reter é que, contrariamente ao que sucedia no caso de carga uniformemente distribuída, a microgeração pode implicar um aumento de perdas relativamente ao caso base (ou seja, perdas evitadas negativas). As figuras 4.17 e 4.18 mostram este facto para situações correspondentes a 1 e 2 sistemas de microgeração respectivamente.

Contudo, a consideração de carga distribuída de modo uniformemente decrescente é algo exagerado. Efectivamente, o que geralmente ocorre é a localização dos postos de transformação junto a uma ou mais cargas relevantes. Consequentemente, os alimentadores BT alimentam estas cargas localizadas junto ao posto de transformação, sendo que no resto da sua extensão a carga tenderá a distribuir-se de modo uniforme. Assim, os verdadeiros resultados em termos de perdas evitadas estarão situados entre os valores obtidos para as situações de carga uniformemente decrescente e de carga uniforme ao longo dos alimentadores.

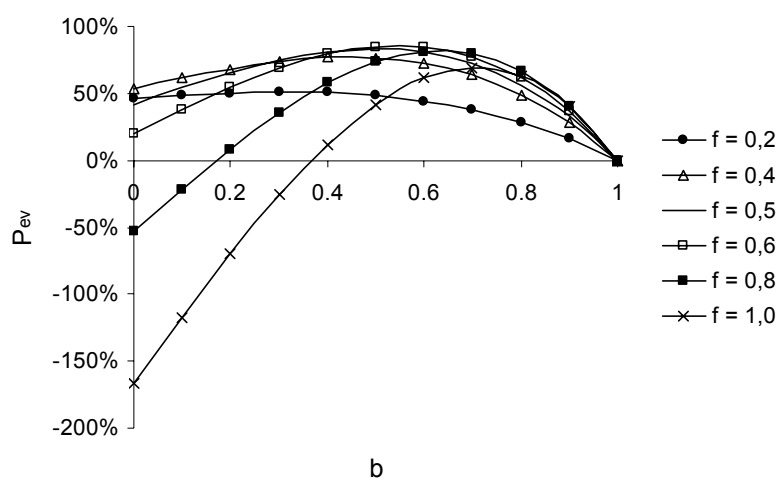


Figura 4.17 – Perdas evitadas por um microgerador num ramo BT – carga uniformemente decrescente

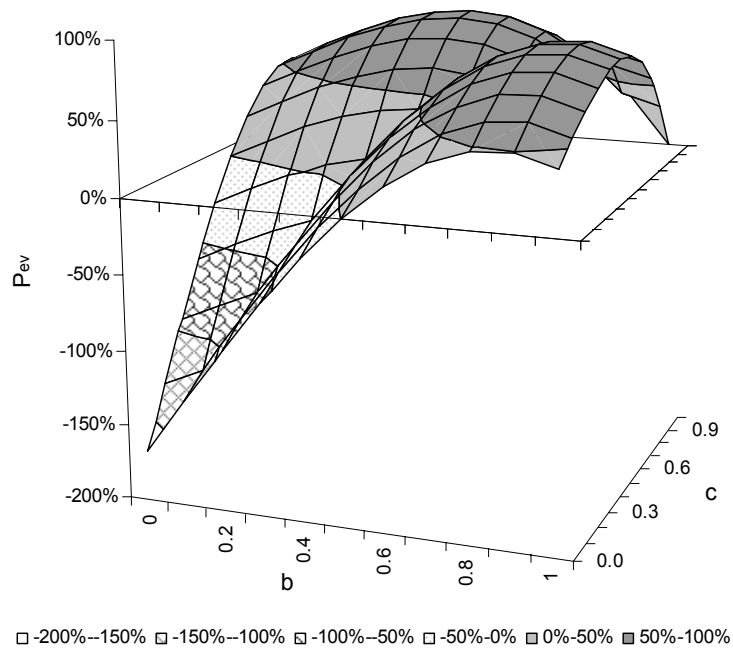


Figura 4.18 – Perdas evitadas por dois microgeradores ($f = 1$ e $v = 0,5$) - carga unif.decrecente

Note-se que as perdas evitadas negativas tendem a ocorrer quando os sistemas de microgeração se localizam no final do ramo BT ($b=0$ e $c=0$) e para valores de f elevados. Por exemplo, no caso de um único sistema de microgeração localizado em $b=0$, o valor máximo de f permitido para que as perdas permaneçam inalteradas face à situação inicial é $f=2/3$. O mesmo ocorre para o caso de dois sistemas de microgeração, ou seja, para $f \leq 2/3$ o valor das perdas evitadas será sempre igual ou superior a zero, não existindo, portanto, perdas evitadas negativas (figura 4.19).

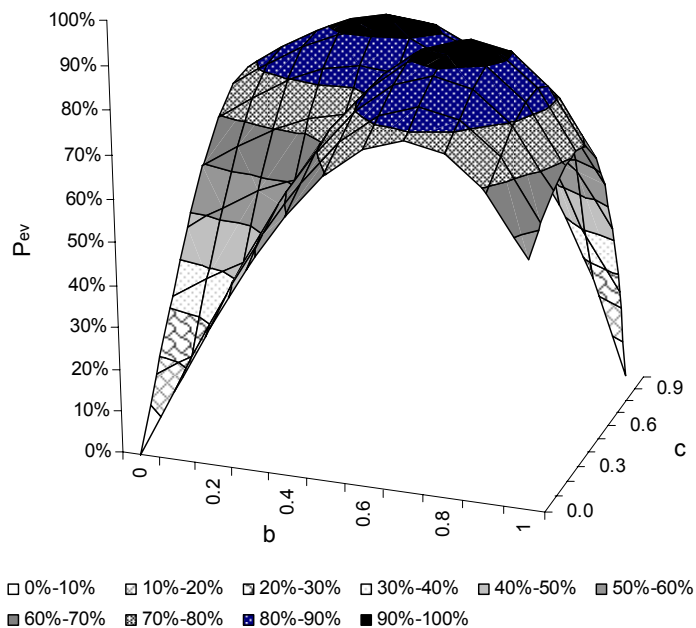


Figura 4.19 – Perdas evitadas por 2 sistemas de microgeração ($f=2/3$ e $v = 0,5$) - carga unif. decrescente

Tabela 4.2 – Expressões analíticas para diferentes distribuições de carga

		Carga uniformemente distribuída	Carga uniformemente decrescente
Um sistema de microgeração	Perdas evitadas em função das perdas iniciais	$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot (1-b) \cdot f \cdot [(1+b) - f]$	$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 5 \cdot \left[\frac{2}{3} (1-b^3) f - (1-b) f^2 \right]$
	Localização óptima do microgerador (b)	$b^{opt} = \frac{f}{2}$	$b^{opt} = \sqrt{\frac{f}{2}}$
	Valor máximo de perdas evitadas em função da relação $f = I_{\mu G}/I'$	$p_{ev,f}^{max} = \frac{3}{4} f (f-2)^2$	$p_{ev,f}^{max} = \frac{5}{3} (2f + f^2 (\sqrt{2f} - 3))$
	Valor máximo de perdas evitadas em função da localização (b)	$p_{ev,b}^{max} = \frac{3}{4} (b+1)^2 (1-b)$	$p_{ev,b}^{max} = \frac{5}{9} (1-b) (b^2 + b + 1)^2$
	Valores de f e b que maximizam as perdas evitadas e respectivo valor	$b = \frac{1}{3} \quad f = \frac{2}{3} \quad p_{ev}^{max\_abs} = 88,9\%$	$b = \frac{1}{10} (1 + \sqrt{21}) \quad f = 0,6233 \quad p_{ev}^{max\_abs} = 85,81\%$
	Perdas evitadas esperadas em função das perdas iniciais	$p_{ev}^{esp} = 2f - \frac{3f^2}{2}$	$p_{ev}^{esp} = \frac{5}{2} (f - f^2)$
	Valor de f que maximiza as perdas evitadas esperadas e respectivo valor	$f = \frac{2}{3} \quad p_{ev,max}^{esp} = 66,7\%$	$f = \frac{1}{3} \quad p_{ev,max}^{esp} = 62,5\%$
Dois sistemas de microgeração	Perdas evitadas em função das perdas iniciais	$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot [(1-b^2v - (1-v) \cdot c^2) f - ((v^2-1) \cdot c - v^2b+1) f^2]$	$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f (v \cdot (c^3 - b^3) + 1 - c^3) + f^2 (v^2 \cdot (b-c) + c - 1) \right]$
	Localizações óptimas dos microgeradores (b,c)	$(b,c)^{opt} = \left(\frac{1}{2} v \cdot f, \frac{1}{2} (v+1) f \right)$	$(b,c)^{opt} = \left(\sqrt{\frac{fv}{2}}, \sqrt{\frac{f(v+1)}{2}} \right)$
	Valor máximo de perdas evitadas em função da relação $f = I_{\mu G}/I'$ e da repartição da corrente total microgerada entre os microgeradores (v)	$p_{ev,f,v}^{max} = 3 \cdot \left(f - \frac{v^2 f^3}{4} + \frac{vf^3}{4} + \frac{f^3}{4} - f^2 \right)$	$p_{ev,f,v}^{max} = \frac{5}{3} f \cdot \left(2 + \sqrt{2f^3 v^5} - (v^2-1) \sqrt{2f^3 (v+1)} - 3f \right)$
	Valor de v que maximiza as perdas evitadas	$v^{opt} = \frac{1}{2}$	$v^{opt} = \frac{b^2 + cb + c^2}{3f}$
	Valor máximo de perdas evitadas, para v óptimo, em função de f	$p_{ev,f}^{max} = \frac{15f^3}{16} - 3f \cdot (f-1)$	$p_{ev,f}^{max} = \frac{5}{3} f (2 + 1,55\sqrt{f^3} - 3f)$
	Valor de f que maximiza as perdas evitadas com v óptimo e respectivo valor	$f = \frac{4}{5} \quad p_{ev}^{max\_abs} = 96\%$	$f = 0,7684 \quad p_{ev}^{max\_abs} = 94,6\%$
	Perdas evitadas esperadas	$p_{ev}^{esp} = 2f - f^2 \left(\frac{3}{2} + v^2 - v \right)$	$p_{ev}^{esp} = \frac{5}{6} f (2fv(1-v) - 3(f-1))$
	Valores de f e de v que maximizam as perdas evitadas esperadas e respectivo valor	$f = \frac{4}{5} \quad v = \frac{1}{2} \quad p_{ev,max}^{esp} = 80\%$	$f = \frac{3}{5} \quad v = \frac{1}{2} \quad p_{ev,max}^{esp} = 75\%$
Uniforme	Perdas evitadas esperadas	$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 2f - f^2$	$\frac{P_{ev}}{p(0)} = \frac{5}{2} f - \frac{5}{3} f^2$

Outra conclusão interessante que pode ser retirada dos resultados anteriores é que, independentemente do valor de f , as perdas evitadas são superiores quando os sistemas de microgeração são localizados na metade do alimentador BT mais próxima do posto de transformação.

A figura 4.20 mostra o comportamento do valor esperado para as perdas evitadas, no caso da carga uniformemente decrescente e para as três situações de microgeração estudadas. Os resultados obtidos permitem concluir que, também na situação de carga uniformemente decrescente, o valor esperado de perdas evitadas depende de f , ou seja, depende da relação entre a corrente microgerada e a corrente total no início do ramo BT. A figura 4.20 mostra ainda como se pode enquadrar o valor esperado das perdas evitadas para uma situação de carga uniformemente decrescente e f entre 0,2 e 0,4. Note-se que, neste caso, a incerteza no valor esperado das perdas evitadas é superior à obtida para o caso de carga uniformemente distribuída, variando entre os 40% e os 73%.

Tal como no caso da carga uniformemente distribuída, para valores de $f \leq 0,3$, a variação do valor esperado das perdas evitadas em função do número e dimensão das unidades de microgeração é limitada. Para valores de $f > 0,5$ a variação torna-se mais significativa, sendo superior quando se considera a carga distribuída de modo uniformemente decrescente (o que pode ser constatado comparando os resultados apresentados nas figuras 4.16 e 4.20).

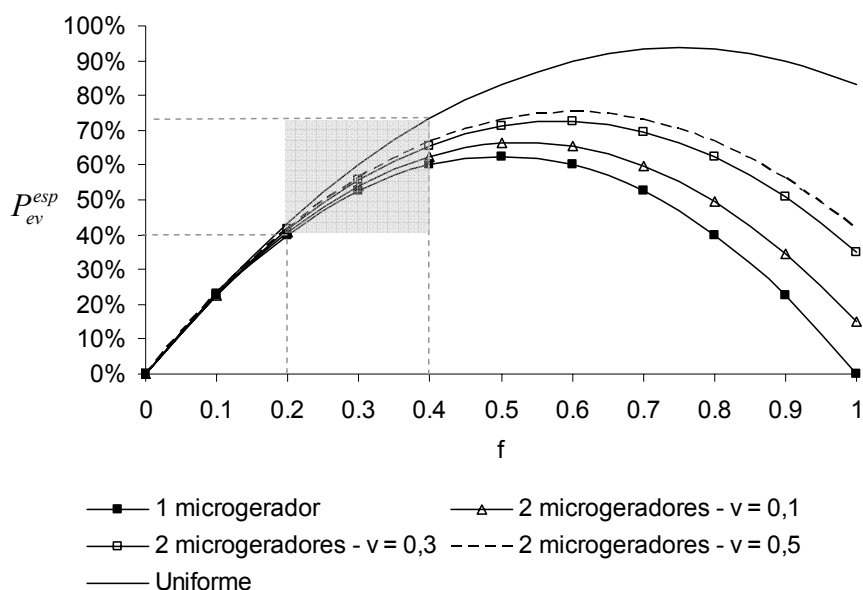


Figura 4.20 – Perdas evitadas esperadas em função no número e dimensão dos microgeradores para o caso de carga distribuída de modo uniformemente decrescente

4.3.3.7 Influência das diferentes distribuições de carga sobre o factor k

A análise efectuada no ponto anterior permitiu mostrar que a forma como a carga se distribui nos ramos BT, com os quais a microgeração se liga, influencia o valor esperado de perdas evitadas. As figuras 4.16 e 4.20 permitem perceber que o valor esperado para as perdas evitadas pela microgeração nas redes BT pode ser enquadrado entre: os valores obtidos para a situação de existência de um único sistema de microgeração; e os valores obtidos para a situação correspondente à microgeração uniformemente distribuída ao longo dos ramos BT. A

figura 4.21 mostra estes limites de variação para as perdas evitadas permitindo concluir que, para valores de f entre 20% e 40%, o valor $k \in [0,34;0,73]$.

Uma constatação que pode ser retirada da figura 4.21 é que, para valores maiores de f , o intervalo a que pode pertencer o k aumenta, sendo, no limite, igual a $[0,1]$. Contudo, à medida que f aumenta, é razoável admitir que o número de microgeradores também aumenta e que, consequentemente, o referido intervalo se torna menor. No caso teórico de microgeração uniformemente distribuída, temos que a amplitude do intervalo é substancialmente mais reduzida. A figura 4.22 permite constatar este facto para o caso de dois microgeradores.

Por outro lado, uma vez que a microgeração tenderá a apresentar alguma correlação com a carga, as expectativas de microgeração no final dos alimentadores BT com carga uniformemente decrescente, são baixas. Consequentemente, o cálculo do valor esperado das perdas evitadas para as situações em que se admite a carga uniformemente decrescente e microgeração distribuída de forma uniforme é, claramente, pessimista.

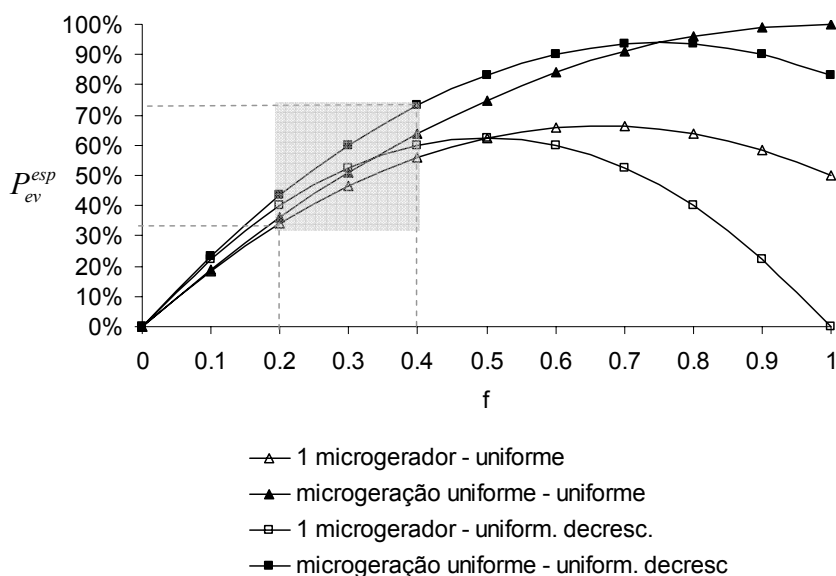


Figura 4.21 – Enquadramento dos valores esperados para as perdas evitadas

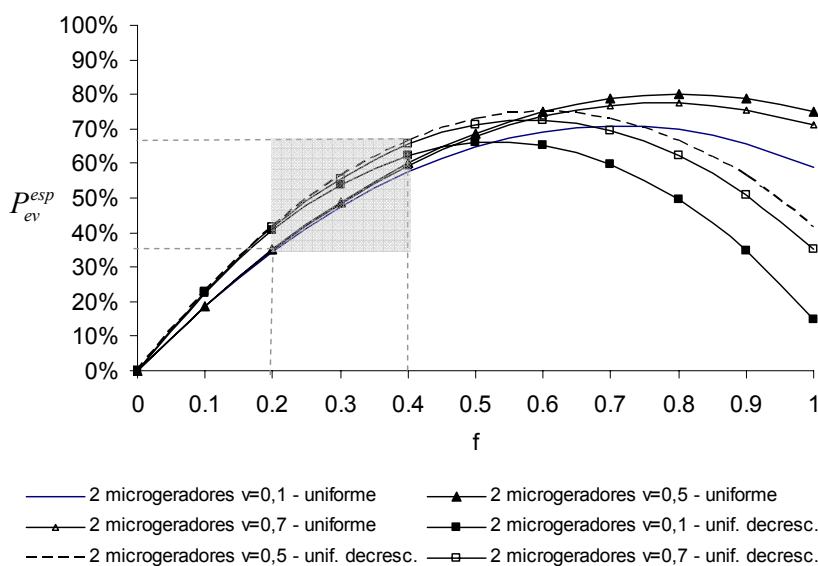


Figura 4.22 – Enquadramento dos valores esperados para as perdas evitadas por dois microgeradores

4.3.3.8 Factores globais de perdas evitadas

A existência da microgeração nas redes BT permite evitar perdas em todos os níveis de tensão de um sistema eléctrico. Naturalmente, os sistemas de microgeração que tendam a ter maiores factores de utilização em períodos coincidentes com as pontas de carga das redes eléctricas (e logo de maiores perdas), tenderão a evitar mais perdas.

Para cada uma das redes a montante da rede BT pode ser definido um conjunto de factores de perdas evitadas indexados aos respectivos FAP , permitindo distinguir entre diferentes períodos horários (horas de ponta, cheias, vazio e super-vazio) tal como ocorre na definição dos FAP . A definição destes factores de perdas evitadas implica, como anteriormente referido, o conhecimento dos FAP e do valor percentual das perdas fixas (ξ) de cada rede. Assim, definindo $\delta = \frac{d(p_v(0) - p_v)}{dP_{\mu G}}$ e tendo em consideração (4.26), teremos, para cada rede a montante

da rede BT e para cada período horário:

$$\delta_{\text{Rede}}^h = \frac{1 + \gamma_{\text{Rede}}^h}{\sqrt{\gamma_{\text{Rede}}^h{}^2 + 2\gamma_{\text{Rede}}^h(2\xi_{\text{Rede}}^h - 1) + 1}} - 1 \quad (4.70)$$

sendo: $\text{Rede} = \{\text{RT}, \text{RD}_{AT}, \text{RD}_{MT}\}$ e $h = \{\text{ponta, cheias, vazio, super vazio}\}$.

Para o caso da rede BT, a determinação do factor de perdas evitadas impõe a estimativa do valor de f para cada período h definido. Este valor depende, simultaneamente, do regime de carga das redes em cada período h e do regime de produção dos sistemas de microgeração. Por exemplo, os sistemas PV não contribuem para a produção nos períodos de vazio e super vazio definidos no tarifário português. O conhecimento do valor f permitirá, de acordo com o procedimento anterior, definir o factor k , o qual é posteriormente utilizado na definição dos factores de perdas evitadas nas redes BT, ou seja:

$$\delta_{BT}^h = k\gamma_{BT}^h(1 - \xi_{BT}^h) \quad (4.71)$$

Uma vez definidos os factores de perdas evitadas para cada período considerado e para cada rede do sistema eléctrico, podem estimar-se as perdas evitadas pela microgeração. Assim, as perdas evitadas na rede BT por um sistema de microgeração que, no período h , produza a potência $P_{\mu G, h}$, valem:

$$P_{ev, h}^{RD_{BT}} = \delta_{BT}^h \times P_{\mu G, h} \quad (4.72)$$

Na rede de MT, as perdas evitadas serão dadas pelo produto entre o factor δ_{MT}^h e o valor da potência microgerada do ponto de vista da rede MT, o qual vale:

$$P_{\mu G, h}^{MT} = P_{\mu G, h} + \delta_{BT}^h \times P_{\mu G, h} = P_{\mu G, h}(1 + \delta_{BT}^h) \quad (4.73)$$

Ou seja, a potência microgerada vista da rede de MT corresponde ao valor efectivamente microgerado, acrescido do crédito de potência originado pelas perdas evitadas. Assim, as perdas evitadas na rede de MT, considerando que toda a energia microgerada é consumida na rede BT, valem:

$$p_{ev,h}^{MT} = \delta_{MT}^h \times P_{\mu G,h} (1 + \delta_{BT}^h) \quad (4.74)$$

Seguindo o mesmo processo, teremos que, do ponto de vista da rede de distribuição em AT, a potência microgerada vale:

$$\begin{aligned} P_{\mu G,h}^{AT} &= P_{\mu G,h} (1 + \delta_{BT}^h) + \delta_{MT}^h \times P_{\mu G,h} (1 + \delta_{BT}^h) = \\ &= P_{\mu G,h} (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) \end{aligned} \quad (4.75)$$

Logo, para a rede de distribuição em AT o valor das perdas evitadas será dado por:

$$p_{ev,h}^{RD_{AT}} = \delta_{AT}^h \times P_{\mu G,h} (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) \quad (4.76)$$

Para a rede de transporte, o valor da potência microgerada é obtido por:

$$P_{\mu G,h}^{RT} = P_{\mu G,h} (1 + \delta_{AT}^h) (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) \quad (4.77)$$

As perdas evitadas na rede de transporte valem:

$$p_{ev,h}^{RT} = \delta_{RT}^h \times P_{\mu G,h} (1 + \delta_{AT}^h) (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) \quad (4.78)$$

Consequentemente, podemos escrever que o valor da potência microgerada, no período h, referido ao referencial de produção será:

$$P_{\mu G,h}^{\text{Ref. prod}} = P_{\mu G,h} (1 + \delta_{RT}^h) (1 + \delta_{AT}^h) (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) \quad (4.79)$$

As perdas evitadas globais serão obtidas pela diferença entre o valor da potência microgerada referida ao referencial de produção e a potência efectivamente microgerada na rede BT, ou seja:

$$p_{ev,h} = P_{\mu G,h} \left((1 + \delta_{RT}^h) (1 + \delta_{AT}^h) (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) - 1 \right) \quad (4.80)$$

O factor de perdas evitadas global, a aplicar à microgeração em cada período h será:

$$\delta_h = (1 + \delta_{RT}^h) (1 + \delta_{AT}^h) (1 + \delta_{MT}^h) (1 + \delta_{BT}^h) - 1 \quad (4.81)$$

4.4 Aplicação da metodologia

Com o objectivo de ilustrar a utilização da metodologia, apresentam-se em seguida dois exemplos de aplicação. O primeiro (*Exemplo A*) tem o propósito de evidenciar a forma de cálculo dos factores de perdas evitadas (δ) e, consequentemente, as perdas evitadas. Adicionalmente, este exemplo permitirá realçar algumas particularidades importantes que resultam da aplicação da metodologia, nomeadamente no que se refere à relação entre os valores de *FAP* e de δ . No segundo exemplo (*Exemplo B*), a metodologia desenvolvida é aplicada a um sistema eléctrico semelhante ao português com o objectivo de obter valores de perdas evitadas que possam ser comparados com os referidos em outros estudos.

Naturalmente, este exemplo permite também obter informação, dentro das limitações do estudo, sobre as perdas evitadas que poderão resultar da integração de sistemas de microgeração no sistema eléctrico português.

4.4.1 Exemplo A

Os *FAP* definidos para vigorarem durante 2008 no sistema eléctrico português são os apresentados na tabela 4.3. A última linha desta tabela mostra o valor global percentual de perdas que resultam da aplicação dos factores de ajustamento (por exemplo, nas horas de ponta, o consumo de 1 kWh de electricidade implica um valor de perdas igual a 0,1558 kWh).

Tabela 4.3 – Factores de ajustamento para perdas em Portugal Continental, 2008

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1.44%	1.39%	1.52%	1.68%
γ_{AT}^h	1.52%	1.37%	1.08%	0.99%
γ_{MT}^h	4.66%	4.16%	3.27%	2.92%
γ_{BT}^h	7.24%	6.53%	5.91%	4.70%
γ^h	15.58%	14.05%	12.23%	10.65%

A tabela 4.4 contém os valores que foram admitidos como representativos das perdas fixas nas redes eléctricas, expressos em percentagem das perdas totais.

Na tabela 4.5 apresentam-se estimativas para o valor de f em cada período e os correspondentes valores máximo e mínimo de k , tendo em consideração as distribuições de carga uniforme e uniformemente decrescente. A última linha desta tabela contém o valor de k efectivamente utilizado nos cálculos, o qual foi determinado como o valor médio dos valores máximo e mínimo.

Tabela 4.4 – Percentagem das perdas totais que são perdas fixas

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\xi_{AT/RNT}^h$	10%	15%	20%	20%
ξ_{AT}^h	10%	15%	20%	20%
ξ_{MT}^h	10%	15%	20%	20%
ξ_{BT}^h	10%	15%	20%	20%

Tabela 4.5 – Valor de k a utilizar na determinação das perdas evitadas na rede BT

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
f	0.3 - 0.4	0.2 - 0.3	0.1 - 0.2	0 - 0.1
k min	0.47	0.34	0.19	0
k max	0.73	0.60	0.43	0.23
k	0.60	0.47	0.31	0.115

A utilização destes valores e das expressões (4.70) e (4.71) permitiu obter os factores de perdas evitadas para cada rede e período horário que se apresentam na tabela 4.6. A última linha desta tabela mostra o factor de perdas evitadas global determinado com base em (4.81).

Tabela 4.6 – Valor dos factores de perdas evitadas

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\delta_{AT/RNT}^h$	2.62%	2.38%	2.45%	2.71%
δ_{AT}^h	2.77%	2.35%	1.74%	1.59%
δ_{MT}^h	8.67%	7.23%	5.30%	4.73%
δ_{BT}^h	3.91%	2.61%	1.47%	0.43%
δ^h	19.08%	15.29%	11.36%	9.74%

A primeira conclusão a retirar dos resultados apresentados na tabela 4.6 é que nas redes a montante da rede BT, as perdas evitadas assumem valores superiores ao respectivo valor médio utilizado na afectação das perdas aos consumidores (ou seja aos *FAP*).

A tabela 4.7 mostra, para cada nível de tensão e período horário, a relação entre os factores de perdas evitadas e os factores de ajustamento para perdas. Note-se que no caso das redes BT, a relação δ/γ é sempre inferior a 1, uma vez que, nestas redes, apenas uma parte das perdas variáveis pode ser evitada pela microgeração.

A última linha da tabela 4.7 mostra que, em horas de ponta e cheias, as perdas evitadas por cada kWh de energia microgerada são superiores às perdas que seriam alocadas a um consumidor que, no mesmo período, consumisse 1 kWh de electricidade. Nos restantes períodos as perdas evitadas são mais modestas mas, ainda assim, bastante significativas. Note-se que as perdas evitadas em períodos de menor carga são inferiores, o que está em consonância com o facto das perdas variáveis nestes períodos serem mais reduzidas.

O valor anual da energia de perdas evitadas para um determinado sistema de microgeração (ou tecnologia) pode ser obtido considerando o seu perfil típico de produção anual. A figura 4.23 mostra o valor mensal de perdas evitadas para um sistema PV com 1 kW de potência máxima, admitindo os perfis típicos de irradiância solar em Viseu e as condições definidas no capítulo 3. O valor anual de perdas evitadas é igual a 295,4 kWh tal como se mostra na tabela 4.8. Estes valores foram determinados considerando o ciclo diário a vigorar em 2008 para clientes do sistema eléctrico português.

Tabela 4.7 – Relação entre δ e γ

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\frac{\gamma_{AT/RNT}^h}{\delta_{AT/RNT}^h}$	181.83%	171.30%	160.97%	161.07%
$\frac{\delta_{AT}^h}{\gamma_{AT}^h}$	181.93%	171.28%	160.69%	160.63%
$\frac{\delta_{MT}^h}{\gamma_{MT}^h}$	185.99%	173.89%	162.06%	161.84%
$\frac{\delta_{BT}^h}{\gamma_{BT}^h}$	54.00%	39.95%	24.80%	9.20%
$\frac{\delta^h}{\gamma^h}$	122.41%	108.90%	92.82%	91.46%

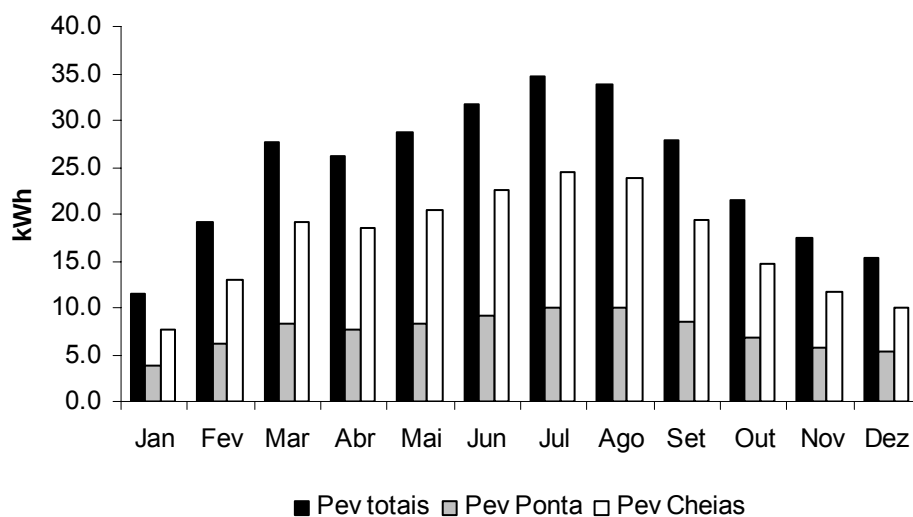


Figura 4.23 – Perdas evitadas por um sistema PV de 1 kW localizado em Viseu

Tabela 4.8 – Perdas anuais evitadas por um sistema PV de 1 kW localizado em Viseu (kWh)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Pev Totais	11.5	19.2	27.6	26.1	28.8	31.7	34.6	33.9	27.8	21.5	17.4	15.3	295.4
Pev Ponta	3.9	6.1	8.4	7.7	8.2	9.1	10.1	10.0	8.5	6.8	5.8	5.2	89.7
Pev Cheias	7.6	13.1	19.2	18.4	20.5	22.6	24.6	23.9	19.3	14.7	11.7	10.0	205.6

A figura 4.24 e a tabela 4.9 mostram o valor anual da energia de perdas evitadas para um sistema micro-CHP com 1 kW de potência eléctrica, admitindo os perfis de produção definidos no capítulo 3. O valor anual de perdas evitadas é igual a 415 kWh, bastante superior, nestas condições, ao obtido para o caso do sistema PV.

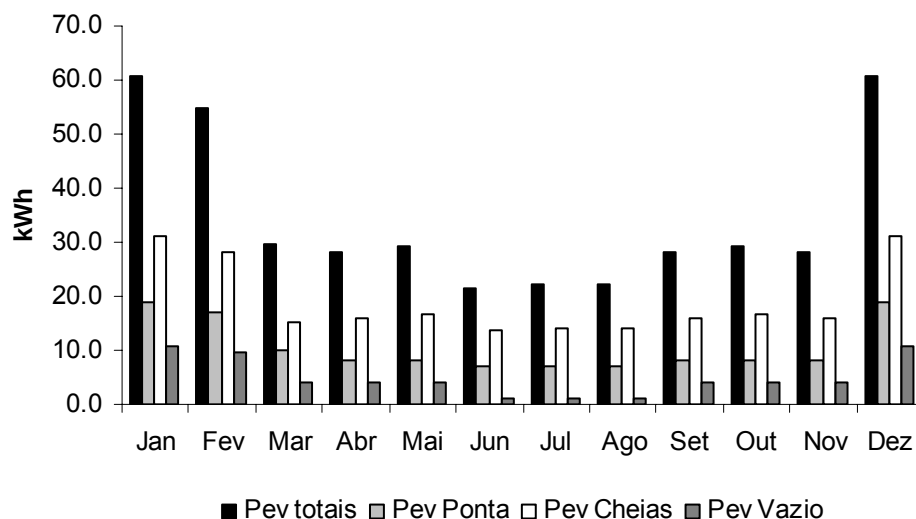


Figura 4.24 – Perdas evitadas por um sistema micro-CHP de 1 kW

Tabela 4.9 – Perdas evitadas por um sistema micro-CHP de 1 kW (kWh)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Pev Totais	60.8	54.9	29.4	28.2	29.1	21.7	22.4	22.4	28.2	29.1	28.2	60.8	415.0
Pev Ponta	18.9	17.1	10.1	8.0	8.3	6.9	7.1	7.1	8.0	8.3	8.0	18.9	126.6
Pev Cheias	31.3	28.3	15.2	16.1	16.6	13.8	14.2	14.2	16.1	16.6	16.1	31.3	229.6
Pev Vazio	10.6	9.5	4.2	4.1	4.2	1.0	1.1	1.1	4.1	4.2	4.1	10.6	58.7

4.4.2 Exemplo B

Neste exemplo, a metodologia desenvolvida é aplicada ao sistema eléctrico português utilizando, tanto quanto possível, dados reais deste sistema. Foram, contudo, efectuadas algumas suposições, nomeadamente no que se refere aos valores das perdas fixas das redes eléctricas, os quais são apresentados na tabela 4.4. Os valores de f a utilizar em cada período foram, neste caso, estimados tendo em consideração as previsões dos consumos eléctricos que serviram de base ao estabelecimento das tarifas eléctricas para o ano de 2008 [272]. As tabelas 4.10 e 4.11 apresentam, respectivamente, os valores previstos para a electricidade a ser veiculada nas redes eléctricas e as respectivas perdas. Por questões de simplicidade, os períodos de vazio e de super vazio definidos no sistema tarifário português foram combinados num período único (vazio).

Tabela 4.10 – Previsão da energia eléctrica a ser veiculada pelas redes em 2008 [272]

	Energia veiculada nas redes (GWh)			
	Ponta	Cheias	Vazio	Total
Rede transporte	7293	24049	19834	51176
Rede distribuição AT	7189	23719	19527	50435
Rede distribuição MT	6446	20914	16536	43896
Rede distribuição BT	3757	12645	10679	27082

Tabela 4.11 – Previsão das perdas eléctricas para as redes em 2008 [272]

	Perdas (GWh)			
	Ponta	Cheias	Vazio	Total
Rede Transporte	104	330	307	740
Rede distribuição AT	108	321	203	631
Rede distribuição MT	287	835	506	1628
Rede distribuição BT	254	775	560	1589

Admitindo um cenário correspondente à penetração de 100 MW de sistemas micro-CHP com indisponibilidade de 5%, e considerando os perfis de produção definidos no capítulo 3, podem obter-se os valores de energia microgerada apresentados na tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Energia gerada por 100 MW de sistemas micro-CHP

	Energia microgerada (GWh)			
	Ponta	Cheias	Vazio	Total
100 MW micro-CHP	63,07	142,61	49,13	254,82

Esta informação, conjuntamente com aquela referente à previsão da electricidade para as redes BT (tabela 4.10) permite estimar os valores de f para cada período e, tal como no exemplo A, o correspondente valor de k . A tabela 4.13 mostra os valores de k obtidos para cada período horário. Neste caso, os valores de k foram obtidos para um valor específico de potência instalada de microgeração (100 MW de sistemas micro-CHP). Geralmente, o que efectivamente se conhece são previsões sobre a quantidade de microgeração que será instalada, por exemplo na forma de um intervalo de potências. Nestes casos, a definição do factor k pode ser efectuada da forma explicitada no exemplo A, utilizando intervalos de valores de f .

Tabela 4.13 – Valores do factor k (100 MW de sistemas micro-CHP)

	Ponta	Cheias	Vazio
Energia microgerada (GWh)	63,07	142,61	49,13
Energia rede BT (GWh)	3757	12645	10679
f	1,68%	1,13%	0,46%
k	3.73%	2.52%	1.03%

Naturalmente, os valores de f podem ser mais bem estimados se for tomada em consideração a sazonalidade que caracteriza o respectivo regime de funcionamento. Por outras palavras, a utilização dos mesmos valores de f ao longo de todo o ano é uma aproximação da realidade. Efectivamente, tomando como referência o caso dos sistemas micro-CHP, a quantidade de energia microgerada por estes sistemas tende a ser superior nos meses de Inverno. Consequentemente, os valores de f tendem a ser superiores nestes meses. Por outro lado, a carga eléctrica das redes tende, também, a ser superior no Inverno, pelo que existe algum efeito de compensação. Adicionalmente, os valores dos FAP disponíveis são também definidos para serem constantes ao longo do ano. Estes factos permitem admitir que a definição dos valores de f apresentada é uma abordagem realista. Estudos futuros devem, contudo, ser efectuados de forma a avaliar o impacto da sazonalidade da produção dos sistemas de microgeração sobre este parâmetro.

A tabela 4.14 mostra, para o cenário correspondente a uma penetração de 100 MW de sistemas micro-CHP, os valores obtidos para os factores de perdas evitadas em cada rede e período horário. Note-se que os valores de δ obtidos para as redes a montante da rede BT são os mesmos que os apresentados na tabela 4.6. Os valores de δ para o caso da rede BT são substancialmente inferiores aos apresentados na tabela 4.6, o que se deve aos menores valores verificados para f .

Tabela 4.14 – Factores de perdas evitadas relativos à situação de uma penetração de microgeração correspondente a 100 MW de sistemas micro-CHP

	Períodos horários (h)		
	Ponta	Cheias	Vazio
$\delta_{AT/RNT}^h$	2.62%	2.38%	2.45%
δ_{AT}^h	2.77%	2.35%	1.74%
δ_{MT}^h	8.67%	7.23%	5.30%
δ_{BT}^h	0.24%	0.14%	0.05%
δ^h	14.87%	12.52%	9.80%

A tabela 4.15 mostra o valor de perdas anuais evitadas pelos 100 MW de sistemas micro-CHP o qual corresponde, em valor absoluto, a 32,05 GWh. Conclui-se, portanto, que a microgeração de uma quantidade de energia correspondente a 0,94% da totalidade de energia prevista para as redes BT conduz a um volume de perdas evitadas igual a 0,7% das perdas de energia previstas para as redes eléctricas.

A figura 4.25 apresenta, para diferentes valores de potência de microgeração instalados e para três cenários (micro-CHP; PV; 50% micro-CHP + 50% PV), o valor de perdas evitadas no sistema eléctrico português (foi admitida uma indisponibilidade de 5% para os geradores). A mesma informação é mostrada na figura 4.26, mas expressando as perdas do sistema em percentagem das perdas iniciais.

Tabela 4.15 – Perdas evitadas por 100 MW de sistemas micro-CHP

	Perdas (GWh)			
	Ponta	Cheias	Vazio	Total
Sem micro-CHP	751,82	2260,67	1576,18	4588,68
Com micro-CHP	742,44	2242,82	1571,37	4566,62
Perdas evitadas	9,38	17,86	4,82	32,05

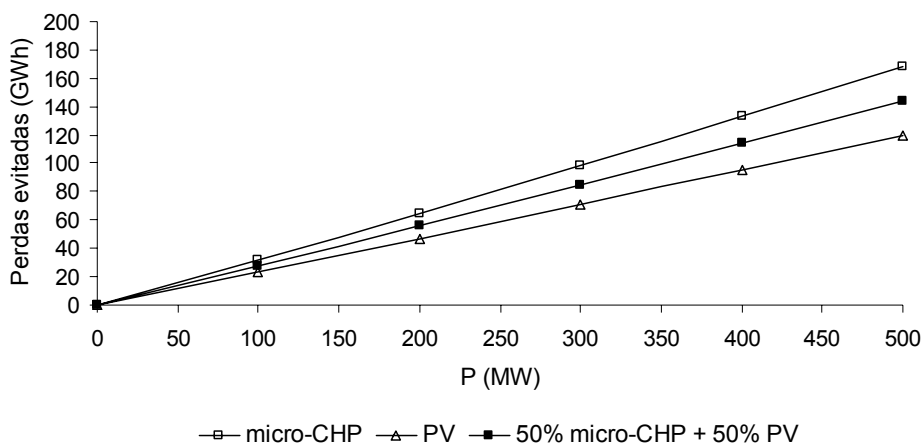


Figura 4.25 – Perdas evitadas pela microgeração

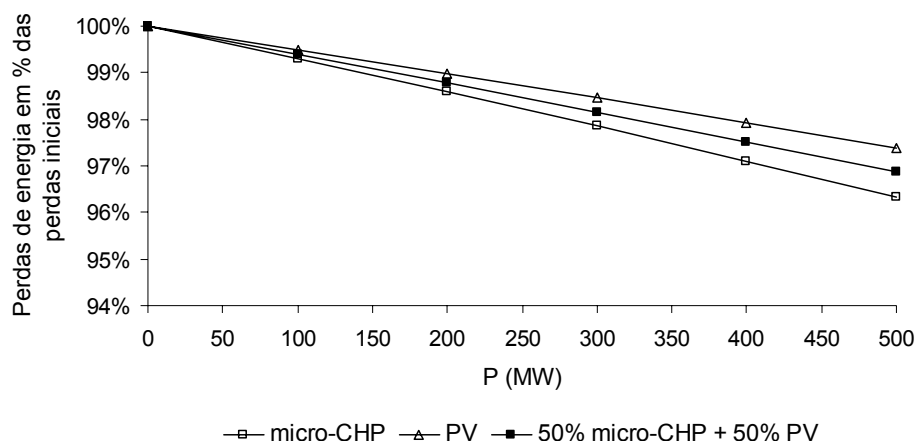


Figura 4.26 – Evolução das perdas totais em percentagem das perdas iniciais (sem microgeração)

Note-se que o cenário relativo a uma penetração de 500 MW de sistemas micro-CHP corresponde a, sensivelmente, 5% da ponta de carga verificada no sistema eléctrico português em 2007 (9110 MW [120]).

4.4.3 Análise de resultados

A aplicação da metodologia ao sistema eléctrico português mostra que o valor das perdas evitadas nas redes eléctricas cresce à medida que aumenta a penetração de microgeração (figuras 4.25 e 4.26). Por exemplo, tomando como referência uma situação correspondente à penetração de 100 MW de sistemas micro-CHP, obtém-se que o valor anual de perdas evitadas nas redes portuguesas é de 32,05 GWh, ou seja 0,7% das perdas totais previstas para o ano de 2008 (4589 GWh). Se a penetração for aumentada em 400%, passando a potência instalada para 500 MW, o valor estimado para as perdas evitadas é 168,39 GWh, equivalendo a um acréscimo de 425% relativamente ao valor obtido para a situação correspondente a uma penetração de 100 MW. A não linearidade que se verifica entre o crescimento das perdas evitadas e o aumento da penetração de sistemas micro-CHP deve-se, exclusivamente, à redução de perdas nas redes BT. Efectivamente, o volume de perdas evitadas nas redes a montante da rede BT apresenta uma relação linear com o nível de penetração de microgeração (admitindo que tal penetração garante que $\frac{I_{\mu G}}{I} \leq 1$). Por outras palavras, contrariamente ao que

acontece com os factores de perdas aplicáveis às redes BT, que são influenciados pelo nível de penetração de microgeração (tal como demonstrado nas figuras 4.16 e 4.20), os factores de perdas evitadas aplicáveis às redes a montante da rede BT não sofrem tal influência.

A aplicação da metodologia mostra também que diferentes tecnologias de microgeração produzem valores de perdas evitadas diferenciados (figuras 4.25 e 4.26). Por exemplo, uma penetração de 100 MW de sistemas PV conduz a uma redução nas perdas anuais das redes igual a 22,98 GWh, ou seja, um valor 28,31% inferior ao obtido com sistemas micro-CHP para o mesmo nível de penetração. As diferenças obtidas são justificadas pelos diferentes perfis de produção das tecnologias de microgeração, nomeadamente no que se refere ao volume total de energia produzida e à maior ou menor coincidência entre os períodos de produção e os períodos de maior carga do sistema eléctrico.

A tabela 4.16 mostra o valor de perdas evitadas por unidade de energia microgerada obtido para penetrações de 100 MW de sistemas PV e de sistemas micro-CHP. Conclui-se, dessa tabela, que os sistemas PV apresentam um maior valor de perdas evitadas por unidade de energia microgerada, apesar dos sistemas micro-CHP produzirem, em termos absolutos, mais perdas evitadas.

Tabela 4.16 – Perdas evitadas por unidade de energia microgerada para sistemas PV e micro-CHP

	micro-CHP	PV
Energia anual microgerada (GWh)	254,82	176,51
Perdas anuais evitadas (GWh)	32,05	22,98
Perdas evitadas (% da energia microgerada)	12,58%	13,02%

Os resultados obtidos com a metodologia proposta podem ser comparados com os obtidos em outros estudos baseados em metodologias diferentes, nomeadamente com os apresentados em [17] e em [273].

Em [273] é apresentado um estudo que avalia o impacto produzido por sistemas micro-CHP e PV nas perdas eléctricas de redes de distribuição genéricas (AT, MT e BT), definidas utilizando informação diversa, incluindo informação relativa às redes do Reino Unido. Consequentemente, e de acordo com os autores do estudo, os resultados obtidos permitem estimar o impacto dos sistemas de microgeração referidos nas perdas das redes de distribuição desse país.

O estudo citado mostra que as perdas nas redes de distribuição genéricas são reduzidas em cerca de 4,1% (de 6,1% para 5,85%) quando se admite uma penetração de sistemas micro-CHP correspondente à situação em que 2,5% de todos os consumidores BT possuem um destes microgeradores. Note-se que 25% dos sistemas de microgeração foram considerados com potência eléctrica de 3 kW e os restantes com potência igual a 1,1 kW. Adicionalmente, a totalidade dos sistemas micro-CHP foi admitida como concentrada em apenas 50% das redes de distribuição.

A tabela 4.17 mostra a potência de sistemas micro-CHP a instalar em Portugal para que se obtenha uma situação semelhante, em termos de penetração de microgeração, à referida para o Reino Unido (ou seja, 2,5% de todos os consumidores BT portugueses dotados de um sistema micro-CHP).

Tabela 4.17 – Penetração de micro-CHP correspondente a 2,5% dos consumidores com um microgerador

N.º consumidores BT	5973216
N.º de consumidores com micro-CHP	149330
N.º de sistemas micro-CHP com 3 kW	37333
N.º de sistemas micro-CHP com 1.1 kW	111998
Pot. instalada em sist. micro-CHP (MW)	235

Para uma penetração de 235 MW de sistemas micro-CHP (tabela 4.17), a redução de perdas nas redes de distribuição portuguesas (AT, MT e BT), estimada com recurso à metodologia desenvolvida, é de 1,7% (passando de 7,63% para 7,50%). A metodologia foi aplicada tendo em consideração o facto de, no caso de estudo apresentado em [273], os sistemas micro-CHP estarem concentrados em apenas 50% das redes de distribuição. Esta concentração corresponde à situação de 5% dos consumidores das redes BT com microgeração possuírem um sistema micro-CHP. Note-se que a concentração da microgeração tem influência sobre o parâmetro k , o qual, por sua vez, condiciona o factor de perdas evitadas nas redes BT.

No caso dos sistemas PV, a redução de perdas estimada em [273], quando se admite uma penetração correspondente a 2,5% de todos os consumidores BT terem um sistema PV de 1 kW, concentrados em 50% das redes de distribuição, é igual a 1,64% (de 6,1% para 6,0%).

Admitindo, no caso português, uma penetração semelhante de sistemas PV obtém-se uma potência instalada de 149 MW a que corresponde uma redução nas perdas de 0,72% (passando de 7,63% para 7,57%). Note-se, uma vez mais, que a concentração dos sistemas PV em apenas 50% das redes BT admitida em [273] foi incluída na análise.

Os valores de perdas evitadas obtidos em [273] aumentam com a penetração da microgeração. Por exemplo, quando a penetração de microgeração corresponde à situação de 5% de todos os consumidores possuírem um sistema micro-CHP, concentrados em 50% das redes BT, as perdas nas redes de distribuição são diminuídas em 7,7% (passando de 6,1% para 5,63%). A estimativa efectuada para o caso do sistema eléctrico português, utilizando a metodologia apresentada neste capítulo e para condições semelhantes, permitiu estimar uma redução de perdas igual a 3,5% (passando as perdas de 7,63% para 7,37%).

Uma análise análoga pode ser efectuada para o caso dos sistemas PV. Neste caso, a redução de perdas estimada em [273], para uma situação correspondente a 5% de todos os consumidores BT terem um sistema PV de 1 kW (concentrados em 50% das redes de distribuição), é de 2,95% (passando de 6,1% para 5,92%). O valor obtido para o sistema português é de 1,5% (passando as perdas de 7,63% para 7,51%).

A comparação dos resultados referidos em [273] com os obtidos para o sistema português mostra que, aparentemente, a metodologia apresentada neste capítulo tende a fornecer valores de perdas evitadas mais conservadores. Contudo, a comparação dos valores obtidos deve ter em consideração as condições específicas dos estudos, nomeadamente no que se refere: aos perfis de produção considerados para as tecnologias de microgeração; à forma considerada para a distribuição de carga nas redes BT; às diferenças nas próprias metodologias; aos pressupostos efectuados nos estudos; etc.

Por exemplo, o factor de utilização anual dos sistemas micro-CHP considerado em [273] é superior ao utilizado no exemplo apresentado em 4.4.2 para estimar as perdas evitadas nas redes portuguesas. Efectivamente, a energia microgerada nos sistemas micro-CHP, calculada com base nos perfis apresentados em [273], é 26% superior àquela que se obtém quando se utilizam os perfis de produção admitidos para o caso português. Consequentemente, o valor das perdas evitadas nas redes portuguesas será superior se forem consideradas os perfis definidos em [273]. Efectivamente, tomando como referência a penetração de 235 MW de sistemas micro-CHP (2,5% de todos os consumidores BT com um sistema de micro-CHP) e admitindo uma indisponibilidade nula para os microgeradores, as perdas evitadas aumentam para 2,1%. Note-se que este valor foi obtido utilizando os perfis de produção aplicados em [273] sem efectuar qualquer ajustamento que permita contabilizar a correlação que, geralmente, existe entre esses perfis e os perfis de carga das redes (o que contribuiria para aumentar o valor das perdas evitadas).

Também no caso dos sistemas PV, os perfis de produção apresentados em [273] são mais favoráveis do que os utilizados para estimar as perdas nas redes eléctricas portuguesas (ponto de vista da produção de electricidade).

Outro aspecto importante que justifica parte das diferenças entre os resultados obtidos para o sistema eléctrico português e aqueles apresentados em [273], prende-se com o facto de no estudo citado se ter admitido que toda a carga está ligada às redes BT. Naturalmente, este facto leva a que os valores de perdas evitadas sejam sobrestimados.

Outros factores que condicionam a comparação entre os valores apresentados em [273] e os valores obtidos para o caso português devem ser considerados para uma análise rigorosa. Entre estes encontram-se os dados em que se baseiam os estudos, nomeadamente relacionados com os perfis dos consumidores, e a forma de distribuição de carga nas redes BT. Por exemplo, em [273] foi admitida uma distribuição de carga uniforme para as redes urbanas e um misto entre distribuição uniforme e uniformemente crescente no caso das redes rurais. A metodologia desenvolvida neste capítulo foi aplicada ao caso português admitindo uma situação intermédia entre carga uniformemente distribuída e uniformemente decrescente.

Em [17] é estimada uma redução de 38% nas perdas das redes de distribuição do Reino Unido quando se considera uma penetração de microgeração correspondente a 21 a 25% da ponta de carga do sistema eléctrico. Para um cenário de penetração semelhante no sistema eléctrico português, a metodologia apresentada neste capítulo permite estimar uma redução nas perdas das redes de distribuição de 24,3%. O cenário de penetração adoptado corresponde a 2000 MW de potência instalada em sistemas de microgeração, sendo 1850 MW para sistemas micro-CHP e 150 MW para sistemas PV (de forma a aproximar as condições de estudo apresentadas em [17]). Este nível de penetração corresponde a 22% da ponta de carga verificada no sistema eléctrico português em 2007 e representa uma produção de 18% da energia total injectada na rede de transporte AT prevista para o ano 2008. Note-se que a estimativa das perdas evitadas efectuada para este caso tende a ser optimista. Efectivamente, como foi anteriormente referido, a metodologia desenvolvida e apresentada neste capítulo tende a fornecer valores de perdas evitadas nas redes a montante da rede BT cada vez mais optimistas à medida que aumenta a potência microgerada.

A identificação de razões que possam justificar a diferença entre os valores obtidos é, neste caso, mais problemática, uma vez que não são mostrados detalhes sobre a forma como foi obtido o valor de perdas evitadas referido em [17]. Contudo, os perfis de produção para os sistemas PV e micro-CHP apresentados no estudo citado mostram, uma vez mais, que estes sistemas têm um maior factor de utilização anual que aqueles utilizados no exemplo apresentado em 4.4.2.

4.5 Conclusões

A localização dos microgeradores nas redes BT, e a consequente proximidade relativamente às cargas, tende a contribuir para a redução dos trânsitos de potência nas redes eléctricas e, em consequência, para a diminuição das respectivas perdas. As perdas evitadas são, aliás, um dos custos evitados mais relevantes que tendem a resultar da disseminação da microgeração. Por conseguinte, a estimação do impacto da microgeração nas perdas das redes eléctricas é um assunto fundamental no âmbito da definição de um quadro regulatório, nomeadamente com as características descritas no capítulo 2. Esta estimação constitui a base para a posterior quantificação do respectivo valor económico, o qual não se limita, necessariamente, ao valor da electricidade que deixa de ser perdida nas redes eléctricas. Por exemplo, na actual regulação da actividade de distribuição em Portugal, os operadores das redes tendem a obter benefícios económicos adicionais resultantes do mecanismo de incentivo à redução de perdas.

As perdas evitadas contribuem ainda para a produção de benefícios relacionados com a redução das emissões para a atmosfera e com o diferimento de investimentos, assuntos abordados nos capítulos 5 e 6.

Ao longo dos anos, várias metodologias têm vindo a ser propostas com o intuito de avaliar o impacto da PD nas perdas eléctricas e, por vezes, atribuir as variações aos utilizadores das redes. Contudo, existe ainda um défice de conhecimento sobre o valor esperado das perdas evitadas que a PD em geral e a microgeração em particular podem produzir num sistema eléctrico. Efectivamente, na sua maioria, as metodologias existentes apenas permitem avaliar o impacto da PD nas perdas de um ramo específico da rede, geralmente em MT, e em condições predefinidas, nomeadamente no que se refere à dimensão e localização da PD.

Neste capítulo foi proposta uma metodologia analítica que permite estimar o valor das perdas evitadas pela microgeração num sistema eléctrico (nas redes de transporte e de distribuição, incluindo as redes BT). A metodologia proposta procura garantir consistência entre o valor das perdas cobradas aos consumidores e o valor das perdas evitadas produzidas pela microgeração. Para lidar com a influência exercida sobre as perdas evitadas por factores como o número, dimensão e localização dos microgeradores é utilizado o conceito de perdas evitadas esperadas. A influência exercida pela incerteza no nível de penetração da microgeração e na forma como a carga se distribui nas redes BT é também contabilizada, utilizando-se para o efeito intervalos de perdas evitadas esperadas.

A metodologia proposta define factores de perdas evitadas discretizados por posto horário (horas de ponta, cheias e de vazio), permitindo, desta forma, uma melhor estimativa das perdas evitadas por diferentes tecnologias de microgeração (caracterizadas por diferentes perfis típicos de produção).

A aplicação da metodologia a um sistema semelhante ao português permitiu obter algumas conclusões importantes. A primeira prende-se com o facto das perdas evitadas nas redes a montante da rede BT serem superiores aos respectivos valores médios. Efectivamente, os factores de perdas evitadas para essas redes são substancialmente superiores aos factores de ajustamento para perdas, utilizados em Portugal para a partilha destas entre os consumidores. Adicionalmente, esses factores de perdas evitadas são independentes do nível de penetração da microgeração (admitindo que o trânsito da energia microgerada se limita às redes BT). No caso concreto das redes BT, os factores de perdas evitadas são significativamente influenciados pelo referido nível de penetração, sendo sempre iguais ou inferiores aos valores dos factores de ajustamento para perdas destas redes.

Outra conclusão que pode ser retirada da aplicação da metodologia é que as perdas evitadas específicas (kWh/kW instalado) diferem entre tecnologias de microgeração. Este resultado não é surpreendente, dados os diferentes perfis de produção das tecnologias de microgeração, quer em termos de energia anual microgerada, quer no que concerne ao período em que tal produção ocorre. Os resultados obtidos mostram que os sistemas micro-CHP evitam mais perdas que os sistemas PV por unidade de potência instalada, o que é confirmado por outros estudos [17][158][273]. Note-se, contudo, que as perdas evitadas por unidade de energia microgerada são superiores no caso dos sistemas PV (tal como mostrado na tabela 4.16).

Capítulo 5 – Diferimento de investimentos

A presença de unidades de microgeração nas redes BT e a consequente proximidade relativamente às cargas, tende a contribuir para a redução dos trânsitos de potência nas redes eléctricas. Em consequência, parte do investimento relacionado com o reforço de redes, originado pelo natural crescimento da carga, poderá ser diferido. Este diferimento é mais significativo quando a produção eléctrica dos microgeradores coincide com os períodos de maior carga das redes eléctricas.

Também as microrredes, pela sua capacidade de controlarem a carga interna e o regime de operação de alguns sistemas micro-CHP, têm a possibilidade de contribuir para o diferimento de investimentos. As capacidades de controlo referidas permitem que estas entidades actuem como cargas controláveis, podendo responder a solicitações de redução de carga efectuadas pelos operadores das redes.

O facto das actividades de rede serem intensivas em capital torna os diferimentos referidos em significativos benefícios económicos. A quantificação destes benefícios é indispensável no âmbito da definição de um quadro regulatório nos moldes discutidos no capítulo 2. Por conseguinte, apresenta-se neste capítulo uma metodologia que permite estimar este benefício originado pela acção das microrredes e da microgeração.

A metodologia proposta é baseada no conceito de variação do valor actualizado de um plano de investimentos, produzida pelo diferimento desses investimentos. A sua aplicação às redes de transporte e de distribuição não requer o conhecimento prévio sobre a localização e dimensão da microgeração e das microrredes. Os valores económicos dos diferimentos são determinados considerando as incertezas no perfil de produção dos microgeradores e a respectiva coincidência com a ponta de carga das redes eléctricas. O impacto produzido pelo número e disponibilidade dos sistemas de microgeração sobre o valor do benefício é também avaliado. No caso das microrredes, a incerteza associada à dimensão da carga controlável foi também considerada.

Este capítulo, tal como os precedentes, inicia-se com uma revisão bibliográfica sobre o assunto em que se concentra. Seguidamente apresentam-se os detalhes da metodologia proposta. O facto da microgeração, só por si, permitir diferir investimentos leva a que a metodologia seja apresentada em duas fases: na primeira descreve-se a respectiva formulação geral e aplica-se ao caso da microgeração; na segunda, alarga-se a aplicação da metodologia ao caso das microrredes. Um exemplo ilustrativo encerra o capítulo.

5.1 Custo do investimento nas redes eléctricas

As actividades de rede dos sistemas eléctricos (transporte e distribuição de electricidade) são intensivas em capital, sendo que o investimento em recursos de rede representa uma parte significativa da respectiva estrutura de custos. Factores como o fim da vida útil dos recursos de rede (por motivos técnicos ou económicos), o natural crescimento da carga, o cumprimento das expectativas de desempenho das redes (qualidade de serviço) e a ligação de novos consumidores e centros de produção, impõem a necessidade de, continuamente, se efectuarem

investimentos nas redes eléctricas. O financiamento destes investimentos é assegurado com recurso a capitais próprios e a capitais alheios [159-163].

Os capitais próprios referem-se a investimentos efectuados pelos accionistas das empresas, podendo o capital provir do exterior da empresa ou dos lucros por esta gerados, aos quais os accionistas tinham direito. Os capitais alheios resultam do recurso a empréstimos efectuados junto de instituições financeiras. Naturalmente, a utilização destes capitais implica custos para as empresas de rede. O custo associado ao capital alheio resulta da taxa de juro a que o dinheiro é emprestado, enquanto que o custo do capital próprio depende do retorno que é pago aos accionistas pelo valor investido (taxa de retorno). Uma vez que as actividades de rede são reguladas, a taxa de retorno do capital próprio é, geralmente, determinada pelo regulador.

Independentemente da proveniência do capital, este representa sempre um encargo para as actividades de rede. Este custo é determinado, geralmente, pela média ponderada entre o custo do capital próprio e o custo do capital alheio [159-163]. Regra geral, o capital próprio tende a apresentar custos superiores [159] em resultado da compensação dos investidores pelo maior risco que enfrentam (uma vez que, no caso das instituições financeiras, o capital é emprestado tendo como garantia infra-estruturas da rede). Este facto poderia levar a pressupor que, do ponto de vista da redução dos custos, a utilização exclusiva de capital alheio fosse a melhor solução. Contudo o nível de endividamento das empresas, medido pelo rácio entre o capital alheio e a totalidade de capital empregue, é também determinante [162]. Efectivamente, o aumento do endividamento conduz ao aumento das taxas de juro que as instituições financeiras exigem por força do aumento no risco [160]. Assim, a estrutura de capital deve ser definida de forma a minimizar o custo de capital.

Regra geral, os investimentos efectuados nas redes eléctricas caracterizam-se pela sua grande amplitude (em termos de valor) e longevidade, uma vez que procuram responder às necessidades durante um período de tempo relativamente alargado. Adicionalmente, a maioria dos investimentos são irreversíveis, o que pode conduzir a riscos significativos para os agentes do sistema que têm a imposição de suportar os respectivos custos. Consequentemente, a regulação económica dos sistemas eléctricos deve procurar garantir um ambiente de operação sem riscos de regulação desnecessários e com remuneração de investimentos adequada. Esta remuneração deve ser definida de forma a incentivar um nível de investimento ajustado às necessidades e, simultaneamente, a garantir que os utilizadores das redes não suportem custos superiores aos valores efectivamente necessários.

5.2 Impacto da PD nos investimentos

Tradicionalmente, o crescimento da carga nas redes eléctricas tem sido satisfeito com o contínuo reforço das infra-estruturas de transporte e distribuição. Frequentemente, estes reforços implicam custos significativos, nomeadamente quando efectuados em zonas urbanas. O rápido desenvolvimento da PD a que se tem vindo a assistir traz uma nova dimensão a esta realidade. Efectivamente, a ligação destes geradores às redes eléctricas tende a ter dois efeitos distintos sobre as despesas de capital: um a curto prazo e outro a médio/longo prazo. A curto prazo, a ligação de quantidades significativas de PD às redes eléctricas pode conduzir à necessidade de investimentos no reforço das redes [12][43][164-165]. Estes investimentos são desencadeados, principalmente, pelo aumento da tensão no caso das redes rurais e pelo aumento das correntes de curto-circuito nas redes urbanas.

Por outro lado, a médio/longo, prazo a PD pode, pelo seu efeito sobre os trânsitos de potência e perfis de tensão, permitir o diferimento de investimentos relacionados com o reforço dos recursos de rede [12][17][43][163-175]. Estes diferimentos conduzem a benefícios económicos importantes, relacionados com custos evitados (custos não incorridos) pelo facto de não se ter de dotar as redes eléctricas de capacidade adicional [176]. Em alguns casos, a PD tem-se mesmo revelado como a única alternativa viável para alimentar determinadas zonas de rede nas quais a carga cresce rapidamente [166]. Os custos evitados originados pelo diferimento de investimentos constituem-se, portanto, como um importante benefício da PD. Consequentemente, a sua identificação e quantificação são tarefas importantes de forma a permitir a definição dos créditos a atribuir a estes geradores. Ao longo dos últimos anos, várias metodologias para avaliar o benefício económico produzido pelo diferimento de investimentos (devido à PD e a acções de gestão da procura) têm sido apresentadas na literatura técnica.

No caso concreto da microgeração, alguns estudos recentemente elaborados abordam a influência destes geradores sobre os investimentos nas redes eléctricas [12][17][51]. Estes estudos permitem retirar duas conclusões genéricas importantes: a primeira é que a microgeração pode, efectivamente, contribuir para o diferimento de investimentos nas redes; a segunda é que as actuais redes de distribuição podem absorver quantidades significativas de microgeração, sem necessidade de investimentos significativos no seu reforço. Neste contexto, a principal preocupação resulta dos potenciais impactos produzidos por eventuais inversões nos trânsitos de potência que podem ocorrer nos períodos de menor carga das redes eléctricas, em especial se existir possibilidade da microgeração ter níveis de produção elevados [12]. Os estudos [17] e [51] mostram que as redes eléctricas actuais podem absorver penetrações de microgeração até 100%, sendo esta percentagem referente ao número de consumidores com um sistema de microgeração de potência igual a 1 kW. Eventualmente, serão necessários pequenos ajustes relacionados com as tomadas nos transformadores MT/BT à medida que a penetração aumenta.

Em [158] e em [273] são avaliados os benefícios relacionados com o diferimento de investimentos produzido por sistemas micro-CHP e PV nas redes de distribuição do Reino Unido e por sistemas micro-hídricos nas redes de distribuição da Finlândia. Para o efeito foram definidas redes de distribuição típicas e utilizados estudos de trânsito de potência para avaliar o impacto produzido pelos sistemas de microgeração sobre a ponta de carga das redes eléctricas. O estudo conclui que o diferimento de investimentos depende fortemente dos perfis de produção dos sistemas de microgeração e de carga das redes eléctricas. Consequentemente, diferentes tecnologias de microgeração tendem a produzir diferentes impactos sobre o diferimento de investimentos.

Hoff et al [167] apresentam uma metodologia que determina o valor associado ao diferimento de investimentos, utilizando o conceito de ponto crítico dos custos da PD para os operadores das redes de distribuição. A metodologia utiliza o conceito de valor actualizado para determinar o preço máximo que uma empresa de rede poderia pagar à PD, de forma a ser economicamente indiferente investir em PD ou em soluções de reforço de rede mais tradicionais. O valor económico dos diferimentos é determinado tendo em consideração a combinação entre o perfil de produção da unidade de PD, ajustado para a variação nas perdas, a respectiva localização e as características da rede, nomeadamente a carga. Os autores incluem na análise a influência produzida pela incerteza nos preços das tecnologias de PD. A abordagem explora ainda as vantagens que os operadores das redes de distribuição podem obter em resultado de uma estratégia de investimento centrada na adição de pequenos

incrementos de PD, em detrimento dos grandes aumentos de capacidade produzidos pelos investimentos tradicionais. Por outras palavras, os autores exploram a vantagem de uma utilização mais intensiva da capacidade disponível. Embora interessante, esta metodologia tem aplicabilidade limitada uma vez que assume que os operadores das redes de distribuição têm controlo sobre a PD, nomeadamente sobre a respectiva localização, dimensão e momento de instalação. Ora no ambiente que caracteriza actualmente os mercados eléctricos (pelo menos na Europa), a PD não está, geralmente, sob o controlo dos operadores das redes eléctricas. O desenvolvimento da PD é determinado por investidores os quais, geralmente, decidem a localização, a dimensão e o momento de investimento em função das suas próprias expectativas económicas.

Méndez et al [168-169] desenvolveram uma metodologia para avaliação do impacto da PD no diferimento, a médio e longo prazo, de investimentos em redes de distribuição radiais. Esta abordagem utiliza diferentes cenários de PD em termos de níveis de penetração, concentração e tecnologias utilizadas. O objectivo fundamental da metodologia é o de estimar o crescimento adicional de carga que a presença de PD proporciona relativamente à situação da sua ausência. Este crescimento, para cada cenário, é obtido através da comparação entre a probabilidade de ocorrência de sobrecargas nas situações de ausência e de presença de PD (considerando uma taxa de crescimento de carga igual para todos os nós de carga da rede). Estes acréscimos podem, posteriormente, ser transformados em períodos de diferimento através do conhecimento da taxa de crescimento anual da carga. Para lidar com as incertezas que caracterizam algumas das variáveis envolvidas (os perfis de produção das tecnologias de PD, procura horária de electricidade, taxas de avarias, etc.), os autores utilizam uma abordagem probabilística. Adicionalmente, uma simulação baseada na técnica de Monte Carlo é utilizada para analisar o trânsito de potências em períodos de uma hora ao longo de vários anos. Este tipo de abordagem permite obter funções densidade de probabilidade para as variáveis relevantes, nomeadamente a probabilidade de ocorrência de sobrecargas na rede em estudo. Entre as conclusões obtidas pelos autores destacam-se: i) uma vez efectuados os reforços iniciais para a ligação da PD, esta pode diferir reforços de rede a médio e longo prazo, originados pelo crescimento natural das cargas; ii) o impacto da PD no diferimento de investimentos depende do número, dimensão e padrões de produção da PD, os quais são função da respectiva tecnologia e fiabilidade iii) as tecnologias CHP e PV apresentam melhores resultados que a eólica; iv) quanto mais dispersa for a PD melhor é o resultado do ponto de vista do diferimento de investimentos.

Conclusões semelhantes, nomeadamente no que se refere ao impacto que as diferentes tecnologias de PD produzem, foram obtidas em [166]. Neste caso os autores definem factores de sensibilidade que medem a variação das correntes nos ramos das redes relativamente ao aumento da carga e à instalação de PD nos barramentos. Estes factores, conjuntamente com algumas suposições sobre a localização e dimensão da PD e a forma de crescimento da carga nos diferentes barramentos, permitem determinar o tempo de diferimento dos investimentos. Uma vez conhecido o período de diferimento e o respectivo montante, é utilizado o conceito de valor actualizado para quantificar o valor económico resultante. A obtenção dos factores de sensibilidade implica a execução de múltiplos estudos de trânsitos de potência o que, por sua vez, impõe o conhecimento da rede eléctrica em estudo. A utilização desta metodologia na obtenção de valores típicos para efeitos de regulação impõe a aceitação de pressupostos, nomeadamente relacionados com: a estrutura típica das redes de distribuição; a dimensão e localização da PD; e a taxa de crescimento da carga em cada nó da rede. Uma metodologia semelhante à proposta em [166] é apresentada em [288] com o objectivo de determinar o diferimento de investimentos em transformadores MT/BT produzido pelas microrredes.

Também neste caso são determinados factores de sensibilidade que medem a variação das correntes nas redes eléctricas de distribuição relativamente ao aumento da carga e à instalação de microgeração.

Os autores de [170] apresentaram um algoritmo destinado à identificação da melhor combinação do número, capacidade e localização de PD, visando a optimização do diferimento de investimentos nas redes de transporte e distribuição. O algoritmo começa por criar uma rede com todas as possíveis alternativas de expansão (incluindo as baseadas em PD) e, sucessivamente, elimina as menos eficientes do ponto de vista dos custos, até que exista alguma violação na capacidade dos equipamentos. O facto dos operadores das redes não deterem o controlo sobre o número, dimensão e localização da PD faz com que esta abordagem tenha aplicação limitada.

Em [171] os autores propõem que o valor económico associado ao diferimento de investimentos seja determinado utilizando a expressão (5.1). Note-se que a aplicação da metodologia implica o conhecimento prévio das características da rede bem como a localização e dimensão das unidades de PD consideradas e dos custos de reforço para cada elemento i da rede.

$$V = \sum_i \frac{TP_{ref}^i - TP^i}{P} \times CR(i) \times \alpha \quad (5.1)$$

$$\alpha = \frac{TP_{ref}^i}{TP_{lim}^i}$$

onde: TP_{ref}^i e TP^i representam, respectivamente, os trânsitos de potência no elemento i da rede antes e após consideração da PD; P é a potência da unidade de PD considerada; $CR(i)$ é o custo de reforço da linha i ; TP_{lim}^i é o valor limite de trânsito de potência no elemento i ; e α é um factor de ponderação que permite atribuir maior ou menor importância ao diferimento, em função da maior ou menor proximidade entre o actual valor TP do ramo e o respectivo valor limite.

Outra alternativa proposta na literatura para avaliação do valor económico dos diferimentos consiste em utilizar, como valor do diferimento, o custo unitário de capacidade para as empresas de rede [174][176-181]. Por outras palavras, estas abordagens admitem que o valor económico dos diferimentos corresponde aos custos marginais/incrementais de investimento para as empresas de rede, os quais estão associados a alterações na carga das redes. Inicialmente, estas abordagens foram aplicadas no contexto da avaliação dos diferimentos produzidos pelos programas de gestão da procura. Contudo, a sua aplicação tem vindo a ser alargada ao caso da PD [174][177][180-181]. Várias metodologias têm vindo a ser propostas para determinar os custos incrementais (ou marginais), sendo que a principal diferença entre estas reside na forma utilizada para definir o custo unitário de capacidade [177]. Apesar da diversidade de abordagens, os métodos que prevalecem são os baseados no valor económico do capital diferido [176]. Esta será, aliás, a metodologia que, neste trabalho, servirá de base à estimação dos custos evitados relacionados com o diferimento de investimento em reforço das redes. Por esta razão, este método é abordado de forma aprofundada no final desta secção. Todavia, apresentam-se em seguida, de forma abreviada, outras metodologias existentes. Uma descrição mais pormenorizada pode ser encontrada em [177].

Método do Investimento Total – TIM (“Total Investment Method”)

Neste método, raramente utilizado, o valor do custo marginal de capacidade é dado pela média aritmética entre os investimentos efectuados ao longo do período de planeamento adoptado (sem actualização) e o aumento da carga durante o mesmo período:

$$CM_{TIM} = FA \frac{\sum_{t=1}^N I_t}{\sum_{t=1}^N L_t} \quad (5.2)$$

onde: CM é o custo marginal anual de capacidade expresso em €/kW.ano; N é o horizonte temporal considerado (anos); I_t é o valor do investimento no ano t ; L_t é o valor do crescimento da carga no ano t ; e FA é o factor de anualização do custo marginal obtido.

Método do investimento total actualizado – DTIM (“Discounted Total Investment Method”)

Trata-se de uma extensão do método anterior considerando a actualização do valor dos investimentos e do crescimento da carga:

$$CM_{DTIM} = FA \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{L_t}{(1+r)^t}} \quad (5.3)$$

onde: r é a taxa de actualização real (custo de capital).

A razão pela qual tanto o numerador como o denominador da expressão anterior são actualizados prende-se com a normalização de todos os investimentos e cargas a um único período temporal [177]. A razão intuitiva para tal é que a carga actualizada faz com que o método DTIM forneça um preço constante que, quando pago pela carga, permite obter exactamente o valor actualizado da sequência de investimentos de substituição.

Note-se que, contrariamente ao que ocorre no método TIM, o DTIM tem em consideração o momento em que os investimentos são efectuados. Contudo, se a carga e o custo apresentarem incrementos iguais ao longo do tempo, o custo marginal fornecido pelo método DTIM permanece constante. Consequentemente, este método não reflecte os custos evitados resultantes do diferimento de investimentos originado pela redução na ponta [177].

Método do custo de substituição – RCN (“Replacement Cost New Method”)

Este método reflecte o custo estimado para reproduzir o sistema existente a preços actualizados. O custo total do sistema é, habitualmente, estimado actualizando os valores dos recursos de rede (os quais podem ser obtidos através de informação contida em históricos). O valor do custo de substituição por unidade de carga servida (RCN) permite estimar o custo médio de capacidade para satisfazer a carga (admitindo que este reflecte de forma adequada o custo de oportunidade) [177]:

$$RCN = \sum_{\text{recursos}} I_t DCI_t \quad (5.4)$$

sendo: I_t o capital investido no ano t ; e DCI_t o índice dos custos de distribuição (geralmente dado por $(1+i)^{T-t}$, sendo i a taxa de inflação).

Uma vez conhecido o custo médio, este é convertido num custo marginal através da utilização de um factor que procura traduzir a elasticidade do custo de capital relativamente à procura [177]:

$$CM_{RCN} = FA \frac{RCN}{DD} \left(\frac{\% \Delta RCN}{\% \Delta DD} \right) \quad (5.5)$$

sendo: $\% \Delta RCN$ a variação incremental no custo de substituição; $\% \Delta DD$ a variação incremental na ponta simultânea do sistema; e DD a ponta simultânea do sistema.

Este método foi desenvolvido para reflectir o valor do serviço, pelo que tem sido aplicado, fundamentalmente, para a definição de tarifas. A sua utilização para a quantificação de custos evitados não é adequada, uma vez que não permite contabilizar os custos presentes que têm de ser incorridos devido às variações na carga.

Método RM – “Nera Regression Method”

A “National Economics Research Associates (NERA)” desenvolveu uma metodologia para determinação do custo marginal, baseada numa regressão linear capaz de relacionar as variações nos investimentos com as variações na carga. A análise utiliza, geralmente, uma combinação de dados históricos e de previsões [177]. O cálculo consiste na estimação do coeficiente b que permite verificar a expressão:

$$I_t = a + b \times L_t \quad (5.6)$$

onde: I_t representa o investimento no ano t ; e L_t o crescimento da carga no mesmo ano.

Uma vez conhecido o valor b , o custo marginal actualizado é obtido por:

$$MC_{RM} = FA \times b \quad (5.7)$$

Métodos baseados no valor económico dos diferimentos

A essência destes métodos, frequentemente designados por métodos do valor actualizado, consiste na determinação do valor económico associado ao diferimento de um determinado plano de investimentos. Este valor corresponde à diferença entre os valores actualizados do plano de investimento inicial e do mesmo plano diferido por um período Δt [176][178][182].

O custo evitado originado pelo diferimento de um investimento I a realizar num determinado ano t por um período Δt , desprezando o efeito da inflação, é dado por:

$$\Delta I = I - \frac{I}{(1+r)^{\Delta t}} = I \left(1 - \frac{1}{(1+r)^{\Delta t}} \right) \quad (5.8)$$

Sendo r o custo de capital.

A implementação de uma determinada medida capaz de reduzir o crescimento da ponta das redes eléctricas pode influenciar a cadeia de investimentos a realizar ao longo dos anos. Esta influência tenderá a ocorrer se a medida apresentar efeitos permanentes, tal como se ilustra na figura 5.1 (onde as rectas horizontais representam níveis de carga que desencadeiam a necessidade de investimentos). Note-se que, neste exemplo, a redução na ponta conseguida no ano 1 permanece nos anos subsequentes. Esta figura permite ainda perceber que, se o crescimento esperado para a ponta for, em termos absolutos, uniforme, o período de diferimento Δt obtido para o ano 4 tenderá a ser o mesmo que se verificará para os investimentos previstos para os anos subsequentes (no ano 8 no caso da figura 5.1).

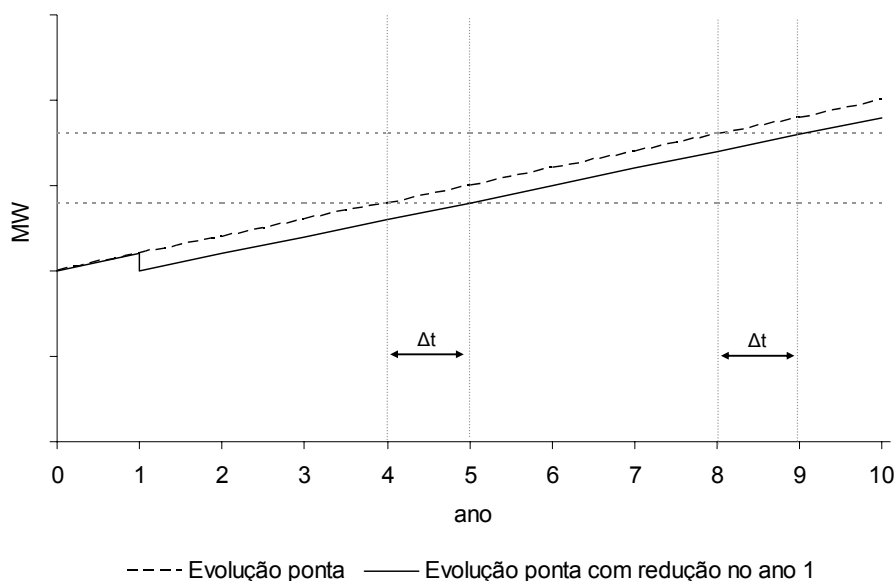


Figura 5.1 – Diferimento de investimentos

Nestas condições, o valor actualizado ao ano zero de todas as variações nos valores dos investimentos, devido ao diferimento de capacidade ocorrida no ano 1, será:

$$\Delta PV = \sum_{t=1}^N \left(1 - \frac{1}{(1+r)^{\Delta t}} \right) \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.9)$$

sendo: N o número de anos do período de estudo considerado.

As primeiras aplicações desta abordagem impunham que o período de diferimento fosse de um ano (ou um número inteiro de anos) [176-177][182-183]. Uma consequência directa deste facto é que o referido diferimento apenas existirá quando for assegurada uma redução no crescimento da ponta (δL) pelo menos igual ao valor deste crescimento (ΔL). Por outras palavras, para que exista o diferimento (e o consequente valor económico), a ponta do sistema não cresce em termos reais, uma vez que as acções tendentes a reduzir a ponta produzem uma redução pelo menos igual ao crescimento previsto. Nestas circunstâncias, o valor associado a um diferimento pelo período de 1 ano corresponde à diferença entre o valor actualizado do plano de expansão e o valor actualizado do mesmo plano diferido em 1 ano. Neste caso, a expressão (5.9) assume a forma ($\Delta t = 1$ ano):

$$\Delta PV = \sum_{t=1}^N \left(1 - \frac{1}{(1+r)} \right) \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.10)$$

A expressão (5.9) também pode, do ponto de vista estritamente matemático, ser aplicada a situações em que $\delta L < \Delta L$. Nestas circunstâncias, o período de diferimento Δt a utilizar tende a ser uma fracção do ano dada por $\Delta t = \delta L / \Delta L$ ou seja, um período de diferimento fraccionário tal como definido por Heffner et al [178]. Contudo, a utilização de períodos de diferimento fraccionários não se coaduna com as práticas de planeamento dos sistemas eléctricos. Com efeito, os investimentos em reforço da capacidade das redes eléctricas são determinados pela ponta do sistema, a qual, tipicamente, ocorre num período relativamente bem definido do ano (no Verão ou no Inverno dependendo dos países). Tal significa que o período de diferimento de investimentos assume um valor inteiro de anos (mínimo de 1 ano). Efectivamente, se um determinado recurso de rede, cuja capacidade estava na iminência de ser ultrapassada na ponta do ano t , (por exemplo no Verão), vir a sua carga reduzida num valor que lhe permita suportar a carga deste ano, então a necessidade de reforçar a capacidade apenas se verificará no Verão do ano $t+1$.

A inconsistência produzida pelos períodos de diferimento não inteiros pode ser ultrapassada utilizando a demonstração feita por Li e Zielke [176], de que o diferimento de 100% do investimento a realizar num ano t , pelo período $\Delta t = \delta L / \Delta L$ (uma fracção do ano), produz benefícios semelhantes aos do diferimento de $\delta L / \Delta L$ % do mesmo investimento, durante o período de 1 ano. Em consequência, a metodologia pode ser aplicada a qualquer valor de redução na ponta, garantindo o “regresso” ao conceito original de diferimento anual.

Admitamos um recurso de rede cuja capacidade esteja no limiar de ser ultrapassada no ano t devido ao crescimento anual da carga (ΔL_t). Se este crescimento for inferior ou igual ao valor de capacidade ainda não utilizada do recurso, teremos que este não necessita de ser substituído ou reforçado (figura 5.2).

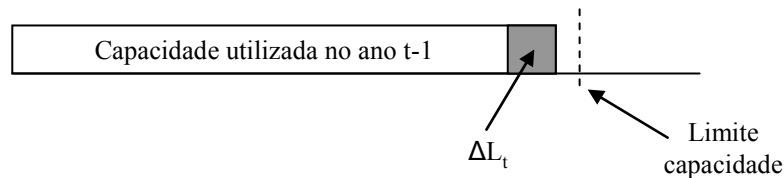


Figura 5.2 – Crescimento de carga inferior à capacidade disponível no recurso de rede

O recurso terá de ser substituído ou reforçado se a sua capacidade ainda disponível for insuficiente para acomodar o crescimento esperado da carga (figura 5.3).

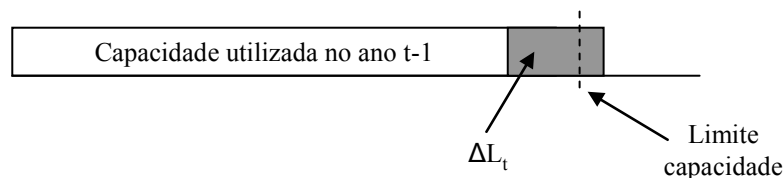


Figura 5.3 – Crescimento de carga superior à capacidade disponível no recurso de rede

No limite poderá ocorrer que um determinado recurso de rede tenha atingido a sua capacidade máxima no ano $t-1$ e, portanto, esta será ultrapassada num valor igual a ΔL_t no ano t (figura 5.4).

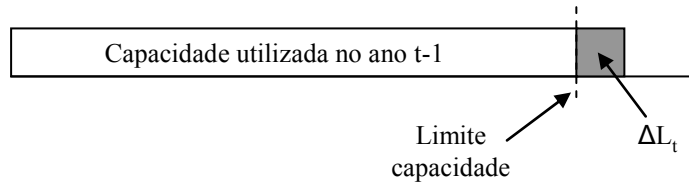


Figura 5.4 – Recurso de rede sem capacidade disponível

Esta análise permite concluir que, para um determinado recurso de rede, a respectiva escassez de capacidade para acomodar o crescimento de carga no ano t , pode estar entre dois extremos:

- Zero, se a capacidade do elemento ainda permitir acomodar o crescimento esperado para a ponta no ano t ;
- O valor do crescimento anual da carga, ΔL_t , se o limite de capacidade do recurso já tiver sido atingido no ano $t-1$.

Do ponto de vista do sistema (rede de transporte ou de distribuição), dada a multiplicidade de recursos de rede existente, pode considerar-se que, escolhido um recurso aleatoriamente entre aqueles cuja capacidade está em vias de ser ultrapassada, a sua escassez de capacidade pode ser considerada como uma variável aleatória uniformemente distribuída entre 0 e ΔL_t .

Um resultado directo deste facto é que, para qualquer redução no crescimento da ponta do sistema, existe a possibilidade de esta exceder a escassez de capacidade que se verificaria em alguns recursos, originada pelo crescimento na ponta. Em consequência, existe a possibilidade de se diferirem investimentos.

Nestas circunstâncias, a questão que se coloca é a de saber qual será a probabilidade de se diferirem investimentos devido a uma redução na ponta igual a δL_t verificada no ano t . Li e Zielke [176] consideraram três situações que permitem estabelecer tal probabilidade:

- a) $\frac{\delta L_t}{\Delta L_t} = 0$, ou seja, não existe redução da ponta. Neste caso, a probabilidade de diferimento de investimentos é 0%.
- b) $\frac{\delta L_t}{\Delta L_t} = 1$, ou seja, a redução na ponta iguala o respectivo crescimento anual. Neste caso, a probabilidade de diferimento de investimentos é de 100%.
- c) $\frac{\delta L_t}{\Delta L_t} = 0,5$, ou seja, a redução da ponta é igual a metade do respectivo crescimento natural. Neste caso, e considerando a distribuição uniforme anteriormente referida, existe igual oportunidade de que a potencial escassez de capacidade esteja acima ou abaixo do valor $0,5\Delta L_t$. Em consequência, a probabilidade de diferimento de investimento será, neste caso, igual a 50%.

Note-se que, na análise anterior, δL_t e ΔL_t estão na mesma unidade (por exemplo MW) ou referem-se a valores percentuais relativos à mesma base (por exemplo ponta do sistema no ano $t-1$). Generalizando o raciocínio anterior, pode inferir-se que a probabilidade de existirem

diferimentos de investimentos originados por uma redução na ponta do sistema de valor igual δL_t , vale:

$$P = \frac{\delta L_t}{\Delta L_t} \quad (5.11)$$

Consequentemente, a porção do investimento para o ano t , I_t , que será diferida durante 1 ano, devido à redução de carga, será $\left(\frac{\delta L_t}{\Delta L_t} \times 100\%\right) I_t$. A porção restante do investimento, dada por $\left(\left(1 - \frac{\delta L_t}{\Delta L_t}\right) \times 100\%\right) I_t$, não será diferida e, portanto, não contribui para os custos evitados. Em consequência, a expressão (5.9) pode ser reescrita na forma:

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{1}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{\delta L_t}{\Delta L_t} \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.12)$$

Como foi anteriormente referido, a metodologia de Li e Zielke baseia-se no facto de o diferimento de 100% do investimento a realizar num ano t pelo período $\Delta t = \delta L / \Delta L$ (uma fracção do ano) ser aproximadamente igual ao diferimento de $\delta L / \Delta L$ % do mesmo investimento durante $\Delta t = 1$ ano. Com efeito, se na expressão (5.9) se efectuar a substituição $\Delta t = \delta L / \Delta L$ obtemos:

$$\Delta PV = \sum_{t=1}^N \left(1 - \frac{1}{(1+r)^{\frac{\delta L_t}{\Delta L_t}}}\right) \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.13)$$

Tendo em consideração que $r \ll 1$ (por exemplo $r = 8\%$) o valor $(1+r)^{\frac{\delta L_t}{\Delta L_t}}$ da expressão (5.13) pode ser aproximado pelos termos lineares da respectiva expansão em série de Taylor com respeito a r , ou seja:

$$\frac{1}{(1+r)^{\frac{\delta L_t}{\Delta L_t}}} = 1 - \frac{\delta L_t}{\Delta L_t} r \quad (5.14)$$

E logo, a expressão (5.13) pode ser reescrita na forma:

$$\Delta PV \approx r \sum_{t=1}^N \frac{\delta L_t}{\Delta L_t} \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.15)$$

A expressão (5.15) é equivalente à expressão (5.12) uma vez que, sendo $r \ll 1$, se tem $\left(1 - \frac{1}{(1+r)}\right) \approx r$.

As expressões consideradas até ao momento não incluem a potencial influência da inflação sobre o valor dos investimentos diferidos. Contudo, o diferimento de um determinado

investimento pode conduzir a que este seja efectuado com um custo absoluto superior, ou seja:

$$I_{t+\Delta t} = I_t \times (1+j)^{\Delta t} \quad (5.16)$$

onde: I_t representa o valor do investimento que seria efectuado no ano t ; $I_{t+\Delta t}$ o valor do investimento correspondente efectuado no ano $t+\Delta t$ (aos preços da altura); e j a taxa de inflação.

A expressão (5.12) pode ser reescrita para ter em consideração o valor da inflação:

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{\delta L_t}{\Delta L_t} \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.17)$$

A expressão (5.17) permite, portanto, determinar o valor económico associado ao diferimento de investimentos em situações em que $\delta L_k \leq \Delta L_k$ e tendo em consideração o efeito da inflação.

5.3 Metodologia para avaliação dos custos evitados pela microgeração e pelas microrredes

5.3.1 Motivação

O desenvolvimento das microrredes e da microgeração no seio dos sistemas eléctricos tem, necessariamente, impacto sobre os perfis de carga das redes eléctricas. A capacidade das microrredes para actuarem como cargas controláveis (controlando a carga e, dentro de determinados limites, a produção internas) permite que estas estruturas possam, em períodos de ponta, diminuir a carga que representam para as redes. Consequentemente, o investimento no reforço das redes poderá ser diferido e, dado o carácter intensivo em capital das actividades de rede, poderá produzir importantes benefícios económicos. Este efeito tenderá a ocorrer em todas as redes a montante da rede BT. Uma vez mais, é importante referir que o controlo (activo) da carga não implica, necessariamente, a interrupção de toda a carga interna a uma microrrede, podendo apenas ser interrompidas cargas cujas características o permitam (por exemplo sistemas de ar condicionado, sistemas de refrigeração, etc.). Adicionalmente, o período de ponta das redes eléctricas tende a ocorrer durante uma fracção curta do ano, pelo que a interrupção destas cargas tende a ter custos económicos pouco significativos, não apenas pelo tipo de cargas em questão, mas também pela duração das interrupções.

A definição de uma metodologia para avaliação do valor económico associado ao diferimento de investimentos, originado pela acção das microrredes e da microgeração, é importante no contexto da definição de uma regulação adequada para estas entidades. A metodologia a empregar deve possuir algumas características fundamentais, nomeadamente deve: i) ser aplicável às redes de transporte e distribuição; ii) contabilizar a influência do regime de produção das diferentes tecnologias de microgeração; iii) considerar, na avaliação, a influência exercida pelas avarias dos sistemas de microgeração; iv) permitir considerar a capacidade das microrredes para efectuarem um controlo conjunto da carga e da produção.

As metodologias apresentadas no ponto anterior são, essencialmente, dedicadas ao caso particular da PD ligada às redes a montante da rede BT. Na sua maioria avaliam apenas o impacto produzido no ramo com o qual se ligam (excepção feita às metodologias baseadas no custo de capacidade como os métodos TIM, DTIM, RCN, RM). Uma parte significativa dessas metodologias impõe o conhecimento prévio de parâmetros como: localização, dimensão e número de unidades de PD; estrutura das redes e respectivo regime de carga. Consequentemente, a sua aplicação implica a criação de cenários sobre a PD, bem como a definição de redes típicas, o que pode condicionar a transparência da regulação. A aplicação das metodologias baseadas no custo de capacidade parece, deste ponto de vista, mais simples. Contudo, a sua aplicação tem de ser efectuada de forma a permitir reflectir as características dos sistemas de microgeração (regime de produção, avarias, etc.) e das microrredes.

Perante as dificuldades encontradas na aplicação das metodologias anteriores, desenvolveu-se uma abordagem para avaliação do valor económico dos diferimentos produzidos pelas microrredes e pela microgeração. As influências exercidas pelo perfil típico de produção de cada tecnologia de microgeração, bem como pela respectiva indisponibilidade, foram consideradas. A metodologia dispensa o conhecimento prévio sobre a localização e dimensão da microgeração e das microrredes. A influência exercida pelo número de microgeradores é, como veremos, limitada.

Atendendo a que a microgeração, só por si, permite diferir investimentos, a metodologia desenvolvida é apresentada em duas fases: na primeira descreve-se a respectiva formulação geral, com aplicação ao caso específico da microgeração. Na segunda alarga-se a aplicação da metodologia ao caso das microrredes.

5.3.2 Formulação geral

A metodologia desenvolvida assenta na utilização do conceito de variação do valor actualizado de um plano de investimentos, produzida pelo diferimento deste plano no tempo. Tomando como referência a figura 5.1, e admitindo que a redução no crescimento da ponta do ano 1 é conseguida por acção das microrredes e da microgeração, teremos que o valor económico associado aos diferimentos pode ser obtido utilizando a expressão (5.10) (desprezando a inflação). Note-se que, neste caso, se verifica que a redução no valor do crescimento da ponta iguala o valor esperado para o respectivo crescimento ($\delta L_t = \Delta L_t$).

Contudo, no caso concreto da microgeração e das microrredes, a contribuição para a redução no crescimento da ponta será, provavelmente, inferior ao valor esperado para o respectivo crescimento, ou seja $\delta L_t < \Delta L_t$. A tabela 5.1 mostra, para o sistema eléctrico português, a evolução da ponta anual na rede nacional de transporte, bem como o respectivo crescimento em valor absoluto (MW), no período 2003-2007.

Tabela 5.1 – Ponta da Rede Nacional de Transporte

Ano	Ponta (MW)	ΔL (MW)
2007	9110	306
2006	8804	276
2005	8528	278
2004	8250	204
2003	8046	

Em 2007, por exemplo, o crescimento da ponta, relativamente a 2006, correspondeu a 306 MW. Consequentemente, seriam necessários 306 MW de potência disponibilizada pela

microgeração e pelas microrredes no período de ponta para que fosse possível diferir, por um ano, os investimentos relacionados com o crescimento da carga previsto para 2007. Obviamente, para que estes 306 MW fossem disponibilizados no período de ponta, a potência instalada em sistemas de microgeração teria de ser superior, uma vez que estas tecnologias têm um factor de utilização inferior a 1 (além de estarem sujeitas a avarias). Mesmo admitindo apenas 306 MW, seria necessário instalar 102000 sistemas de microgeração de 3 kW cada para se conseguir tal potência o que, pelo menos na fase inicial da disseminação da microgeração, se afigura pouco provável. Naturalmente que o controlo de carga que as microrredes permitirão contribuirá também para a potência disponibilizada. Contudo, parece pouco provável que as contribuições simultâneas da microgeração (só por si) e das microrredes sejam suficientes para provocar uma redução anual no crescimento da ponta superior ao valor previsto para o respectivo crescimento. Consequentemente, tal como foi discutido em 5.2., o valor económico dos diferimentos pode ser avaliado utilizando a expressão (5.17).

A expressão (5.17) mostra que o valor actualizado dos custos evitados é uma função do quociente entre a contribuição destas entidades para a redução da ponta e o respectivo crescimento esperado. A aplicação da expressão implica, portanto, a quantificação dos valores δL_t e ΔL_t para os diferentes anos do período de estudo considerado.

O crescimento da ponta de carga ao longo dos anos pode, geralmente, ser aproximado por uma função exponencial tal que:

$$P_t = (1 + x)P_{t-1} \quad (5.18)$$

onde: P_t é a ponta de carga no ano t ; P_{t-1} é a ponta no ano imediatamente anterior; e x é a taxa de crescimento anual da ponta.

O valor do crescimento da ponta (em valores absolutos, por exemplo MW) do ano $t-1$ para o ano t pode ser obtido por:

$$\Delta L_t = xP_0(1 + x)^{t-1} \quad (5.19)$$

onde P_0 representa a ponta no ano inicial do período de estudo considerado.

O facto da ponta ter, geralmente, um crescimento exponencial é relevante, uma vez que o quociente $\delta L_t / \Delta L_t$ será influenciado por este comportamento. A tabela 5.2 permite ilustrar este facto para um sistema com uma ponta inicial de 9110 MW e um crescimento anual da carga de 3%.

Tabela 5.2 – Efeito do crescimento exponencial da ponta sobre o diferimento de investimentos

	Ponta (MW)	ΔL_t (MW)	δL_t (MW)	$\delta L_t / \Delta L_t$
0	9110		130	
1	9383	273		47.57%
2	9665	281		46.18%
3	9955	290		44.84%
4	10253	299		43.53%
5	10561	308		42.26%
6	10878	317		41.03%
7	11204	326		39.84%
8	11540	336		38.68%
9	11886	346		37.55%
10	12243	357		36.46%

A coluna mais à direita da tabela 5.2 mostra a percentagem dos investimentos previstos para cada ano que serão diferidos devido a uma redução na ponta de 130 MW que ocorreu no ano 1 (e cujo efeito se mantém ao longo dos anos). Note-se que o crescimento exponencial da ponta faz com que a percentagem de investimentos diferidos diminua à medida que nos afastamos do ano em que a redução na ponta foi conseguida.

No que respeita ao valor δL (redução na ponta), importa referir que diferentes tecnologias de microgeração tendem a apresentar contribuições distintas. Efectivamente, a referida contribuição é condicionada pelo factor de utilização dos microgeradores no período correspondente à ponta das redes eléctricas. Este factor de utilização é, geralmente, condicionado por condições climáticas, nomeadamente a velocidade do vento (micro-eólicas), a radiação solar (PV) e a temperatura (micro-CHP). No caso dos sistemas micro-CHP com possibilidade de armazenamento da energia térmica, a flexibilidade é maior podendo a dependência das condições climáticas ser atenuada.

O período em que ocorre a ponta é também um aspecto importante no contexto da avaliação da contribuição de diferentes tecnologias para o valor δL . Este período pode ser distinto em diferentes sistemas eléctricos. Em Portugal, por exemplo, a ponta de carga das redes eléctricas de transporte e de distribuição tende a ocorrer em período nocturno, no Inverno. Consequentemente, a contribuição dos sistemas PV para a redução no crescimento da ponta será nula e a contribuição dos sistemas micro-CHP tenderá a ser mais significativa. Naturalmente, em sistemas eléctricos em que a ponta tende a ocorrer durante o dia e no Verão (devido, por exemplo, à utilização de sistemas de ar condicionado), serão os sistemas PV a contribuir de forma mais significativa para a redução no crescimento da ponta. Note-se que, mesmo nos sistemas com características semelhantes às do português, os sistemas PV podem permitir diferir investimentos, nomeadamente em redes em que a ponta ocorre num período em que o factor de utilização dos sistemas PV seja relativamente elevado.

Admitindo para uma tecnologia de microgeração genérica um factor de utilização no período de ponta igual a FU , teremos que a expressão (5.17) se transforma em:

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU \times P_{inst}}{\Delta L_t} \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (5.20)$$

sendo: FU o factor de utilização da tecnologia de microgeração no período de ponta; e P_{inst} a respectiva potência instalada.

Note-se que a expressão (5.20) não considera as influências da indisponibilidade dos microgeradores, das perdas evitadas e da incerteza no factor de utilização.

O valor definido em (5.20) pode ser anualizado para que se obtenha um custo evitado por unidade de potência instalada (C_{ev}), expresso em €/kW_{inst}.ano:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^N \frac{C_{ev}}{(1+r)^t} P_{inst} &= \left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU \times P_{inst}}{\Delta L_t} \frac{I_t}{(1+r)^t} \\ C_{ev} &= \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU}{\Delta L_t} \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \end{aligned} \quad (5.21)$$

A expressão (5.21) pode, tendo em consideração a expressão (5.19), ser reescrita na forma:

$$C_{ev} = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU}{xP_0(1+x)^{t-1}} \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (5.22)$$

O valor C_{ev} obtido com recurso à expressão (5.22) está referido ao ano zero.

5.3.3 Influência das avarias dos sistemas de microgeração

Um aspecto importante no contexto da avaliação do diferimento de investimentos produzido pela microgeração está relacionado com a possibilidade destes sistemas poderem avariar no período de ponta das redes eléctricas. Efectivamente, a contribuição da microgeração para o valor da redução no crescimento da ponta tem de se verificar com elevada probabilidade, para que seja possível confiar nestes sistemas para substituição de soluções de reforço das redes mais tradicionais (as quais, recorde-se, também estão sujeitas a avarias).

O valor C_{ev} fornecido pela expressão (5.22) foi obtido considerando que os sistemas de microgeração nunca sofrem avarias no período de ponta. Deste modo, admitiu-se que $\delta L = FU \times P_{inst}$. Contudo este valor de δL não é adequado uma vez que nos períodos de ponta uma parte dos sistemas de microgeração pode encontrar-se avariada. A contabilização do impacto produzido pelas avarias dos sistemas de microgeração pode ser conseguida reescrevendo a expressão (5.22) na forma:

$$C_{ev} = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU(1-f)}{xP_0(1+x)^{t-1}} \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (5.23)$$

sendo: f a indisponibilidade dos geradores (FOR).

Esta abordagem corresponde à situação em que se admite que a potência disponibilizada pelo conjunto de microgeradores de uma determinada tecnologia, nos períodos de ponta, corresponde ao valor esperado para a respectiva produção, ou seja:

$$P_{disp} = FU \cdot P_{inst} \cdot (1-f) \quad (5.24)$$

Note-se que a probabilidade de que a potência disponibilizada pelo conjunto dos microgeradores seja igual ou superior a este valor é, apenas, 50%. A figura 5.5 mostra este facto (utilizando a aproximação normal discutida no capítulo 3) para o caso particular de um conjunto de 50000 microgeradores de 1 kW cada com $f = 0,1$ e $FU = 60\%$. O valor médio da potência disponibilizada é, neste caso, de 27 MW (seria de 45 MW caso $FU=1$) existindo uma probabilidade de 50% de poder ser inferior a este valor.

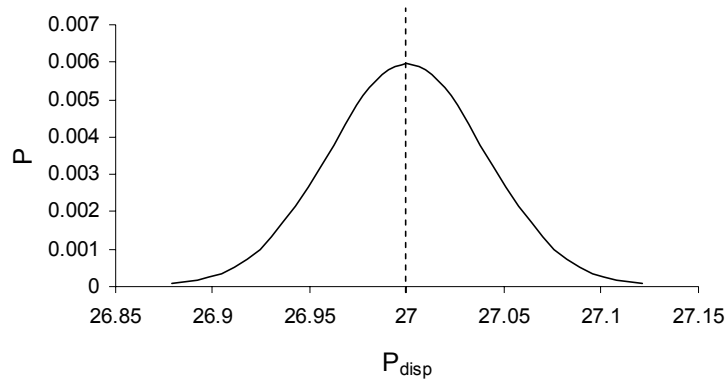


Figura 5.5 – Potência disponibilizada por um conjunto de microgeradores

Apesar da elevada probabilidade do valor de P_{disp} ser inferior ao valor médio definido por (5.24), a sua influência sobre o valor de C_{ev} tende a ser reduzida. Efectivamente, a probabilidade de ocorrer um valor próximo do valor médio é muito elevada, devido ao elevado número de microgeradores. No caso anterior, por exemplo, existe uma probabilidade de, sensivelmente, 99.9% de se verificar que $P_{disp} \geq 26,88$ MW (ou seja um valor 0,45% inferior ao valor médio). Naturalmente, para um menor número de microgeradores esta diferença torna-se mais significativa. Contudo, a diferença assume sempre valores relativamente reduzidos, tal como ilustra a figura 5.6 que mostra, em função do número de microgeradores, a diferença entre o valor médio da potência disponibilizada ($\bar{P}$) e o valor correspondente ao valor médio subtraído de 3 desvios padrão ($P_{3\sigma}$), em percentagem do valor médio.

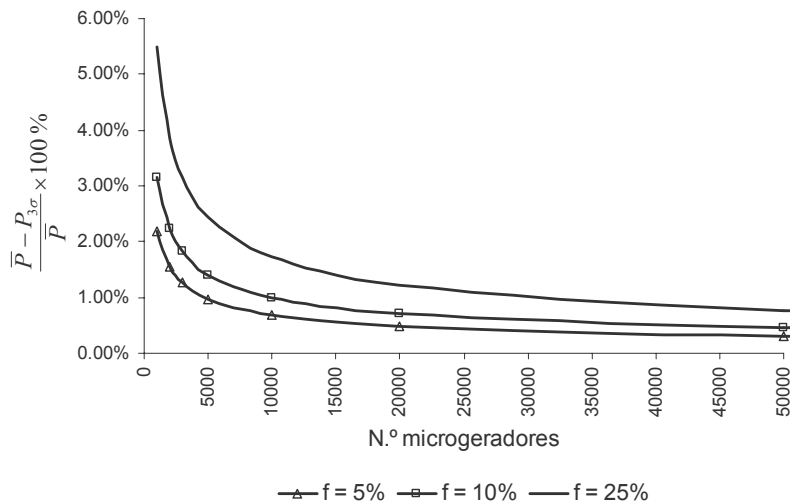


Figura 5.6 – Influência da indisponibilidade dos microgeradores no diferimento de investimentos

A figura 5.6 permite também concluir que a probabilidade de avaria dos sistemas de microgeração tem uma influência limitada sobre a referida diferença. Consequentemente, o regulador poderá adoptar, neste caso, valores conservadores para este parâmetro. Neste caso, a utilização da expressão (5.23) não introduz erros de avaliação significativos.

5.3.4 Influência da incerteza inerente aos factores de utilização

A contribuição das tecnologias de microgeração para o diferimento de investimentos nas redes eléctricas é condicionada pelo regime de produção destas tecnologias no período de ponta das redes. Por sua vez, este regime é condicionado por variáveis com comportamento estocástico ao longo do tempo, nomeadamente a irradiância solar, a velocidade do vento e a temperatura ambiente. Consequentemente, a contribuição de uma determinada tecnologia de microgeração para o valor δL ao longo dos anos é uma variável aleatória.

A figura 5.7 ilustra, para o caso da tecnologia micro-eólica, uma possível sequência dos factores de utilização em horas de ponta, ao longo de um período de 30 anos. Os valores foram obtidos utilizando, para representar o comportamento do factor de utilização, a FDA de uma distribuição exponencial (tal como referido no capítulo 3). Admitiu-se para esta distribuição uma média de 10% (no período correspondente à ponta). A variabilidade na contribuição para o valor δL pode também verificar-se nas restantes tecnologias de microgeração, nomeadamente nos sistemas PV.

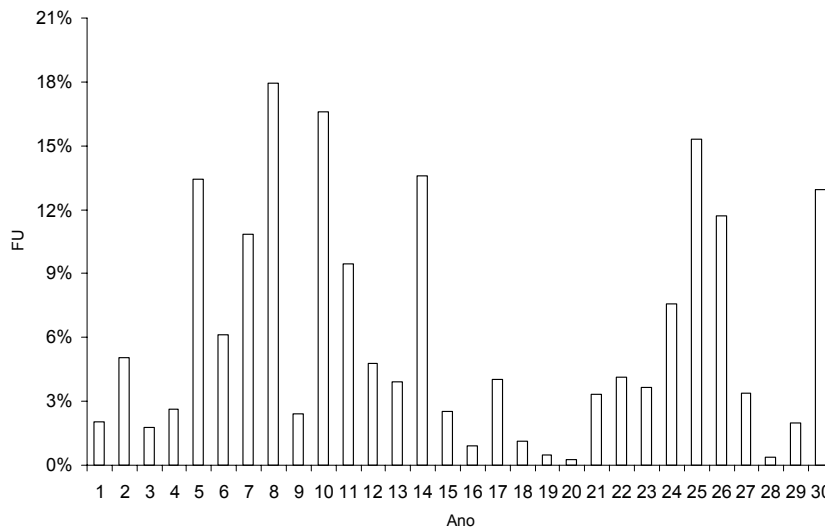


Figura 5.7 – Variação do factor de utilização das micro-turbinas eólicas

As incertezas que caracterizam a contribuição dos sistemas de microgeração para a redução na ponta ao longo dos anos e, consequentemente, para o diferimento de investimentos, devem ser contabilizadas no modelo. Para este efeito podem ser utilizadas distribuições de probabilidade semelhantes às definidas para avaliação do impacto da microgeração na segurança de abastecimento. Note-se que, neste caso, devem utilizar-se as distribuições que caracterizam o factor de utilização de cada uma das tecnologias de microgeração no período em que ocorre a ponta do sistema eléctrico. Assim, a expressão (5.23) pode ser reescrita na forma:

$$C_{ev} = \rho \sum_{t=1}^N FU_t \cdot \varphi_t \quad (5.25)$$

sendo: FU uma variável aleatória com distribuição adequada à tecnologia de microgeração, cuja contribuição para a redução da ponta se pretende avaliar e:

$$\rho = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right)(1-f)}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (5.26)$$

$$\varphi_t = \frac{I_t}{xP_0(1+x)^{t-1}(1+r)^t} \quad (5.27)$$

Tendo em consideração as propriedades da combinação linear de variáveis aleatórias teremos que:

$$E[C_{ev}] = \rho \cdot E[FU] \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t \quad (5.28)$$

$$\sigma[C_{ev}] = \rho \cdot \sigma[FU] \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^N \varphi_t^2} \quad (5.29)$$

As expressões (5.28) e (5.29) permitem obter o valor esperado para o custo evitado, bem como o respectivo desvio padrão, permitindo, desta forma, contabilizar o efeito produzido pela incerteza no factor de utilização das tecnologias de microgeração ao longo dos anos. Note-se que para diferentes tecnologias de microgeração, as expressões (5.28) e (5.29) tendem a fornecer diferentes valores de custos evitados e respectivo desvio padrão.

5.3.5 Valor dos investimentos e do crescimento anual da carga

A utilização das expressões anteriores para cálculo do custo evitado implica o conhecimento dos investimentos que seriam efectuados nas redes na situação de não existência de microgeração. Neste contexto, um aspecto importante a considerar é que apenas uma parte destes investimentos pode ser alvo de diferimentos devido à acção destas entidades. Efectivamente, os investimentos efectuados nas redes eléctricas podem ser classificados em duas categorias: os investimentos de substituição e os investimentos em novos recursos de rede. Os primeiros referem-se ao capital despendido para substituir recursos de rede que atingiram o final da sua vida útil ou que apresentam deficiências de funcionamento. Os segundos são desencadeados por diferentes razões, nomeadamente pelo crescimento da carga dos consumidores já existentes, pelo aumento do número de consumidores, por razões relacionadas com a melhoria da qualidade de serviço e pela necessidade de reforçar as redes para acomodar unidades de PD.

A microgeração e as microredes, pelo menos na fase inicial do seu desenvolvimento, tendem apenas a influenciar (diferir/reduzir) o investimento relacionado com o reforço de recursos de rede já existentes. Em consequência, a avaliação do valor económico resultante do diferimento de investimentos implica a identificação dos investimentos originados pelo aumento da carga, bem como a sua separação relativamente aos investimentos de substituição ou relacionados com o melhoramento da qualidade de serviço. Uma vez identificados os investimentos relacionados com a evolução da carga, importa ainda efectuar a separação entre os investimentos relacionados com o reforço das redes (linhas, subestações, etc.) e os investimentos relacionados com a respectiva expansão, destinados a permitir a ligação de

novos consumidores (geralmente co-financiados por estes). Em princípio a microgeração e as microredes apenas afectarão os investimentos do primeiro grupo.

Uma vez que os investimentos que podem ser diferidos são aqueles que serão efectuados no futuro, a definição do respectivo valor anual poderia ser conseguida por recurso aos planos de investimento, elaborados pelos operadores das redes. Contudo, esta abordagem apresenta duas dificuldades: a primeira prende-se com o facto dos planos de investimento, quando existem, terem uma duração temporal geralmente mais reduzida que o período desejável para determinação dos custos evitados; a segunda está relacionada com o facto dos planos de investimentos não terem de ser, necessariamente, cumpridos. Frequentemente, os investimentos previstos nestes planos são, por razões de vária ordem, diferidos no tempo ou até mesmo suspensos ou suprimidos. Em consequência, o valor anual do investimento, I_t , é um parâmetro que apenas pode ser aproximado.

A utilização de um valor típico de investimento anual constitui-se, perante as incertezas existentes, como uma possível abordagem para a definição do valor I_t . Este valor pode ser definido com recurso a informação dos planos de investimento e ao histórico dos investimentos efectuados ao longo dos anos. Nestas circunstâncias, o valor típico de investimentos anual, $\bar{I}$, pode ser obtido através da média pesada dos investimentos efectuados em anos anteriores e investimentos planeados para serem executados no futuro, ou seja:

$$\bar{I} = \frac{\sum_{n=1}^{N_1} I_n (1+j)^n + \sum_{n=1}^{N_2} \frac{I_n}{(1+j)^n}}{N_1 + N_2} \quad (5.30)$$

onde: N_1 e N_2 representam, respectivamente, o número de anos do histórico e de planeamento considerados.

Note-se que na expressão (5.30) os investimentos já efectuados e os planeados são actualizados ao ano zero, tendo em consideração a inflação.

Para o crescimento anual da carga pode também adoptar-se um valor típico, nomeadamente a média do crescimento verificado nos últimos anos.

5.3.6 Influência das perdas evitadas

Nas expressões anteriores, o valor da contribuição da microgeração para a redução no crescimento da ponta não contabiliza as perdas evitadas nas redes. A inclusão desta influência tende a aumentar esta contribuição e pode ser efectuada multiplicando a expressão (5.24) por $(1 + \delta_p)$. Neste caso, o valor de ρ definido na expressão (5.26) assume a forma:

$$\rho = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right)(1-f)(1+\delta_p)}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (5.31)$$

sendo: δ_p o factor de perdas evitadas em período de ponta definido no capítulo 4.

5.3.7 Áreas de rede

A determinação dos custos evitados originados pelo diferimento de investimentos pode ser efectuada considerando áreas de rede, nomeadamente quando existem assimetrias significativas entre o potencial valor de custos evitados em diferentes zonas de rede. Esta situação tende a ocorrer, fundamentalmente, nas redes de distribuição em MT onde a separação entre redes rurais e redes urbanas poderá permitir uma melhor reflexão da influência de cada um destes grupos nos custos evitados. Note-se que os investimentos nas redes rurais são, geralmente, determinados por condições relacionadas com as quedas de tensão enquanto nas redes urbanas o são por condições térmicas. A figura 5.8 mostra um ramo genérico de uma rede de distribuição com carga uniformemente distribuída. Nestas condições, a queda de tensão total do ramo pode ser aproximada por [184]:

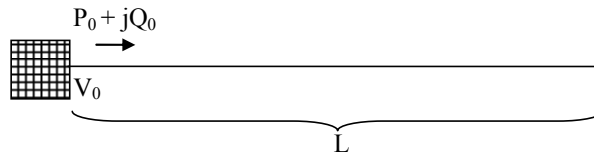


Figura 5.8 – Ramo de distribuição

$$\Delta u = \frac{L(RP_0 + XQ_0)}{2V_b^2} = \frac{L(RP_0 + XQ_0)}{2V_0^2} \quad (\text{pu}) \quad (5.32)$$

sendo: L o comprimento do ramo em km; R a resistência do ramo em Ω/km ; X a reactância indutiva em Ω/km ; P_0 a potência activa na extremidade do ramo junto à subestação expressa em MW; Q_0 a potência reactiva na extremidade do ramo junto à subestação expressa em Mvar; V_b a tensão de base adoptada para o sistema pu a qual, neste caso, é assumida como sendo igual a V_0 (tensão à saída da subestação).

Por outro lado, admitindo que o ramo tem a mesma secção em todo o seu comprimento, o ponto mais desfavorável, em termos da potencial violação do limite térmico, localiza-se na extremidade do ramo junto à subestação que o alimenta, onde o valor da corrente será dado por:

$$i_0 = \frac{P_0}{S_b \cos \varphi} \quad (\text{pu}) \quad (5.33)$$

As equações (5.32) e (5.33) podem ser reescritas tendo em consideração o conceito de densidade de carga. Atendendo a que a carga está uniformemente distribuída ao longo do ramo temos que:

$$\begin{aligned} P_0 &= p \times L \\ Q_0 &= q \times L \end{aligned} \quad (5.34)$$

sendo: p e q , respectivamente, as densidades uniformes de potências activa e reactiva, expressas em MW/km e Mvar/km.

Substituindo (5.34) em (5.32) e (5.33) obtemos que:

$$\Delta u = \frac{L^2(Rp + Xq)}{2V_0^2} = \frac{L^2 p(R + X \operatorname{tg} \varphi)}{2V_0^2} \quad (\text{pu}) \quad (5.35)$$

$$i_0 = \frac{Lp}{S_b \cos \varphi} \quad (\text{pu}) \quad (5.36)$$

A conjugação das expressões (5.35) e (5.36) permite estabelecer uma relação entre a forma de crescimento do valor da queda de tensão e da corrente para um determinado ramo da rede de distribuição. Efectivamente, destas expressões podemos retirar que:

$$p = \frac{2\Delta u V_0^2}{L^2(R + X \operatorname{tg} \varphi)} \quad (5.37)$$

$$p = \frac{i_0 S_b \cos \varphi}{L} \quad (5.38)$$

E logo:

$$\frac{i_0 S_b \cos \varphi}{L} = \frac{2\Delta u V_0^2}{L^2(R + X \operatorname{tg} \varphi)} \Rightarrow \frac{\Delta u}{i_0} = \frac{S_b L(R + X \operatorname{tg} \varphi) \cos \varphi}{2V_0^2} \quad (5.39)$$

O comprimento L_l do ramo que faz com que $\Delta u / i_0 = 1$ será:

$$L_l = \frac{2V_0^2}{S_b(R + X \operatorname{tg} \varphi) \cos \varphi} \quad (5.40)$$

A expressão (5.40) pode ser reescrita tendo em consideração que $Z_b = V_b^2 / S_b$:

$$L_l = \frac{2Z_b}{(R + X \operatorname{tg} \varphi) \cos \varphi} \quad (5.41)$$

Ou seja, a expressão (5.41) mostra que para um determinado ramo, o comprimento (em metros) que faz com que a queda de tensão e a corrente cresçam ao mesmo ritmo apenas depende da resistência e da reactância do ramo e do factor de potência.

Admitindo agora que se pretende ter $\Delta u / i_0 = \beta$ teremos que:

$$L = \frac{2Z_b}{(R + X \operatorname{tg} \varphi) \cos \varphi} \beta = \beta \cdot L_l \quad (5.42)$$

Logo:

$$\frac{\Delta u}{i_o} = \frac{L}{L_l} \quad (5.43)$$

Se tivermos em consideração que, em pu, $i_0 = s$, a expressão (5.43) pode ainda ser reescrita na forma:

$$\Delta u = \frac{L}{L_1} s \quad (5.44)$$

Note-se que o valor obtido por (5.44) é aplicável nas condições definidas para cálculo de L_1 , nomeadamente no que se refere ao factor de potência e à resistência e reactância do ramo em estudo. Estas expressões permitem concluir que, para um determinado ramo, a relação entre a queda de tensão na extremidade mais afastada da subestação e a corrente na extremidade mais próxima é dada pelo quociente entre o comprimento do ramo e o comprimento que faz com que a referida relação seja unitária.

A figura 5.9, obtida a partir da expressão (5.44), permite perceber que a influência do crescimento da carga sobre a queda de tensão é mais significativa em redes mais longas. Por outras palavras, nestas redes, pequenos aumentos na carga provocam crescimentos significativos na queda de tensão. Consequentemente, nas redes MT rurais, tradicionalmente longas, os aumentos da carga tendem a provocar aumentos significativos nas quedas de tensão, conduzindo à necessidade de investimentos para repor este parâmetro eléctrico em níveis aceitáveis.

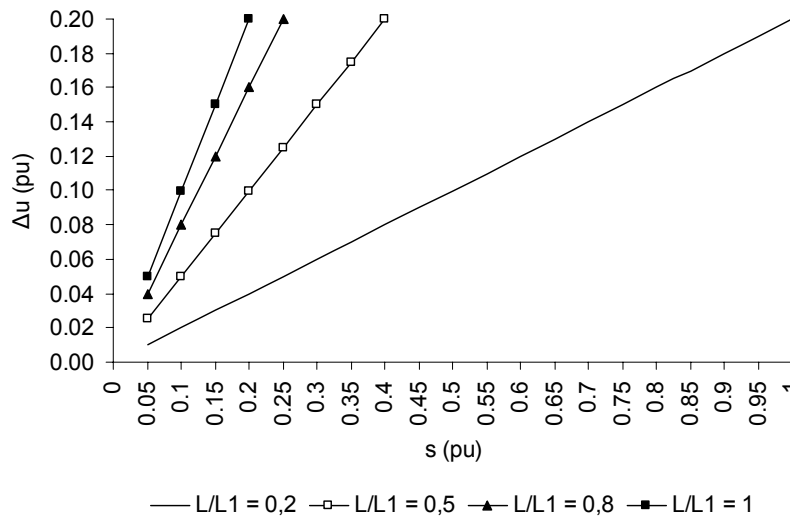


Figura 5.9 – Relação entre a queda de tensão e a carga de um ramo

Conclusões semelhantes podem ser retiradas da figura 5.10, que mostra o comprimento máximo de uma rede MT em função da potência que esta terá de fornecer e da queda de tensão. Note-se, uma vez mais, que para uma determinada queda de tensão máxima, a potência admissível para a rede aumenta com a redução do respectivo comprimento. Ou seja, nas redes urbanas, tradicionalmente mais curtas que as rurais, a necessidade de reforço é ditada pelo limite térmico das linhas e cabos.

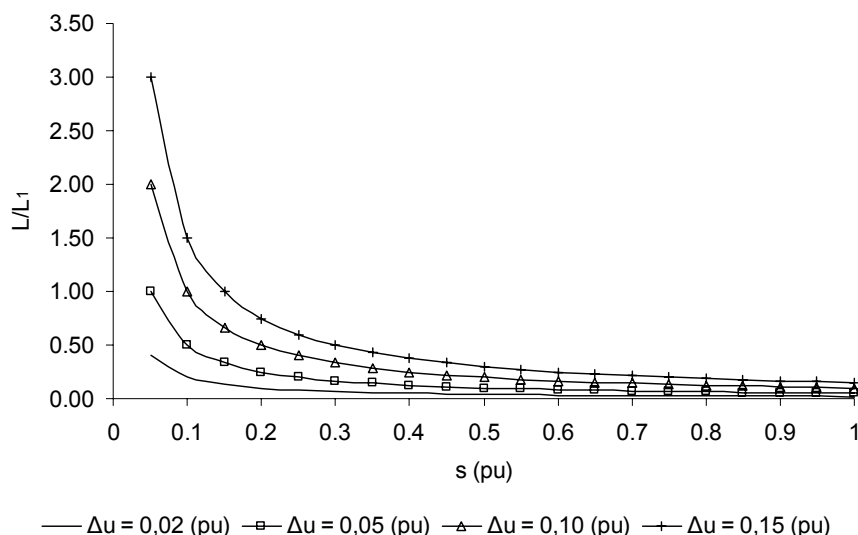


Figura 5.10 – Relação entre carga e comprimento máximo de um ramo

Outro aspecto importante neste contexto é que algumas áreas geográficas, localizadas dentro das zonas servidas por uma determinada rede eléctrica, podem apresentar maiores custos para assegurar o serviço de rede do que outras. Esta variação espacial dos custos está relacionada com a geografia dos locais a servir, a densidade de consumidores, o clima, a proximidade a centros urbanos, entre outros factores [177-178][185]. A consequência imediata deste facto é que os custos evitados resultantes do diferimento de investimentos podem ser variáveis em função do tipo de rede e da respectiva localização. Por exemplo, os investimentos a realizar nas redes de distribuição em zonas urbanas são, geralmente, mais dispendiosos do que aqueles a realizar em zonas rurais (redes subterrâneas em vez de redes aéreas).

A metodologia anterior pode ser utilizada para a definição de valores de custos evitados diferenciados por áreas de rede. A principal limitação a este tipo de abordagem consiste no facto de, ao serem criadas múltiplas zonas de rede, se diminuir a quantidade de recursos pertencentes a cada uma destas. Este facto limita a razoabilidade de se admitir que a probabilidade de diferimento de investimentos é dada por $\frac{\partial L_i}{\Delta L_i}$ (tal como foi anteriormente

referido). Contudo, a aplicação ao caso das redes de distribuição MT, subdividindo-as em redes rurais e redes urbanas, não implicará, em princípio, este tipo de dificuldades. Note-se que esta divisão tem uma importância reduzida no caso das redes a montante da rede MT. Com efeito, estas redes tendem a servir, simultaneamente, as redes MT urbanas e rurais, o que permite admitir que as variações na ponta originadas pela microgeração e pelas microrredes têm efeitos semelhantes sobre a rede, independentemente da respectiva localização.

É importante referir que a definição de custos evitados por áreas de rede tende a conduzir a pagamentos diferenciados à microgeração, de acordo com a respectiva localização. Tal facto pode não ser aceitável em alguns regimes de regulação, nomeadamente quando estes encerram o princípio da não discriminação.

Obviamente que, caso se adopte esta abordagem, será necessário conhecer, para cada área definida, o valor dos investimentos anuais e o respectivo valor do crescimento da ponta.

5.4 Microredes

A contribuição adicional das microredes (relativamente à produzida pela microgeração só por si) para o diferimento de investimentos, resulta da possibilidade que estas estruturas têm para controlarem, ainda que parcialmente, algumas cargas e sistemas de microgeração que as integram. No que concerne ao controlo dos sistemas de microgeração, aplica-se aqui o que foi referido aquando da avaliação da contribuição das microredes para a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos. Assim, apenas as unidades com possibilidade de armazenamento da energia térmica podem ser consideradas como controláveis. Neste caso, o factor de utilização a considerar para estes microgeradores deve ser unitário, pelo que a expressão (5.24), corrigida para incluir a influência das perdas evitadas, assume a forma:

$$P_{disp} = P_{inst} \cdot (1 - f) \cdot (1 + \delta_p) \quad (5.45)$$

O valor C_{ev} para unidades micro-CHP controláveis será:

$$E[C_{ev}] = \rho \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \cdot (1-f)(1+\delta_p) \cdot \sum_{t=1}^N \frac{I_t}{xP_0(1+x)^{t-1}(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (5.46)$$

O desvio padrão do valor esperado para C_{ev} será nulo.

O valor esperado e o respectivo desvio padrão para o custo evitado adicional originado pela integração destes sistemas numa microrede será:

$$E[\Delta C_{ev}^{\mu CHP}] = \rho \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t (1 - E[FU]) \quad (5.47)$$

$$\sigma[\Delta C_{ev}^{\mu CHP}] = \rho \cdot \sigma[FU] \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^N \varphi_t^2} \quad (5.48)$$

Note-se que, nas expressões (5.47) e (5.48) os valores $E[FU]$ e $\sigma[FU]$ representam o valor médio e o desvio padrão do factor de utilização que os sistemas micro-CHP teriam caso não estivessem integrados numa microrede.

A contribuição resultante do controlo de carga, para uma determinada microrede, depende, por um lado, da potência total que a microrede apresenta em horas de ponta e, por outro, da parte desta potência que, efectivamente, pode ser interrompida. Ambos os factores são directamente influenciados pela estrutura de consumidores que constituem a microrede, nomeadamente no que se refere ao número e tipo de consumidores (domésticos, comerciais, industriais, serviços). A figura 5.11 mostra os perfis (hipotéticos) para três classes de consumidores, bem como o perfil conjunto, admitindo que 10% dos consumidores são do tipo A, 15% do tipo B e 75% do tipo C.

A potência da microrede em horas de ponta pode ser obtida por:

$$P^C = FC \cdot \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NC_i} PC_{j,i} \quad (5.49)$$

onde: FC é o factor de carga da microrede em horas de ponta; NT e NC_i são, respectivamente, o número de classes e o número de consumidores de cada classe que integram a microrede; $PC_{j,i}$ é a potência contratada pelo consumidor j da classe i .

O factor de carga pode ser obtido a partir do perfil conjunto aplicável à microrede. Por exemplo, tendo em consideração a figura 5.11 e admitindo que a área sombreada representa o período de ponta, teremos que o valor do factor de carga varia, sensivelmente, entre 50% e 60%.

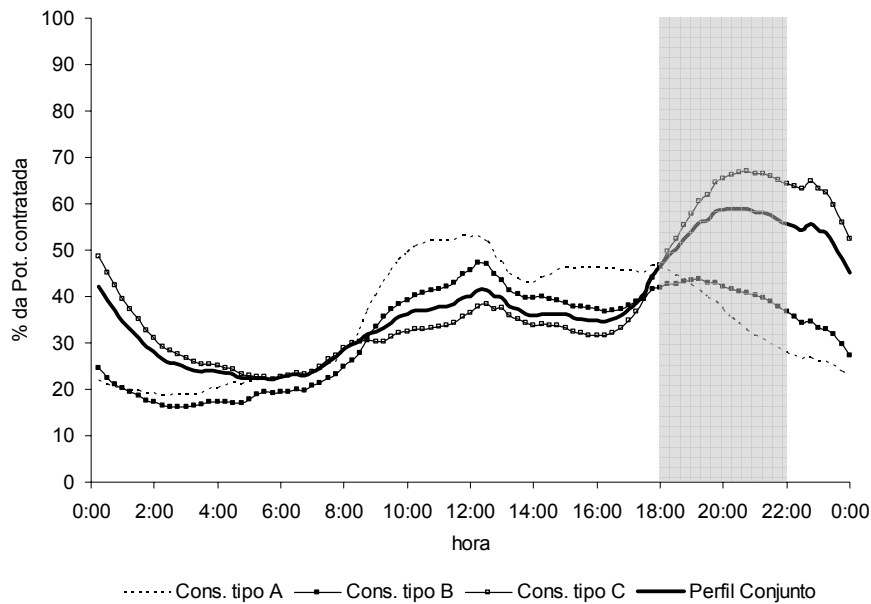


Figura 5.11 – Perfil de consumo para três tipos de consumidores e respectivo perfil conjunto

Uma vez conhecida a potência “típica” em horas de ponta para a microrede, e admitindo que esta pode, neste período, controlar α % da sua carga, teremos que a potência disponibilizada por esta via vale:

$$P_{disp}^C = \beta \cdot \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NC_i} PC_{j,i} \quad (5.50)$$

sendo: $\beta = \alpha \cdot FC$ o factor de disponibilidade para interrupção de carga.

Naturalmente, o factor β é função do tipo de cargas que, no momento da ponta, se encontram ligadas e, portanto, do tipo de consumidores que integram a microrede. Algumas destas cargas poderão ser desligadas sem que daí advenham consequências económicas ou de segurança nefastas. Entre estas incluem-se, por exemplo, sistemas de ar condicionado, sistemas de frio, sistemas de aquecimento eléctrico (de espaços e de águas), sistemas de iluminação, etc. Compreende-se portanto, que diferentes microredes, em termos da sua estrutura de consumidores, possam apresentar diferentes valores de β .

A determinação do factor β não foi consumada neste trabalho. A respectiva determinação implica a caracterização do tipo de receptores eléctricos que cada classe de consumidor possui, bem como os respectivos períodos de funcionamento. Adicionalmente, será necessário proceder à separação destas cargas em cargas interruptíveis e não interruptíveis. Uma abordagem inicial a este assunto pode ser encontrada em [85]. A natureza aleatória que caracteriza o funcionamento dos receptores eléctricos pode ser tratada com recurso a abordagens probabilísticas. Consequentemente, o valor de β poderá ser descrito por uma distribuição de probabilidades, tal como o factor de utilização aplicável aos sistemas de microgeração.

A inclusão do impacto das perdas evitadas pode ser conseguido reescrevendo a expressão (5.50) na forma:

$$P_{disp}^C = (1 + \delta_p) \cdot \beta \cdot \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NC_i} PC_{j,i} \quad (5.51)$$

O valor do custo evitado originado pelas microredes por esta via, expresso em €/kW de carga instalada, poderá então ser determinado por:

$$E[C_{ev}] = \rho \cdot E[\beta] \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t \quad (5.52)$$

$$\sigma[C_{ev}] = \rho \cdot \sigma[\beta] \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^N \varphi_t^2} \quad (5.53)$$

sendo:

$$\rho = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right)(1 + \delta_p)}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (5.54)$$

$$\varphi_t = \frac{I_t}{xP_0(1+x)^{t-1}(1+r)^t} \quad (5.55)$$

5.5 Exemplo de aplicação

5.5.1 Contextualização

O exemplo que se segue tem por objectivo ilustrar a aplicação da metodologia a um caso de estudo baseado no sistema eléctrico português sem, contudo, se pretender obter resultados directamente aplicáveis a este sistema.

Os operadores das redes eléctricas de transporte e distribuição portuguesas, bem como o regulador, disponibilizam informação sobre os investimentos efectuados nas redes ao longo dos últimos anos [186-192]. No caso da rede de transporte, existe também informação disponível relativa aos investimentos planeados para o futuro [193-194]. Contudo, o detalhe da informação disponibilizada, quando existe, é insuficiente para permitir quantificar o

investimento associado ao reforço das redes originado pelo crescimento da respectiva ponta de carga.

A tabela 5.3 mostra as rubricas utilizadas na informação pública para classificar o investimento nas redes eléctricas. A análise desta tabela permite perceber as dificuldades referidas. Por exemplo, no caso da rubrica “Ligação à distribuição vinculada” dos investimentos na rede de transporte, podem ser incluídos investimentos relacionados com o crescimento da carga e também investimentos relacionados com a melhoria da qualidade de serviço. Estes últimos não são, de acordo com o referido anteriormente, passíveis de serem diferidos pelas microredes e pela microgeração. O mesmo ocorre nas redes de distribuição onde a rubrica “linhas aéreas”, por exemplo, pode incluir investimentos relativos ao reforço das redes existentes, devido ao crescimento da carga e investimentos para expansão. Estes últimos não são diferidos pelas microredes e microgeração.

Tabela 5.3 – Rubricas utilizadas na classificação dos investimentos

Investimento na rede de transporte	Investimento na rede de distribuição
Ligação a grandes centros produtores	Linhas aéreas
Ligação à PRE	Cabos Subterrâneos
Reforço da capacidade de interligação	Iluminação Pública
Ligação à distribuição vinculada	Subestações
Ligação a clientes finais	Postos de corte e seccionamento
Reforço interno da RNT	Equipamento Informático
“Uprating” de linhas	Outros
Compensação de energia reactiva	
Remodelação de protecções, automatismos e controlo	
Remodelação e substituição de equipamentos de MAT e AT	
Remodelação de outras infraestruturas	
Promoção da qualidade ambiental	
Diversos	

5.5.2 Evolução da carga nas redes eléctricas

O crescimento previsto para a ponta de carga nas redes eléctricas (ΔL_t) é, como explicado anteriormente, um parâmetro essencial à determinação do custo evitado associado ao diferimento de investimentos. Os valores ΔL_t aplicáveis à rede de transporte podem ser determinados com relativa facilidade, uma vez que os dados necessários estão disponíveis. No caso da rede de transporte portuguesa, a informação pública disponibilizada pelo operador da rede de transporte (REN) e pelo regulador (ERSE), permite obter o valor do crescimento médio anual da ponta, bem como o valor da ponta para o ano zero, P_0 . A tabela 5.4 mostra a evolução da ponta de carga na rede de transporte no período compreendido entre 2000 e 2007. Esta informação permite determinar que, neste período, o crescimento anual médio da ponta foi de 4,12% apesar de, no último triénio, não ter ultrapassado os 3,48%.

Tabela 5.4 – Evolução da ponta na rede de transporte

Ano	Ponta (MW)	ΔL_t (MW)	Δ ponta (%)
2007	9110	306	3.48%
2006	8804	276	3.24%
2005	8528	278	3.37%
2004	8250	204	2.54%
2003	8046	652	8.82%
2002	7394	-72	-0.96%
2001	7466	576	8.36%
2000	6890	---	---

Assim, adopta-se aqui um valor de crescimento anual da ponta para a rede de transporte igual a $x = 4\%$. A figura 5.12 permite comparar o comportamento real da ponta com o comportamento aproximado, utilizando a taxa de crescimento médio anual adoptada.

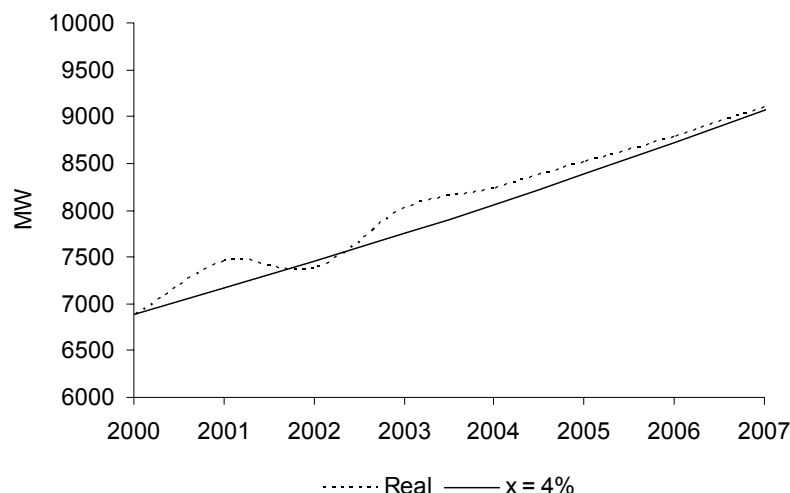


Figura 5.12 – Evolução da ponta de carga na rede de transporte

A obtenção dos valores relativos à evolução da ponta nas redes de distribuição é uma tarefa mais problemática, não só pela multiplicidade de redes existente, mas também pela menor quantidade de informação disponível. Neste exemplo tomou-se para a distribuição a mesma taxa de crescimento de ponta que a utilizada para a rede de transporte.

A figura 5.13 mostra, tendo em conta a taxa de crescimento médio anual da ponta, os valores ΔL_t previstos para o período de 30 anos entre 2008 e 2038.

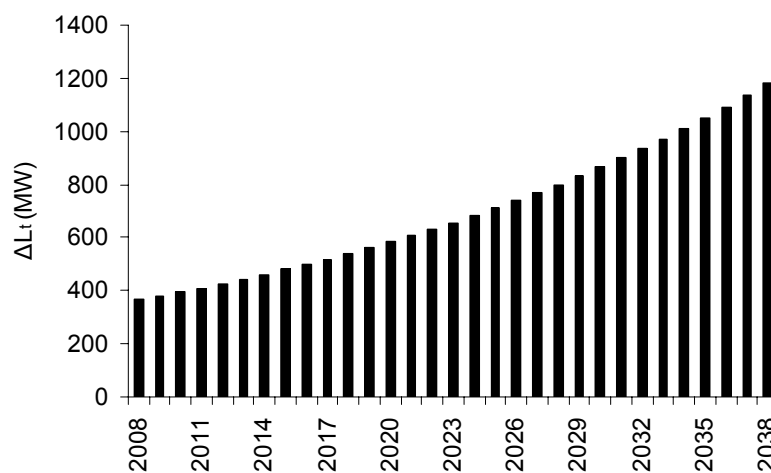


Figura 5.13 – Crescimento da ponta de carga na rede de transporte

5.5.3 Contribuição da microgeração e das microrredes para a redução no crescimento esperado para a ponta de carga

O conhecimento do período temporal em que ocorre a ponta de carga das redes eléctricas é um dado fundamental para o processo de determinação da contribuição da microgeração e das microrredes para a redução no crescimento esperado da ponta (δL_t). Efectivamente, a produção

dos microgeradores é influenciada por condições climáticas as quais, por sua vez, variam ao longo do ano e das horas do dia. A potência que, num determinado momento, uma microrede pode interromper é também função do período temporal em que essa interrupção é necessária, uma vez que a carga total da microrede varia ao longo do tempo.

A tabela 5.5 mostra, para o caso da rede nacional de transporte portuguesa e para os últimos oito anos, o período em que ocorreu a ponta de carga. Esta informação permite perceber que no caso concreto do sistema eléctrico português, a ponta da rede nacional de transporte (e, pelo anteriormente exposto, das redes de distribuição), tende a ocorrer num dia de Janeiro ou de Dezembro, no período horário entre as 18,45h e as 19,45h.

Consequentemente, a distribuição de probabilidade referente ao factor de utilização de cada tecnologia de microgeração, a aplicar nas expressões (5.28) e (5.29), deve ser a adequada a este período. Em todo o caso, tendo em consideração o período de ponta no sistema eléctrico português, a contribuição dos sistemas PV para os valores δL_t será nula. A figura 5.14 permite confirmar este facto comparando o perfil de irradiância solar no mês de Janeiro com o período em que ocorre a ponta, representado a sombreado na figura. Uma situação semelhante ocorre para o mês de Dezembro, como se pode verificar consultando os perfis de irradiância solar apresentados no anexo A.

Tabela 5.5 – Períodos de ocorrência da ponta na rede de transporte

Ano	Ponta (MW)	Dia / Mês	hora
2007	9110	18/Dez.	18:45
2006	8804	30/Jan	19:30
2005	8528	27/Jan	19:30
2004	8250	09/Dez	18:45
2003	8046	15/Jan	19:45
2002	7394	12/Dez	18:45
2001	7466	17/Dez	18:45
2000	6890	25/Jan	19:15

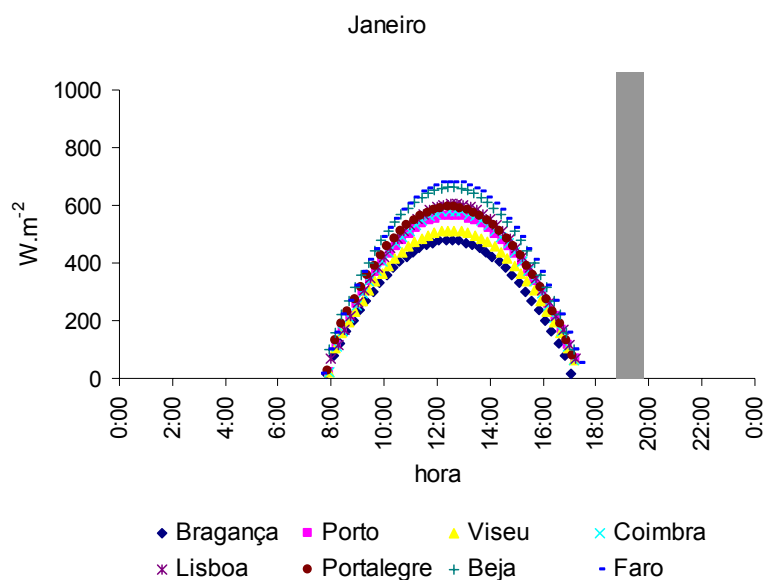


Figura 5.14 – Contribuição dos sistemas PV para o valor δL_t

No caso dos sistemas micro-eólicos, a contribuição para o valor δL_t varia ao longo dos anos, de acordo com a distribuição de probabilidade que caracteriza o respectivo factor de utilização

no período de ponta das redes eléctricas. Atendendo ao período anual (Inverno) e ao período diário (18,45h – 19,45h) em que a ponta ocorre, pode utilizar-se a distribuição obtida para o factor de utilização correspondente ao período Inverno-P4, definido no capítulo 3. O factor de utilização será, portanto, modelizado através de uma distribuição exponencial com média (igual ao desvio padrão) de 3,56%. A figura 5.15 mostra a função densidade de probabilidade e a função distribuição acumulada aplicáveis.

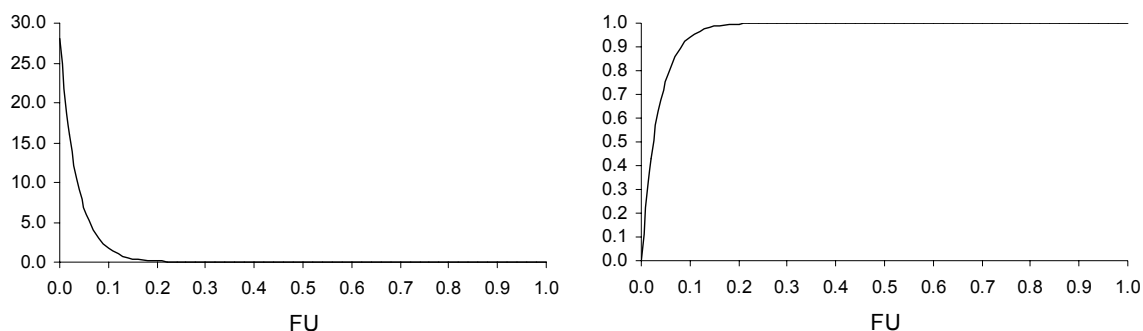


Figura 5.15 – Densidade de probabilidade e FDA para o factor de utilização dos sistemas micro-eólicos

No caso dos sistemas micro-CHP, a incerteza é menor, tal como constatado aquando da avaliação da sua contribuição para a segurança de abastecimento. Consequentemente, pode ser usado um factor de utilização constante correspondente ao período Inverno-P4 definido no capítulo 3, ou seja $FU = 90\%$.

5.5.4 Custo evitado pela microgeração

5.5.4.1 Rede de transporte

Como referido em 5.5.1, a informação pública relativa aos investimentos efectuados nas redes de transporte e distribuição, não permite obter, com fiabilidade, o valor dos investimentos associados com o reforço das redes originado pelo crescimento da ponta. A tabela 5.6 sumaria a informação recolhida relativa aos investimentos na rede de transporte. Para o efeito foi utilizada informação pública disponibilizada pelo operador da rede e pela entidade reguladora do sector [186-194]. Tanto quanto possível, tentou-se compatibilizar a informação existente nos vários documentos consultados.

Note-se que os valores referentes aos anos de 2004 e 2005 são valores efectivos. Os valores de investimento total referentes aos anos 2002 e 2003 são também efectivos, contudo a subdivisão por rubricas foi extrapolada tendo em consideração esses valores e as previsões de investimento para cada rubrica. Os valores referentes ao ano 2006, e daí em diante, são valores previstos. Apenas uma parte dos investimentos apresentados na tabela 5.6 é originada pelo crescimento da carga nas redes eléctricas. A tabela 5.7 contém, na segunda coluna, as percentagens de investimento de cada rubrica que se admitem, neste exemplo, como estando associadas ao reforço da rede devido ao crescimento da carga. Nas restantes colunas apresentam-se os respectivos valores. Uma vez que a desagregação do investimento por rubricas apenas pode ser obtida para o período compreendido entre 2002 e 2011, a obtenção do custo médio anual de investimento foi determinada utilizando apenas esta informação. Este custo médio, igual a 44,19 milhões de Euros, foi obtido utilizando a expressão (5.30). Note-se

que na actualização dos investimentos ao ano de 2008 foi utilizada uma taxa de inflação de 2%.

Tabela 5.6 – Investimento na rede de transporte em (10⁶ €)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ligação a grandes centros produtores					24.23	10.32	12.48	1.79	1.02	3.39	2.53	12.64	23.94	28.89
Ligação à PRE					0.79	3.67	1.80	8.12	45.75	25.54	47.84	26.51	3.16	1.95
Reforço da capacidade de interligação					0.50	4.42	11.39	0.19	4.06	22.70	27.05	34.87	16.91	3.84
Ligação à distribuição vinculada					9.41	31.72	26.68	49.58	63.99	81.69	36.80	42.27	41.39	22.12
Ligação a clientes finais					5.91	2.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.48	14.88	8.15
Reforço interno da RNT					47.02	51.55	44.12	59.60	64.28	54.88	69.81	70.37	52.40	26.28
"Uprating" de linhas					0.00	0.00	20.21	29.55	12.16	9.98	7.39			
Compensação de energia reactiva					0.00	0.00	1.29	3.55	4.48	0.62	4.30			
Remod. de protecções, automatismos e controlo					2.59	1.90	0.61	2.76	4.57	1.64	1.14			
Remod. e substit. de equip. de MAT e AT					3.42	3.49	9.12	17.45	10.31	8.80	9.02			
Remodelação de outras infraestruturas														
Promoção da qualidade ambiental								0.04				0.20	0.53	
Diversos					2.31	3.21			3.28	1.01	1.03			
Total	32.20	44.02	37.55	64.99	96.17	113.20	127.70	172.62	213.89	210.25	206.90	188.33	153.22	91.23

Tabela 5.7 – Cálculo do valor médio de investimento associado ao crescimento da carga (10⁶ €)

	%	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ligação a grandes centros produtores	20%	4.85	2.06	2.50	0.36	0.20	0.68	0.51	2.53	4.79	5.78
Ligação à PRE	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Reforço da capacidade de interligação	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ligação à distribuição vinculada	40%	3.76	12.69	10.67	19.83	25.59	32.68	14.72	16.91	16.55	8.85
Ligação a clientes finais	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Reforço interno da RNT	30%	14.10	15.47	13.24	17.88	19.28	16.46	20.94	21.11	15.72	7.88
"Uprating" de linhas	100%	0.00	0.00	20.21	29.55	12.16	9.98	7.39	0.00	0.00	0.00
Compensação de energia reactiva	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Remod. de protecções, automatismos e controlo	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Remod. e substit. de equip. de MAT e AT	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Remodelação de outras infraestruturas	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Promoção da qualidade ambiental	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diversos	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total		22.71	30.22	46.62	67.62	57.24	59.80	43.56	40.55	37.07	22.51
Actualização (2008)		25.58	33.36	50.46	71.76	59.56	60.99	43.56	39.75	35.63	21.21
Valor médio (2008)		44.19									

A tabela 5.8 contém informação sobre outros parâmetros adoptados na aplicação da metodologia.

Tabela 5.8 – Parâmetros para aplicação da metodologia

j	r	N (anos)
2%	7%	20

O factor de perdas evitadas em horas de ponta é outro parâmetro necessário à aplicação da metodologia apresentada. No capítulo 4 foi mostrado que este factor é influenciado pelo nível de penetração e tipo de microgeração considerado. A tabela 5.9 mostra, para diferentes

valores de potência instalada de sistemas micro-CHP, os valores assumidos pelo factor de perdas evitadas em horas de ponta. No caso de sistemas micro-eólicos estes factores tendem a ser ligeiramente inferiores. Uma vez que para as potências de microgeração em consideração as diferenças no valor dos factores de perdas evitadas são reduzidas, adopta-se neste estudo um valor constante igual a $\delta_p = 15\%$.

Tabela 5.9 – Factores de perdas evitadas em horas de ponta para diferentes penetrações de micro-CHP

P (MW)	100	200	300
δ_p	14,87%	15,15%	15,41%

A aplicação das expressões (5.28) e (5.29), tendo em consideração a informação apresentada anteriormente, permite determinar o valor económico produzido por cada tecnologia de microgeração. No caso dos sistemas PV, este valor será nulo, tal como se justifica no ponto 5.5.3. A tabela 5.10 e a figura 5.16 mostram, para o caso dos geradores micro-eólicos, o valor anual médio ($E[C_{ev}]$) e respectivo desvio padrão ($\sigma[C_{ev}]$) do benefício associado ao diferimento de investimentos na rede de transporte. Estes valores foram calculados para vários valores de indisponibilidade dos geradores (f) e admitindo um período de estudo de 20 anos ($N=20$).

Tabela 5.10 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-eólicos - rede de transporte

f	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25
$E[C_{ev}]$ (€/kW.ano)	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13
$\sigma[C_{ev}]$ (€/kW.ano)	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03

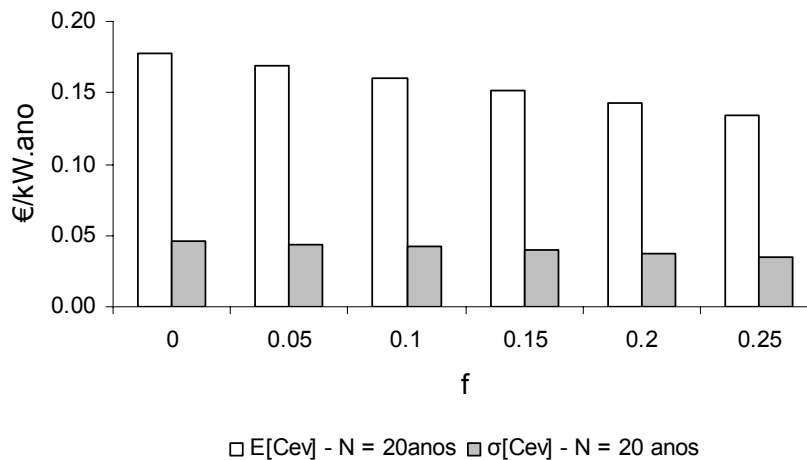
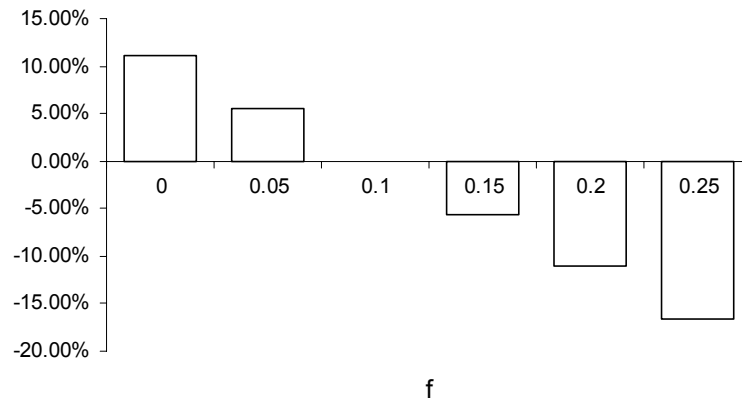


Figura 5.16 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-eólicos – rede de transporte

Uma conclusão importante a retirar dos resultados obtidos é que os sistemas micro-eólicos apresentam um desempenho modesto no que se refere ao diferimento de investimentos por kW instalado. Este desempenho resulta, fundamentalmente, do reduzido valor médio do factor de utilização que a tecnologia apresenta em horas de ponta.

Pode ainda concluir-se que a indisponibilidade dos geradores tem um impacto limitado no valor esperado do benefício produzido. O gráfico da figura 5.17 mostra a variação do valor $E[C_{ev}]$ relativamente ao caso base, definido como correspondendo a $f = 10\%$. O facto da variação ser limitada permite ao regulador, perante o desconhecimento do valor de f , adoptar um valor razoável sem riscos de erros demasiadamente significativos.

Figura 5.17 – Variação no valor E [Cev] em função de f

A figura 5.18 mostra o valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-eólicos, admitindo uma vida útil para estes sistemas de 20 anos.

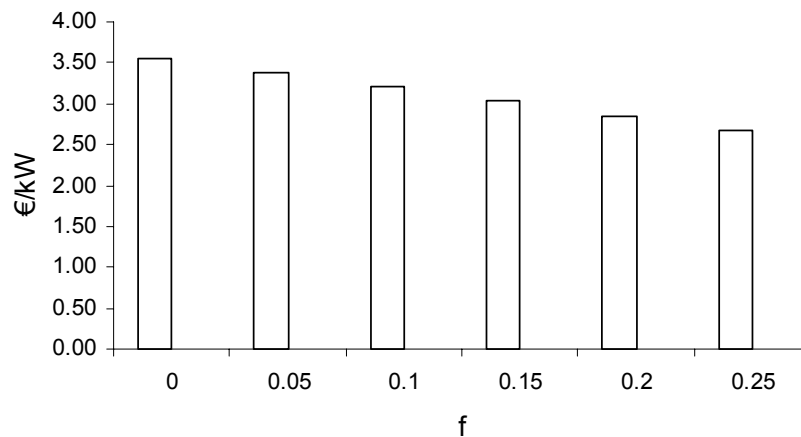


Figura 5.18 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-eólicos – rede de transporte

As figuras 5.19 e a tabela 5.11 mostram os resultados obtidos para os sistemas micro-CHP. Neste caso não foi determinado o desvio padrão do valor C_{ev} , uma vez que se admite que o factor de utilização desta tecnologia não apresenta incerteza. Naturalmente que se tal não for o caso, este valor pode ser incluído na análise de forma semelhante à utilizada no caso da geração micro-eólica.

Tabela 5.11 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-CHP - rede de transporte

f	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25
E[C _{ev}] (€/kW.ano)	4.50	4.28	4.05	3.83	3.60	3.38

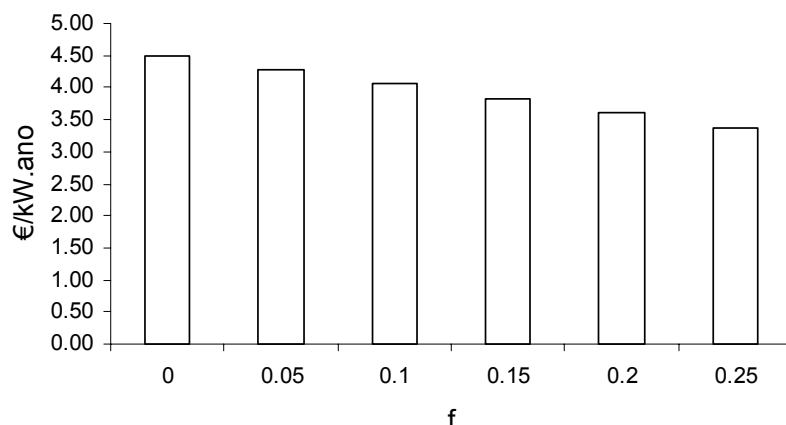


Figura 5.19 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de transporte

O valor C_{ev} por kW instalado obtido para os sistemas micro-CHP é significativamente superior ao obtido para os sistemas micro-eólicos. Esta diferença resulta, fundamentalmente, do maior valor para o factor de utilização que esta tecnologia apresenta em horas de ponta.

A figura 5.20 mostra o valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-CHP admitindo uma vida útil de 20 anos para os sistemas.

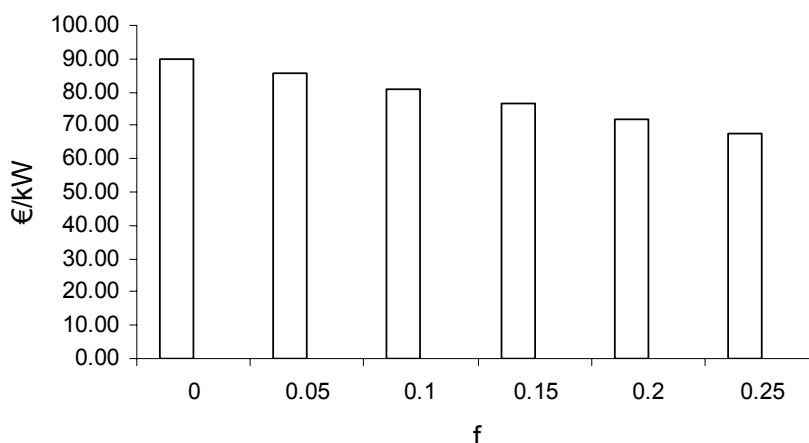


Figura 5.20 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de transporte

5.5.4.2 Rede de distribuição

A tabela 5.12 sumaria a informação sobre os investimentos na rede de distribuição [186-194]. Os investimentos apresentados referem-se a todos os níveis de tensão das redes, ou seja AT, MT e BT.

Atendendo à localização da microgeração, admite-se que o investimento referente às redes BT não pode ser diferido por acção desta. Adicionalmente, o investimento nas redes de MT e AT não será todo passível de ser diferido, uma vez que parte deste está relacionado com a renovação e expansão das redes e não com o crescimento da carga. A tabela 5.13 mostra o

investimento que, neste exemplo, se admite como associado ao reforço das redes, originado pelo crescimento da carga.

Tabela 5.12 – Investimento nas redes de distribuição (10^6 €)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Linhas aéreas	69.85	64.78	70.82	81.28	101.50	112.97	120.91	104.73	105.02
Cabos Subterrâneos	43.68	44.36	50.10	52.83	52.59	55.35	59.68	61.35	58.15
Iluminação Pública	9.48	11.52	16.89	11.36	19.61	19.11	20.82	23.73	25.63
Subestações	11.83	12.67	20.43	24.31	38.95	62.05	55.45	55.03	52.01
Postos de corte e sec.	17.10	14.26	16.63	14.66	23.94	21.75	21.62	18.87	22.58
Equipamento Informático				35.31					
Outros	30.99	35.74	31.13	62.51	37.81	38.68	27.31	18.98	15.20
Total	182.93	183.32	205.99	282.25	274.39	309.90	305.80	282.67	278.58

Tabela 5.13 – Cálculo do valor médio de investimento associado ao crescimento da carga (10^6 €)

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Linhas aéreas	30%	20.96	19.43	21.25	24.38	30.45	33.89	36.27	31.42	31.51
Cabos Subterrâneos	30%	13.10	13.31	15.03	15.85	15.78	16.61	17.90	18.40	17.44
Iluminação Pública	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Subestações	50%	5.92	6.33	10.21	12.15	19.47	31.03	27.73	27.51	26.00
Postos de corte e sec.	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Equipamento Informático	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Outros	0%	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total		39.976	39.0737	46.4877	52.3876	65.6988	81.5203	81.9037	77.334	74.95
Actualização (2008)		47.78	45.78	53.40	59.00	72.54	88.24	86.92	80.46	76.45
Valor médio (2008)		67.84								

Os dados aplicados ao caso da rede de transporte são também aplicáveis neste caso, com excepção do valor das perdas evitadas. Efectivamente, neste caso, as perdas evitadas na rede de transporte não contribuem para o diferimento de investimentos nas redes a jusante. Analogamente, as perdas evitadas na rede de distribuição em AT não contribuem para o diferimento de investimentos nas redes MT. Por razões de simplicidade, admitiu-se que as perdas evitadas na rede de distribuição correspondem ao valor referente às redes BT e MT. A tabela 5.14 mostra os factores de perdas evitadas para diferentes penetrações de micro-CHP.

Tabela 5.14 – Factores de perdas evitadas nas redes BT e MT em horas e para diferentes penetrações de micro-CHP

P (MW)	100	200	300
δ_p	8,93%	8,97%	9,44%

Também neste caso as variações nos factores de perdas são reduzidas, pelo que se admite o valor constante $\delta_p = 9\%$.

A tabela 5.15 e as figuras 5.21 e 5.22 mostram os resultados obtidos para os sistemas micro-eólicos enquanto que a tabela 5.16 e as figuras 5.23 e 5.24 mostram os resultados para o caso dos sistemas micro-CHP.

Tabela 5.15 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-eólicos - rede de distribuição

f	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25
$E[C_{ev}]$ (€/kW.ano)	0.26	0.25	0.23	0.22	0.21	0.19
$\sigma[C_{ev}]$ (€/kW.ano)	0.07	0.06	0.06	0.06	0.05	0.05

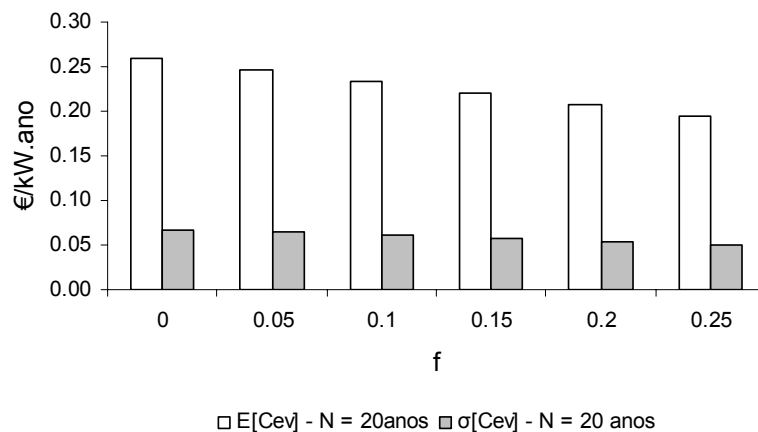


Figura 5.21 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-eólicos - rede de distribuição

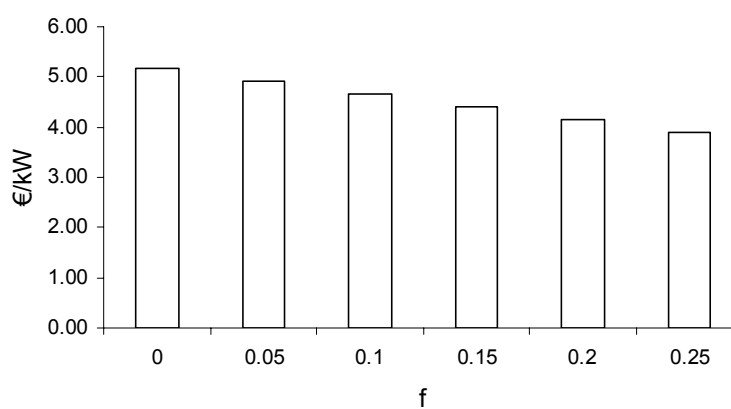


Figura 5.22 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-eólicos – rede de distribuição

Tabela 5.16 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-CHP - rede de distribuição

f	0	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25
E[C _{ev}] (€/kW.ano)	6.55	6.22	5.90	5.57	5.24	4.91

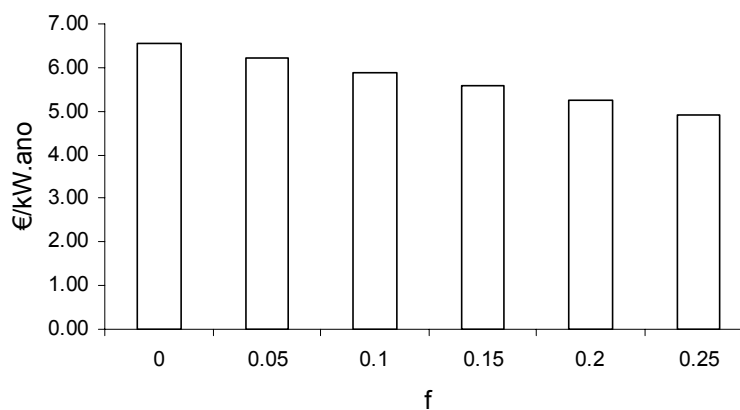


Figura 5.23 – Benefício anual produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de distribuição

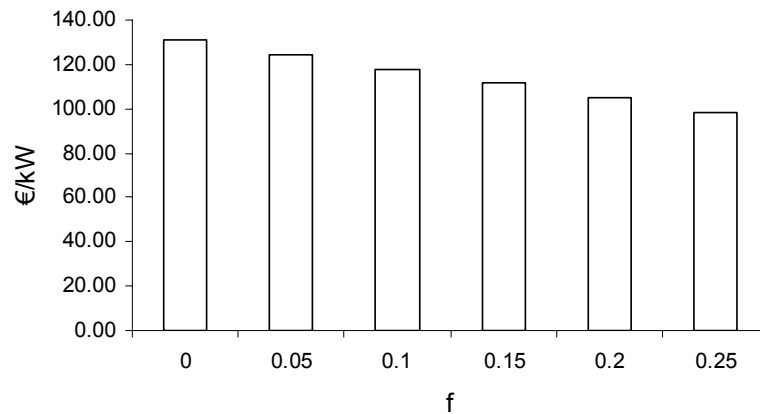


Figura 5.24 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de distribuição

5.5.5 Custo evitado pelas microrredes

A contribuição das microrredes para o diferimento de investimentos resulta, por um lado, do controlo de alguns microgeradores e, por outro, do controlo da carga interna. No que concerne aos sistemas micro-CHP controláveis, a aplicação da expressão (5.47) permite determinar o custo evitado adicional, originado pela integração destas unidades no seio de uma microrrede. As figuras 5.25 a 5.28 mostram os resultados obtidos para o caso de estudo referente às redes de transporte e de distribuição.

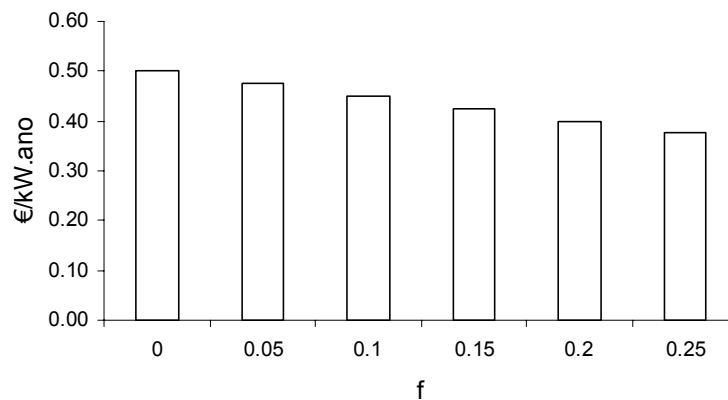


Figura 5.25 – Benefício anual adicional produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de transporte

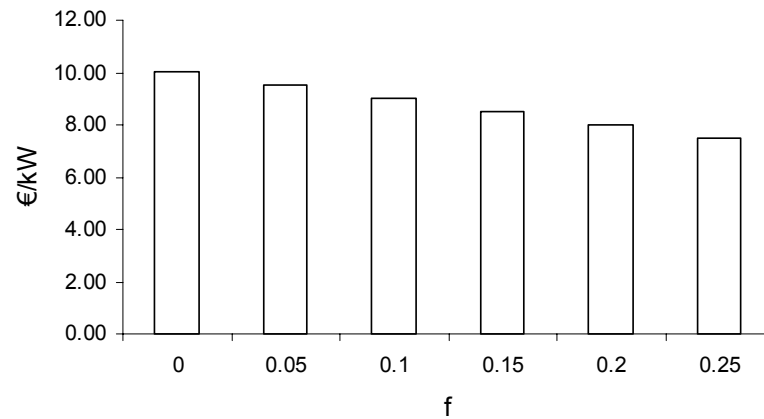


Figura 5.26 – Valor total do benefício adicional produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de transporte

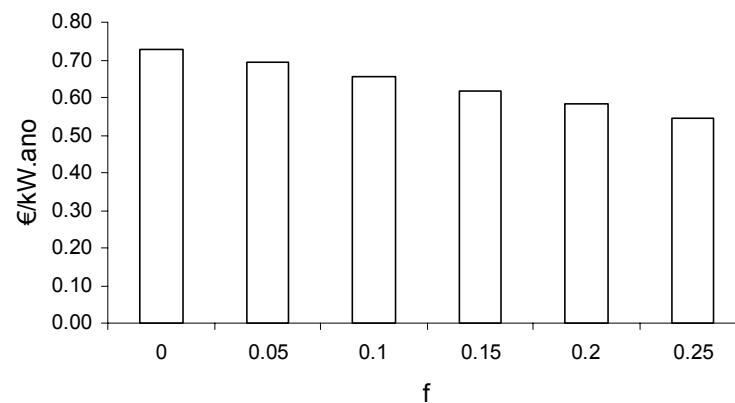


Figura 5.27 – Benefício anual adicional produzido pelos sistemas micro-CHP – rede de distribuição

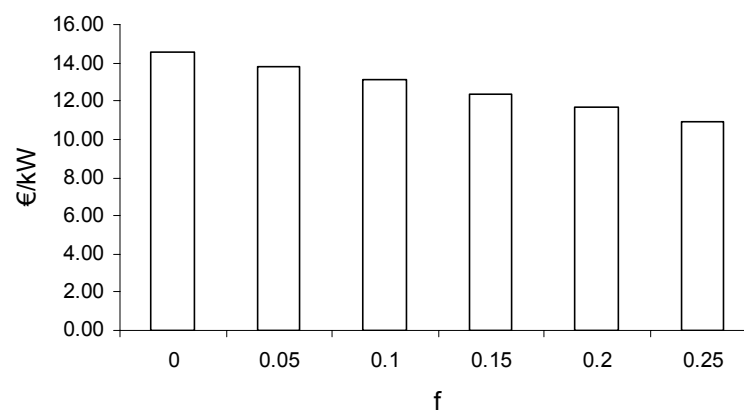


Figura 5.28 – Valor total do benefício adicional produzido pelos sistemas micro-CHP – rede distribuição

As expressões (5.52) e (5.53) permitem determinar o benefício associado ao diferimento de investimentos, produzido pelo controlo da carga. A tabela 5.17 e a figura 5.29 mostram os resultados obtidos para a rede de transporte, expressos em Euros por ano e por unidade de potência de carga instalada na microrrede. Estes resultados foram obtidos para diferentes valores do factor de disponibilidade para interrupção de carga (β), que foi admitido como seguindo uma distribuição normal com valor médio β e desvio padrão igual a 40% do valor médio.

Tabela 5.17 – Benefício anual produzido pelo controlo da carga – rede de transporte

β	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
$E[C_{ev}]$ (€/kW _{inst} .ano)	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50
$\sigma[C_{ev}]$ (€/kW _{inst} .ano)	0.03	0.05	0.08	0.10	0.13	0.16

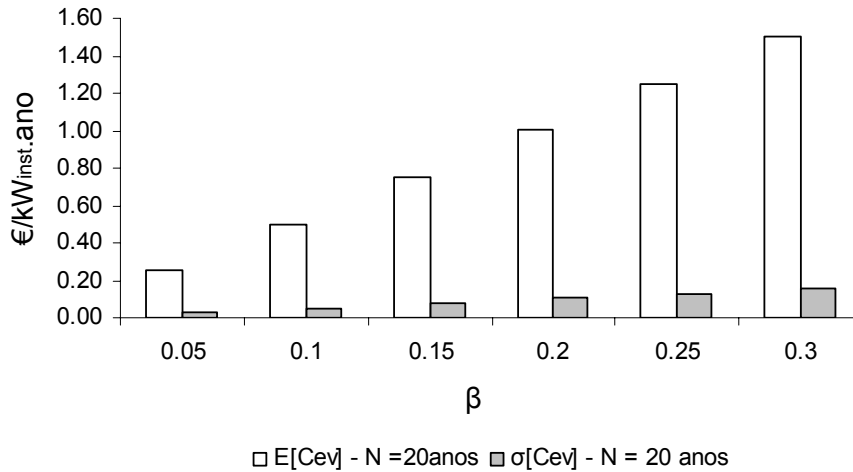


Figura 5.29 – Benefício anual produzido pelo controlo da carga – rede de transporte

A figura 5.30 mostra o benefício total, por kW de potência instalada (carga) na microrede, admitindo um período de vida útil de 20 anos.

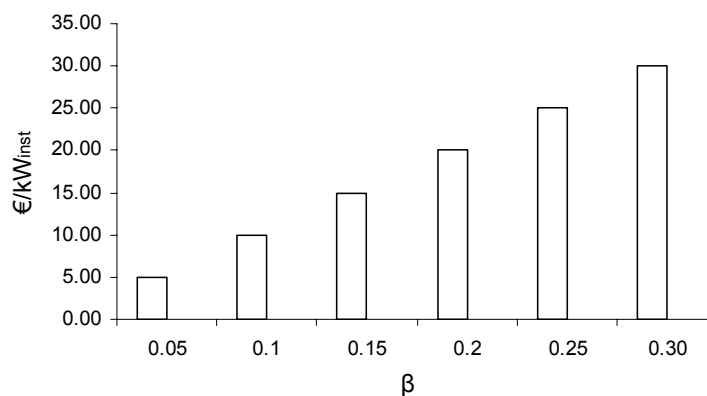


Figura 5.30 – Valor total do benefício produzido pelo controlo da carga – rede de transporte

Os resultados referentes ao caso da rede de distribuição são apresentados na tabela 5.18 e figuras 5.31 e 5.32.

Tabela 5.18 – Benefício anual produzido pelo controlo da carga – rede de distribuição

β	0.05	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3
$E[C_{ev}]$ (€/kW _{inst} .ano)	0.36	0.73	1.09	1.46	1.82	2.18
$\sigma[C_{ev}]$ (€/kW _{inst} .ano)	0.04	0.08	0.11	0.15	0.19	0.23

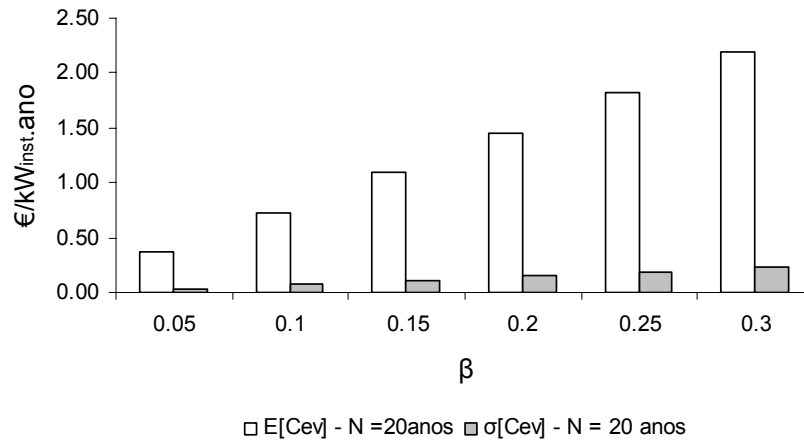


Figura 5.31 – Benefício anual produzido pelo controlo da carga – rede de distribuição

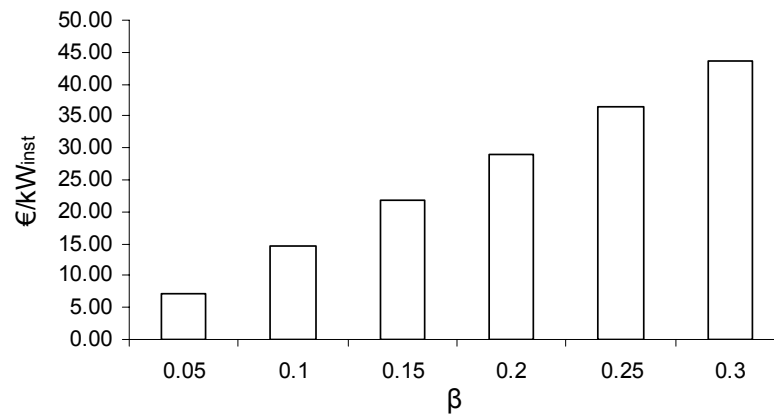


Figura 5.32 – Valor total do benefício produzido pelo controlo da carga – rede de distribuição

5.5.6 Análise de resultados

Os resultados obtidos nos pontos anteriores permitem determinar um benefício económico global associado ao diferimento de investimentos nas redes eléctricas (dentro dos pressupostos efectuados). Assim, para o caso dos geradores micro-CHP, e admitindo $f = 5\%$, o benefício global relacionado com o diferimento de investimentos nas redes de transporte e distribuição, corresponde a 10,5 €/kW_{inst.ano}, enquanto no caso dos sistemas micro-eólicos vale 0,42 €/kW_{inst.ano}. Admitindo um período de vida útil de 20 anos, o benefício obtido para os sistemas micro-CHP é de 210 €/kW instalado enquanto para os sistemas micro-eólicos é de 8,4 €/kW instalado. Caso os sistemas micro-CHP possam ser controlados após inseridos numa microrede, o valor aumenta para 233,34 €/kW instalado, ou seja um acréscimo de cerca de 11%. A figura 5.33 mostra estes resultados. Note-se que tecnologias de microgeração diferenciadas têm impactos distintos sobre o diferimento de investimentos devido aos diferentes perfis de produção que as caracterizam (incluindo a incerteza no valor da produção).

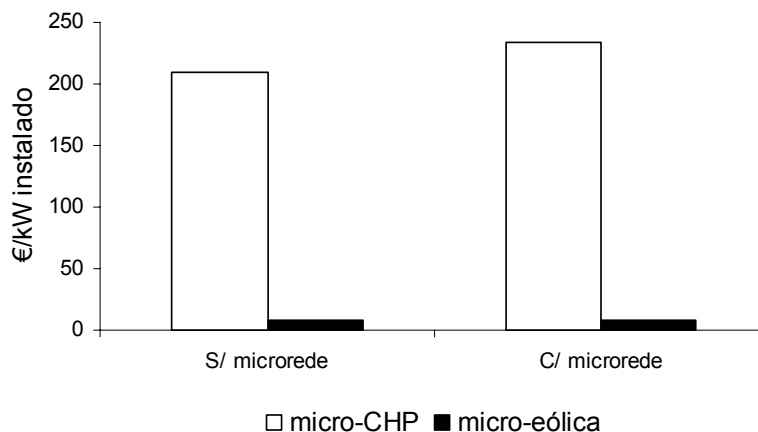


Figura 5.33 – Benefício total associado ao diferimento de investimentos produzido pela microgeração

A instalação de 100 MW de sistemas micro-CHP com $f=5\%$ (admitidos como não controláveis) permitirá, portanto, obter um benefício anual de, sensivelmente, 1 milhão de Euros.

A influência exercida pela indisponibilidade dos sistemas de microgeração sobre o benefício produzido, embora exista, é limitada. Por exemplo, tomando como referência os sistemas micro-CHP, o valor do benefício obtido quando $f=15\%$ é de 9,4 €/kW_{inst.}ano. Ou seja, comparando com o benefício obtido para $f=5\%$, um aumento de 200% no valor da indisponibilidade resulta numa redução no benefício de, sensivelmente, 10%.

No que concerne ao controlo de carga das microrredes, os resultados obtidos mostram que o benefício associado ao diferimento de investimentos é significativo, sendo função do factor de disponibilidade para interrupção de carga destas entidades (β). Por exemplo, para uma microrede com $\beta = 10\%$, o valor esperado para o benefício é de 1,23 €/kW_{inst} (note-se que, neste caso, a potência instalada refere-se à potência contratada dos consumidores que integram a microrede). Assim, para uma microrede com potência instalada de 100 kW, o valor esperado para o benefício é de 123 €/ano, correspondendo a um benefício global de 2460 € se for admitido um período de vida útil de 20 anos para a microrede. A figura 5.34 mostra o valor total do benefício resultante do controlo de carga produzido pelas microrredes, para um período de vida útil de 20 anos.

Os valores obtidos com a aplicação da metodologia apresentada neste capítulo são referentes ao sistema eléctrico considerado, não sendo, por conseguinte, extrapoláveis para outros sistemas (salvo se apresentarem parâmetros similares). Contudo, esses valores podem ser comparados, dentro das limitações referidas, com os obtidos noutros estudos, nomeadamente com os apresentados em [273].

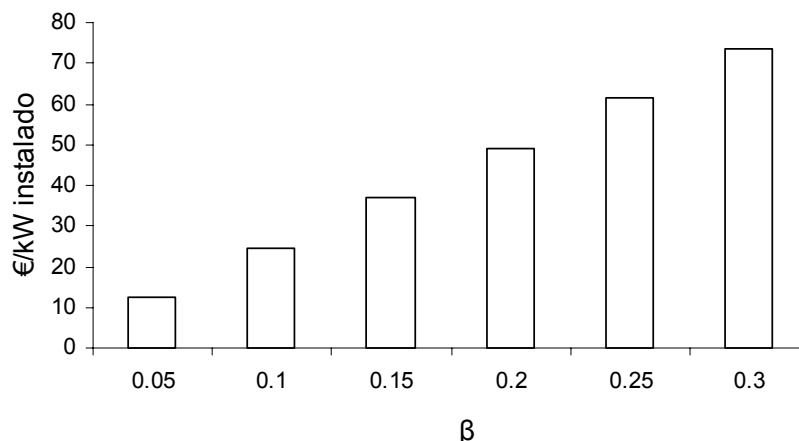


Figura 5.34 – Benefício total associado ao diferimento de investimentos produzido pelo controlo de carga

Neste estudo ([273]) conclui-se que o benefício originado pelo diferimento de investimentos produzido pela microgeração depende significativamente do perfil de produção destas tecnologias. É ainda referido que os sistemas PV produzem um benefício nulo, sendo que no caso dos sistemas micro-CHP o benefício pode variar entre 35,4 £/kW e 124£/kW (44,5€/kW e 160€/kW, admitindo que 1£ = 1,29€) em função do nível de penetração da microgeração.

Para o cenário em que se admite uma penetração correspondente a que 2,5% de todos os consumidores possuem um sistema micro-CHP, o benefício estimado é de 78,9£/kW (101,8 €/kW). Note-se que no estudo citado, os sistemas micro-CHP foram considerados concentrados em 50% das redes de distribuição, sendo que 25% dos geradores têm potência eléctrica de 3 kW e os restantes 1,1 kW. Importa ainda frisar que os benefícios referidos resultam apenas do diferimento de investimentos nas redes de distribuição.

No caso do sistema eléctrico que serviu de base ao exemplo de aplicação da metodologia desenvolvida, o valor obtido para os sistemas micro-CHP, originado pelo diferimento de investimentos nas redes de distribuição, varia entre os 98,3 €/kW (para $f=25\%$) e os 131 €/kW (para $f=0\%$), tal como se ilustra na figura 5.24.

5.6 Conclusões

A localização dos sistemas de microgeração junto aos consumidores permite que aquelas entidades contribuam para a redução no crescimento natural dos trânsitos de potência nas redes eléctricas, particularmente no que concerne às redes a montante das redes BT. Esta redução resulta, por um lado, da diminuição da quantidade de electricidade que atravessa essas redes com destino às cargas BT e, por outro, das perdas evitadas resultantes da redução dos trânsitos de potência. Consequentemente, a disseminação da microgeração tende a contribuir para o diferimento de investimentos relacionados com a necessidade de reforço das redes, devido ao crescimento da carga. Naturalmente, uma determinada tecnologia de microgeração apenas contribui para estes diferimentos se produzir energia nos períodos correspondentes à ponta de carga das redes eléctricas.

Também as microrredes, pela sua capacidade de controlo sobre a carga interna (ou parte desta) e sobre o regime de operação de alguns sistemas micro-CHP, têm a possibilidade de contribuir para o diferimento de investimentos. Essas capacidades de controlo permitem que

estas entidades actuem como cargas controláveis, podendo responder a solicitações de redução de carga efectuadas pelos operadores das redes.

O diferimento de investimentos produzido pela microgeração e pelas microrredes resulta em benefícios económicos cuja quantificação deve ser efectuada. Neste capítulo foi apresentada uma metodologia para o efeito, baseada no conceito da variação do valor actualizado de um plano de investimentos. A abordagem proposta é aplicável às redes de transporte e de distribuição, permitindo a determinação, de forma analítica, do benefício económico associado ao diferimento dos investimentos. A sua aplicação não requer o conhecimento prévio sobre a localização e dimensão das unidades de microgeração nem a definição de redes típicas ou a execução de estudos de trânsito de potências. A influência exercida pela incerteza no perfil de produção dos microgeradores, bem como pelo respectivo número e indisponibilidade, foi incluída no modelo. No caso particular das microrredes, a incerteza associada à dimensão da carga controlável foi considerada. O efeito das perdas eléctricas evitadas (quer por efeito da microgeração quer pela redução de carga nas microrredes) foi também estudado. O valor do benefício relacionado com o diferimento de investimentos é fornecido sob a forma de um valor esperado para o custo evitado e respectivo desvio padrão, expressos em €/kW instalado.

A aplicação da metodologia a um caso de estudo, baseado no sistema português, permitiu concluir que diferentes tecnologias de microgeração têm impactos distintos sobre o diferimento de investimentos, devido aos diferentes perfis de produção que as caracterizam (incluindo a incerteza no valor da produção). Os sistemas micro-CHP são, neste contexto, os microgeradores que apresentam melhor desempenho.

A influência exercida pela indisponibilidade dos sistemas de microgeração sobre o benefício produzido, embora exista, é limitada. Este facto é importante no contexto da definição de um quadro regulatório, uma vez que permite a adopção de valores razoáveis para este parâmetro, sem que daí resultem erros significativos na avaliação do benefício produzido.

No que concerne às microrredes, a aplicação da metodologia desenvolvida permitiu concluir que a inclusão dos geradores micro-CHP controláveis nestas estruturas melhora, de forma sensível, o benefício relativo ao diferimento de investimentos. Adicionalmente, os resultados obtidos mostram que o benefício produzido pelo controlo de carga das microrredes é significativo, sendo função do factor de disponibilidade para interrupção de carga destas entidades.

Este capítulo inicia-se com a discussão dos impactos da produção de electricidade sobre o ambiente, particularmente no que se refere às emissões para a atmosfera. Apresenta-se, em seguida, uma revisão bibliográfica relativa a abordagens utilizadas para estimar o impacto produzido pela produção distribuída sobre as emissões dos sistemas eléctricos.

Na terceira parte, discute-se a forma de quantificação das emissões evitadas pela microgeração, as quais resultam do facto destes sistemas contribuírem para a redução da quantidade de electricidade produzida em centrais convencionais. Geralmente, esta redução verifica-se nas centrais com maiores custos marginais de produção que, frequentemente, apresentam significativas emissões específicas para a atmosfera. Consequentemente, as unidades de microgeração tendem a produzir emissões evitadas e, por conseguinte, benefícios económicos relacionados com estas.

Embora a discussão se centre, maioritariamente, nas emissões de CO₂ (por ser o que mais frequentemente é considerado no caso dos sistemas eléctricos), as considerações tecidas são aplicáveis a qualquer outro tipo de emissão.

A metodologia apresentada determina as emissões evitadas tendo em consideração a redução de perdas nas redes de transporte e distribuição, que é produzida pelos microgeradores. O perfil de produção de cada tecnologia de microgeração é considerado. Um aspecto relevante da abordagem está relacionado com a diferenciação entre tecnologias de microgeração com e sem emissões. No caso dos sistemas micro-CHP, as emissões evitadas são determinadas tendo em consideração as próprias emissões e as dos equipamentos que tendem a substituir (caldeiras de aquecimento central).

O capítulo finaliza com um exemplo de aplicação da metodologia apresentada.

6.1 Impacto da produção de electricidade no ambiente

As actividades humanas são responsáveis por emissões de gases e partículas para a atmosfera, as quais têm consequências nefastas ao nível ambiental e da saúde pública. Entre estas actividades encontra-se a produção de electricidade com recurso à queima de hidrocarbonetos, que continua a representar uma parte significativa da electricidade produzida em muitos países. Em Portugal, por exemplo, apesar da tendência para uma diminuição, o peso da produção térmica no sistema eléctrico é elevado. Este facto pode ser constatado na figura 6.1.

As principais emissões gasosas resultantes da produção de electricidade a partir da queima de hidrocarbonetos são: o dióxido de carbono (CO₂) responsável pelo efeito de estufa e as consequentes alterações climáticas; e os óxidos de azoto (NO_x) e o dióxido de enxofre (SO₂), responsáveis pela formação de chuvas ácidas. Adicionalmente, as centrais termoeléctricas baseadas na queima de hidrocarbonetos libertam partículas (incluindo metais pesados) que ficam em suspensão na atmosfera, com consequências significativas para a saúde pública (nomeadamente ao nível das doenças respiratórias).

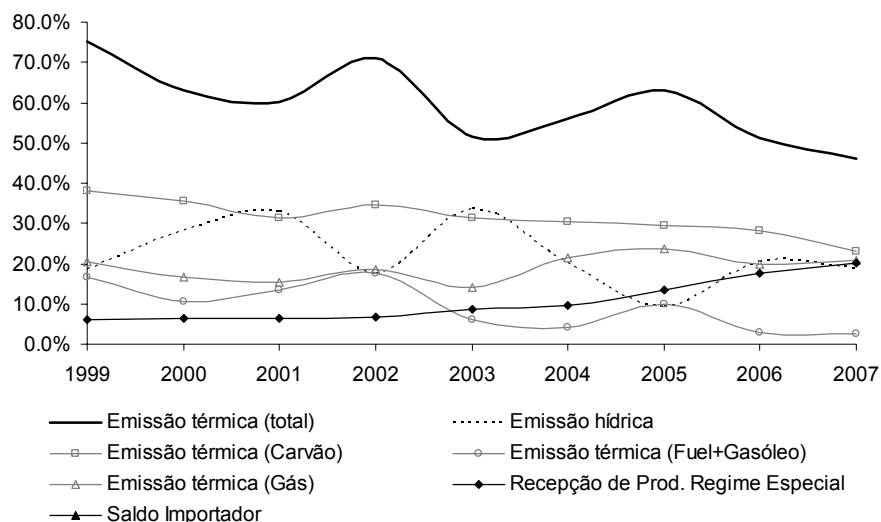


Figura 6.1 – Emissão de energia para a rede nacional de transporte (fonte: [120])

O nível de emissões de um sistema eléctrico depende de diversos parâmetros, nomeadamente [195]: das tecnologias e idade das centrais utilizadas para a produção da electricidade, do tipo de combustível que estas consomem, das tecnologias de controlo de emissões utilizadas e das temperaturas de combustão. A tabela 6.1 enquadra as emissões específicas típicas de diferentes tipos de centrais [41][195-196]. A tabela 6.2 mostra o valor de emissões de algumas centrais do sistema de produção português [197-198].

Tabela 6.1 – Valores de emissões produzidas por diferentes tecnologias de produção de electricidade (fonte: [41][195-196])

Combustível	Emissões (g/kWh)			
	SO ₂	NO _x	CO ₂	Partículas
Fuelóleo	1,8 - 13,6	1,4 - 3,2	771,1 - 997,9	0,2 - 1,4
Carvão	2,3 - 22,7	2,7 - 4,1	907,1 - 952,5	0,1 - 18,1
Carv limpo	0,5 - 2,7	0,2 - 1,8	861,8 - 952,5	0,0 - 0,9
Gás natural	0,0	0,1 - 2,7	453,6 - 498,9	0,0 - 0,1
Nuclear	0	0	0	0

Tabela 6.2 – Emissões para algumas centrais do sistema eléctrico português (fonte: [197-198])

Central	Tipo	Combustível	Emissões (g/kWh)			
			SO ₂	NO _x	CO ₂	Partículas
Termoeléctrica da Tapada do Outeiro	Turb. Vapor	Fuelóleo	10.81	2.01	989	0.91
Termoeléctrica do Carregado	Turb. Vapor	Fuelóleo/Gás nat.	9.48	2.1	759	0.07
Termoeléctrica do Barreiro	Turb. Vapor	Fuelóleo	8.17	1.88	497	0.36
Termoeléctrica de Setúbal	Turb. Vapor	Fuelóleo	12.19	2.7	746	0.12
Termoeléctrica de Sines	Turb. Vapor	Carvão	6	2.7	912	0.12
Termoeléctrica do Ribatejo	Ciclo Combinado	Gás natural	0	0.3	370	
Alto do Mira / Tunes		Gasóleo	2.18	1.55	1127	---
Biomassa de Mortágua	Turb. Vapor	Res. Florestais	300	340		100

A figura 6.2 mostra, para o período compreendido entre 1990 e 2004, as emissões específicas de CO₂ da componente térmica do sistema electroprodutor português [250].

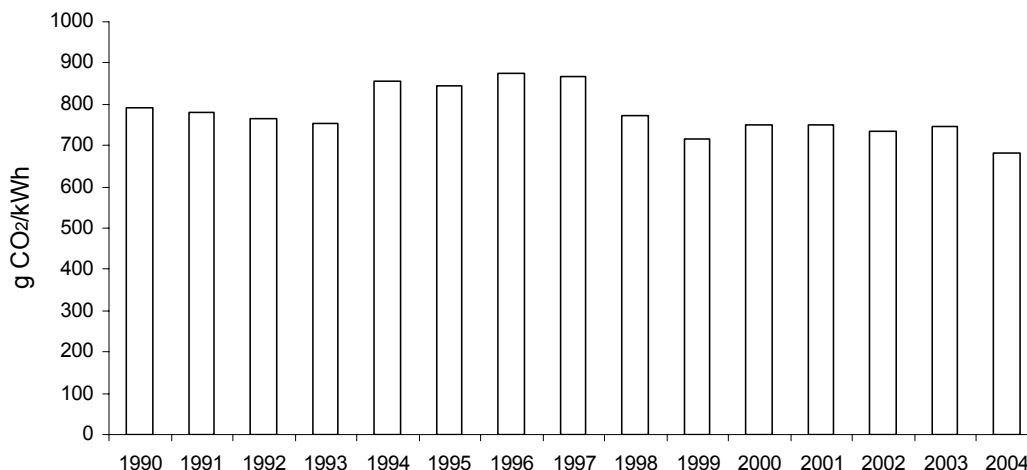


Figura 6.2 – Emissões específicas do sistema eléctrico português (fonte: [250])

6.2 Impacto da produção distribuída nas emissões

No passado recente, o impacto ambiental produzido pelas centrais de produção de electricidade não era adequadamente considerado, sendo até, frequentemente, ignorado. Contudo, o progressivo reconhecimento dos impactos nefastos resultantes da queima de hidrocarbonetos, nomeadamente no âmbito do protocolo de Quioto, tem impulsionado os decisores políticos a adoptarem medidas tendentes a reduzir as emissões para a atmosfera. No caso concreto do sector eléctrico, estas medidas têm procurado, por um lado, incentivar a instalação de formas de produção de electricidade com menores emissões e, por outro, aumentar a eficiência do sistema eléctrico.

Os mecanismos de incentivo utilizados procuram, geralmente, internalizar os custos ambientais associados à produção de electricidade, quantificando e atribuindo um valor económico às emissões. A internalização destes custos permite contribuir para a definição de condições para uma concorrência mais justa entre tecnologias de produção de electricidade [158]. Efectivamente, as grandes centrais de produção baseadas na queima de hidrocarbonetos apresentam, geralmente, custos de produção de electricidade relativamente baixos. Este facto constitui, como foi referido no capítulo 2, uma das principais barreiras ao desenvolvimento das tecnologias de produção com menores níveis de emissões [158].

A internalização dos custos ambientais pode ser efectuada de diferentes formas, nomeadamente: i) impondo, aos produtores de energia, um custo económico relacionado com as respectivas emissões; ii) definindo compensações por emissões evitadas; iii) uma solução mista. A solução frequentemente adoptada para o caso da PD consiste na atribuição a estas entidades de uma remuneração pelas emissões evitadas que resultam do seu funcionamento em substituição de fontes mais poluentes. Naturalmente, a definição desta remuneração implica a quantificação das emissões evitadas. Ao longo dos últimos anos, vários estudos e metodologias têm sido utilizados com este objectivo, quer no âmbito da PD quer das acções de gestão da procura ou de outras medidas de eficiência energética.

Em [172], quantifica-se a influência da PD em cada tipo de emissão (CO₂, NO_x, SO₂, etc.), utilizando índices definidos pelo quociente entre as emissões que se verificam no sistema antes e após a consideração da PD. As emissões do sistema são determinadas pelo somatório

dos produtos entre a electricidade produzida por cada tecnologia de produção (incluindo a PD) e as respectivas emissões específicas. Atendendo à diversidade de emissões existentes, é definido um índice de impacto global que consiste numa média pesada dos valores dos impactos individuais. A metodologia impõe o conhecimento prévio do número, localização e dimensão das unidades de PD (uma vez que é contabilizada a redução de emissões originada pela diminuição das perdas).

Em [199] é avaliado o impacto que, em 2012, a PD poderá exercer sobre as emissões do sistema eléctrico do Texas. A metodologia utilizada envolve a definição do perfil típico de carga do sistema, bem como a identificação das características das centrais eléctricas disponíveis. Uma vez definida a carga e conhecido o sistema de produção, é utilizado um modelo para efectuar o despacho das centrais que, em cada período, serão utilizadas para satisfazer a respectiva carga. O modelo de despacho permite lidar com múltiplos parâmetros financeiros e de operação das centrais eléctricas. Uma vez conhecido o despacho e as emissões das diferentes centrais, o nível de emissões global é determinado pelas emissões de cada central despachada. As emissões evitadas são avaliadas, para diferentes cenários de carga e de PD, como a diferença entre as emissões que se verificam em situações de presença e ausência de PD. A metodologia considera as emissões produzidas pela PD baseada na queima de combustíveis, bem como as emissões evitadas relacionadas com o aproveitamento da energia térmica.

Uma metodologia destinada à avaliação do impacto nas emissões produzido por crescentes valores de produção eólica é apresentada em [200]. Esta metodologia utiliza um modelo de despacho, desenvolvido para reproduzir as condições de operação do sistema eléctrico irlandês, que tem em consideração os custos típicos dos combustíveis e as taxas de carbono. As emissões evitadas globais são estimadas efectuando a comparação entre as emissões que se verificam quando o sistema é operado com e sem a produção eólica. O estudo apresentado mostra que as emissões evitadas de CO₂ tendem a ser superiores quando o despacho é efectuado considerando previsões da produção eólica. Este facto resulta, na opinião dos autores, de tais previsões permitirem uma redução na reserva operacional do sistema, o que conduz a que menos centrais térmicas sejam despachadas. Adicionalmente, as centrais despachadas funcionam em regimes de carga superiores e, consequentemente, com maiores rendimentos.

Em [201] mostra-se uma metodologia que considera estratégias de despacho típicas, em diferentes períodos temporais, e compara a evolução das emissões marginais do sistema com perfis reais de produção eólica. A análise efectuada baseia-se na correlação entre o perfil de produção eólica e o perfil das emissões marginais, permitindo contabilizar a coincidência entre ambos os perfis. Se a correlação for elevada, tal significa que a produção eólica é mais elevada nos momentos de maiores emissões no sistema (e vice-versa). Os resultados obtidos mostram que as emissões evitadas pela produção eólica podem ser estimadas, para um determinado sistema, utilizando perfis típicos de produção e de carga. Com base na curva de duração da carga e no perfil de despacho típico das unidades de produção, é definida uma curva que representa as emissões marginais do sistema em função do nível de carga que se verifica em cada período. A forma desta curva depende apenas das estratégias típicas de despacho e do comportamento típico dos geradores. Naturalmente, a forma da curva pode variar ao longo do tempo, nomeadamente reflectindo variações sazonais na produção de alguns geradores (por exemplo centrais hidroeléctricas). A utilização de históricos sobre o despacho poderá, de alguma forma, permitir definir curvas de emissões marginais típicas.

Em [202] e [203] é também avaliada a quantidade de emissões evitadas pela utilização de energia eólica, comparando as emissões do sistema da ilha de Creta com e sem a presença destas unidades de produção. Em [204] refere-se que as emissões evitadas por equipamentos de produção combinada de calor e electricidade dependem, por um lado, da electricidade que é substituída pela produzida nestes sistemas e, por outro, da tecnologia de produção de energia térmica que é substituída por estes equipamentos.

Em [205] determinam-se, para o caso do sistema eléctrico da região da Nova Inglaterra e para o ano de 2004, as emissões evitadas médias de óxidos de nitrogénio (NO_x) por três tipos de tecnologias renováveis: sistemas PV; sistemas eólicos; e sistemas baseados na queima de biogás. O primeiro passo da metodologia consiste em determinar quais as centrais do sistema produtor centralizado, baseadas em combustíveis fósseis, que se encontram em funcionamento quando ocorre a produção da PD. Para o efeito, os perfis esperados de produção horária para cada tecnologia renovável são sobrepostos ao perfil de produção do sistema centralizado (despacho horário). Este procedimento permite determinar quais as centrais que se encontram em funcionamento quando a produção renovável ocorre e, consequentemente, as centrais cuja produção tende a ser substituída. As emissões evitadas são, em seguida, determinadas como sendo o valor médio das emissões das unidades de produção baseadas na queima de hidrocarbonetos que, em cada hora, se encontram em funcionamento. Os autores referem que as emissões evitadas pelos sistemas de biogás devem ser obtidas pela diferença entre as emissões do sistema centralizado e as emissões da PD, acrescidas das emissões que decorreriam da queima do gás, caso este não fosse utilizado para produção de electricidade.

Uma metodologia com quatro passos para estimar as emissões evitadas por projectos de PD ou de eficiência energética é proposta em [206]. O primeiro passo consiste no estabelecimento da curva de carga classificada, tendo em consideração o histórico da carga cronológica do sistema eléctrico. O segundo passo consiste na recolha de informação sobre as centrais do sistema produtor, nomeadamente relacionada com as respectivas capacidades, valores esperados de produção, e emissões. Em seguida, efectua-se o “despacho” das centrais com base nos custos de produção de cada tecnologia. Este processo permite avaliar quais as centrais que desempenham funções de produção marginal e qual o número de horas, ao longo do ano, em que tal se verifica. Finalmente, no quarto passo, determinam-se as emissões do sistema produtor centralizado no período desejado. Estas emissões (que serão as evitadas) correspondem à média pesada das emissões das centrais que, no período, desempenham funções de produção marginal. Os pesos a utilizar no cálculo da média são função do número de horas em que cada tipo de central funciona como marginal. Os autores referem ainda que a sazonalidade de produção de algumas tecnologias pode influenciar significativamente o valor das emissões do sistema eléctrico. Nestes casos, a metodologia deve ser aplicada a diferentes períodos para limitar a respectiva influência. Esta abordagem foi também utilizada em [207] para avaliar as emissões evitadas de um conjunto de poluentes para três potenciais projectos de produção eólica.

Uma abordagem mais simples, na qual as emissões evitadas são determinadas pelo produto entre a energia produzida pelas tecnologias de PD e a média das emissões das centrais baseadas na queima de hidrocarbonetos, é proposta em [208].

Também no âmbito da microgeração e das microrredes têm sido efectuados alguns estudos relativos ao impacto destas entidades nas emissões dos sistemas eléctricos. Em [158] refere-se que as microrredes, pelo facto de alimentarem as cargas com produção local, diminuem as

emissões de CO₂. Esta diminuição resulta da energia que deixa de ser produzida em centrais mais poluentes do sistema produtor centralizado, incluindo a energia que deixa de ser perdida nas redes eléctricas (devido à produção da energia junto aos pontos de consumo). Numa primeira estimativa, os autores do estudo referem que uma redução de 1% nas perdas anuais de energia nas redes eléctricas do Reino Unido permitirá evitar a emissão de 2 milhões de toneladas de CO₂ por ano.

Ainda em [158] é utilizada uma metodologia para estimar o impacto de sistemas micro-CHP sobre a importação de electricidade da rede de distribuição por parte de consumidores domésticos. A abordagem é baseada em programação linear, sendo que a função objectivo do problema consiste na minimização do custo total da energia para os consumidores. As restrições utilizadas estão relacionadas com a satisfação das necessidades de energia térmica e eléctrica. A metodologia foi aplicada a alguns casos de estudo, tendo em consideração perfis típicos de consumo de electricidade e calor. Os resultados obtidos mostram que a utilização de um sistema micro-CHP por parte de um consumidor doméstico típico do Reino Unido permite evitar a emissão de 1,3 a 1,4 toneladas de CO₂ por ano. Estas emissões evitadas resultam da diminuição da importação anual de 3250 kWh a 4600 kWh electricidade da rede pública. As emissões evitadas por unidade de energia que deixa de ser importada da rede situam-se, portanto, entre 300 g CO₂/kWh e 400 g CO₂/kWh. Este valor foi obtido considerando um rendimento típico para a caldeira tradicional de referência de 60%-65% e para o sistema micro-CHP de 90%-95%.

Em [209] estima-se que uma penetração de 20% de microgeração nas redes eléctricas portuguesas possa evitar a emissão anual de 118 mil de toneladas de CO₂, devido à redução de perdas nas redes eléctricas de distribuição. A estimativa foi efectuada utilizando estudos de trânsito de potências executados sobre redes de distribuição típicas (redes rurais e redes urbanas em BT, MT e AT), baseadas nas redes portuguesas. A execução dos estudos de trânsito de potências sobre as redes com e sem a microgeração permitiu estimar o volume de perdas evitadas (406 GWh correspondentes a 13,6% das perdas totais iniciais) pela microgeração. Uma vez quantificadas estas perdas estimou-se o valor das correspondentes emissões evitadas considerando um valor de emissões de CO₂ de 0,29 kg CO₂/kWh.

Também no âmbito da microgeração, Pudjianto e Strbac [210] referem que, à escala europeia, a utilização de 50 milhões de unidades de micro-CHP pode permitir evitar a emissão anual de 65 milhões de toneladas de CO₂.

As potencialidades da operação coordenada de PD para reduzir as emissões de um sistema eléctrico são investigadas em [41]. Para o efeito, admite-se que a PD está inserida numa microrede a qual permite a referida coordenação. A avaliação do impacto da PD nas emissões é efectuada em duas situações: microrede operada com vista à optimização económica; e microrede operada com vista à optimização dos impactos ambientais. Os autores concluíram que a avaliação das emissões evitadas é condicionada pela disponibilidade de informação sobre o período de funcionamento e sobre as emissões dos geradores convencionais. A utilização de valores médios (anuais ou mensais) de emissões pode conduzir a conclusões erradas sobre as emissões efectivamente evitadas. No caso particular da operação da microrede em modo de redução de emissões, a utilização de valores médios pode levar a que os microgeradores sejam utilizados em períodos em que as respectivas emissões são superiores às do sistema convencional. Consequentemente, a metodologia utilizada para avaliar as emissões evitadas requer o conhecimento sobre que centrais são operadas como marginais em cada hora de um dia típico de cada mês do ano. Com base neste conhecimento,

determina-se para cada dia típico o nível de emissões horárias do sistema eléctrico, sendo este o valor de emissões evitadas pela microgeração. Uma conclusão importante é que a operação da microrede no modo de redução de emissões pode diminuir as receitas da microgeração e, em consequência, não ser atractivo para estas entidades (a não ser que exista uma remuneração adequada das emissões evitadas).

Em [211] apresenta-se um modelo económico que determina a influência que a definição de uma taxa de carbono pode exercer sobre a adopção de sistemas de microgeração a integrar numa microrede, cujo principal objectivo é a minimização dos custos da energia (térmica e eléctrica). A principal conclusão deste estudo é que a utilização de microgeradores baseados na queima de combustíveis fósseis apenas permite reduções significativas das emissões se a energia térmica for recuperada.

6.3 Metodologia para avaliação de emissões evitadas

6.3.1 Formulação geral

O funcionamento dos sistemas de microgeração contribui para a redução da quantidade de electricidade produzida pelos geradores convencionais. Esta redução é superior ao valor da energia microgerada uma vez que, pela sua localização, os microgeradores evitam perdas em todos os níveis de tensão do sistema eléctrico. A energia microgerada, acrescida das respectivas perdas evitadas, substitui, geralmente, a produção de electricidade em geradores do sistema centralizado com níveis de emissões superiores. Consequentemente, existe uma tendência para que os sistemas de microgeração evitem emissões, devendo este benefício ser quantificado e valorizado economicamente.

Neste trabalho admite-se que a influência específica das microrredes sobre o valor das emissões é desprezável. Consequentemente, o valor de emissões evitadas por uma determinada microrede confunde-se com as emissões evitadas pelos sistemas de microgeração que a integram. Naturalmente, análises semelhantes às efectuadas em [41], onde se admite a operação de uma microrede com o objectivo de minimizar as emissões, poderiam ser consideradas. Nesse tipo de operação, o funcionamento dos sistemas de microgeração é coordenado pela microrede de tal forma que sempre que as emissões do sistema centralizado são superiores às dos sistemas de microgeração, estes são accionados. Isto permite otimizar os efeitos ambientais das microrredes originando menores valores de emissões. Contudo, a exploração das microrredes com vista à optimização do seu desempenho ambiental tende a conduzir a um pior desempenho económico destas estruturas, particularmente dos microgeradores baseados na queima de combustíveis. Estes geradores serão, neste tipo de operação da microrede, accionados mesmo que a energia térmica seja desperdiçada, o que reduz o respectivo rendimento de forma significativa e pode colocar em causa os próprios benefícios ambientais.

As emissões evitadas pelos sistemas de microgeração são influenciadas por diversos factores, nomeadamente: i) o respectivo perfil de produção; ii) o tipo de centrais cuja produção é, em cada momento, substituída pela energia microgerada; iii) as perdas que, em cada momento, são evitadas pela microgeração; iv) e o nível de emissões do próprio sistema de microgeração. Relativamente ao nível de emissões, podemos distinguir duas categorias de tecnologias de microgeração: i) tecnologias que durante a operação são isentas de emissões (PV, micro-eólica); ii) tecnologias com emissões durante a operação (micro-CHP). A obtenção das

emissões evitadas por microgeradores das duas categorias envolve, necessariamente, procedimentos diferentes.

No caso concreto dos sistemas de microgeração isentos de emissões, as emissões evitadas por unidade de energia microgerada, podem ser calculadas por:

$$E_{ev} = (1 + \delta) \cdot e_{Ref} \quad (6.1)$$

sendo: E_{ev} o valor das emissões evitadas expressas em kg do poluente por kWh de electricidade microgerada; δ o factor de perdas evitadas; e e_{Ref} o valor de referência das emissões do sistema (ou seja, as emissões que seriam produzidas pelo sistema de produção centralizado).

Os sistemas de microgeração com emissões tenderão a ser instalados para substituir as tradicionais caldeiras de aquecimento central. Consequentemente, a sua missão primária será a de satisfazer as necessidades térmicas, sendo a electricidade produzida um subproduto. A determinação das emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP deve, portanto, ser efectuada tendo em consideração as próprias emissões, as emissões do sistema eléctrico e as emissões dos equipamentos que substituem [199][212]. Nestas circunstâncias, as emissões evitadas por um sistema micro-CHP, admitindo que o seu funcionamento é sempre determinado pela necessidade de energia térmica, valem:

$$E_{ev} = E_{el} + E_b - E_{\mu CHP} \quad (6.2)$$

sendo: E_{el} as emissões que resultariam da produção da electricidade microgerada acrescida das perdas evitadas no sistema centralizado; E_b as emissões que resultariam da produção da energia térmica numa caldeira tradicional; e $E_{\mu CHP}$ o valor das emissões do sistema micro-CHP resultante da produção da energia térmica.

Note-se que, apesar do sistema micro-CHP poder apresentar maior rendimento global (η_μ) do que uma caldeira tradicional (η_b), as emissões resultantes da produção de 1 kWh de energia térmica podem ser superiores (admitindo a mesma energia primária). Tal facto deve-se a que o rendimento térmico dos sistemas micro-CHP (η_{th}) é, regra geral, inferior ao rendimento térmico de uma caldeira tradicional ($\eta_b > \eta_{th}$). Em consequência, e tal como mostra a figura 6.3, a produção de 1 kWh de energia térmica num sistema micro-CHP implica um acréscimo de emissões dado por:

$$\Delta E_1 = \left(\frac{1}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_b} \right) \cdot e_f \quad (6.3)$$

sendo: e_f o factor de emissão do combustível primário expresso em kg do poluente por kWh de energia térmica produzida.

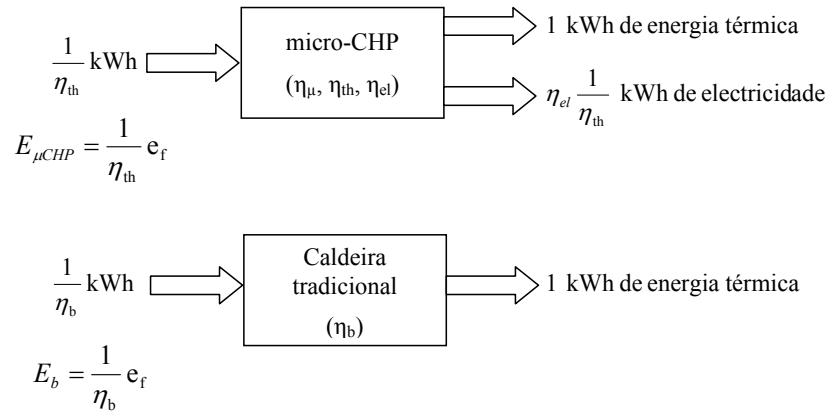


Figura 6.3 – Emissões produzidas por uma caldeira tradicional e por um sistema micro-CHP

Este acréscimo de emissões pode ser entendido como as emissões resultantes da produção de electricidade que, no sistema micro-CHP, ocorre em simultâneo com a produção de calor. Por outro lado, a electricidade microgerada acrescida das perdas evitadas permite reduzir emissões do sistema electroprodutor, que podem ser quantificadas por:

$$\Delta E_2 = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} (1 + \delta) \cdot e_{Ref} \quad (6.4)$$

O valor das emissões evitadas pela utilização de um sistema micro-CHP, em detrimento de uma caldeira tradicional, para produzir 1 kWh de energia térmica valerá então:

$$\Delta E = \Delta E_2 - \Delta E_1 = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} (1 + \delta) \cdot e_{Ref} - \left(\frac{1}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_b} \right) \cdot e_f \quad (6.5)$$

Esta expressão pode ser reescrita para que o valor das emissões evitadas seja expresso por unidade de energia eléctrica produzida, ou seja:

$$\Delta E = (1 + \delta) \cdot e_{Ref} - \left(\frac{1}{\eta_{el}} - \frac{\eta_{th}}{\eta_{el} \eta_b} \right) \cdot e_f \quad (6.6)$$

Note-se que as expressões (6.5) e (6.6) admitem que toda a energia térmica produzida nos sistemas micro-CHP é consumida (ainda que, antes do respectivo consumo, seja armazenada). Entretanto, estes sistemas podem apresentar emissões evitadas negativas (ou seja, podem contribuir para o aumento das emissões), nomeadamente quando integrados em sistemas eléctricos caracterizados por um sistema centralizado de produção com baixas emissões (por exemplo fortemente hídrico ou nuclear).

A expressão (6.6) permite determinar as emissões evitadas, por unidade de electricidade microgerada, para diferentes tipos de tecnologia de micro-CHP (pilhas de combustível, motores stirling, micro-turbinas, etc.), em função dos respectivos rendimentos. A tabela 6.3 mostra as gamas típicas de rendimento para diferentes tecnologias de microgeração [213-215]. Outros parâmetros necessários à aplicação da expressão (6.6) são o valor das emissões do combustível utilizado na alimentação dos sistemas micro-CHP e o rendimento da caldeira

de referência. Este último parâmetro pode ser estabelecido como o rendimento típico para uma caldeira que utilize o combustível de referência.

Tabela 6.3 – Rendimentos típicos para unidades de micro-CHP (fontes: [213-215])

Tecnologia	η_t (%)	η_{el} (%)	η_{th} (%)
ICE (ciclo diesel)	65 - 93	20 - 45	30 - 45
ICE (ciclo Otto)	70 - 92	25 - 43	45 - 49
Microturbina	65 - 90	15 - 30	50 - 60
Motor Stirling	65 - 95	10 - 25	40 - 70
P. combustível			
PEMFC	85	32	55
SOFC	85	32	55

Como foi constatado no capítulo 4, o valor das perdas evitadas por um sistema de microgeração varia ao longo do tempo. Adicionalmente, o valor das emissões de referência, e_{Ref} , pode também variar ao longo do tempo, em função das características do sistema produtor centralizado, (como se explicita na secção seguinte). Consequentemente, as expressões (6.1) e (6.6) devem ser reformuladas para permitir uma melhor estimativa das emissões evitadas, tendo em consideração o comportamento temporal dos parâmetros referidos. Assim, ao longo de um determinado período p , as emissões evitadas por unidade de electricidade microgerada podem ser estimadas por:

$$\zeta^p = \begin{cases} (1 + \delta^p) \cdot e_{Ref}^p & \text{(sistema sem emissões)} \\ (1 + \delta^p) \cdot e_{Ref}^p - \left(\frac{1}{\eta_{el}} - \frac{\eta_{th}}{\eta_{el}\eta_b} \right) \cdot e_f & \text{(sistema com emissões)} \end{cases} \quad (6.7)$$

A expressão 6.7 permite, portanto, determinar os factores de emissões evitadas (ζ^p) pelos sistemas de microgeração. Estes factores são a base para a determinação das emissões evitadas por uma determinada tecnologia de microgeração (ou por um microgerador específico). Assim, para uma determinada tecnologia, o valor anual das emissões evitadas ($E_{ev}^{\mu G}$) pode ser obtido por (sendo o ano dividido em p períodos):

$$E_{ev}^{\mu G} = P_{inst} (1 - f) \sum_p F U^p T^p \zeta^p \quad (6.8)$$

sendo: P_{inst} a potência total instalada da tecnologia de microgeração; $F U^p$ o respectivo factor de utilização no período p ; T^p a duração do período p ; e f a indisponibilidade dos geradores da tecnologia de microgeração considerada.

6.3.2 Referência de emissões

A quantificação das emissões evitadas com recurso às expressões apresentadas na secção anterior requer a definição da referência para as emissões do sistema eléctrico (e_{Ref}). Esta referência representa as emissões que ocorreriam caso a energia microgerada fosse produzida no sistema produtor centralizado. Entre as metodologias que podem ser usadas, uma das mais simples consiste em utilizar o valor de emissões das centrais de uma determinada tecnologia. A abordagem fundamenta-se na ideia de que a electricidade que deixa de ser produzida no

sistema centralizado contribui para afastar a necessidade de construção de novos meios de produção e, consequentemente, para evitar as respectivas emissões. Esta metodologia é a que vigora em Portugal, onde o valor de referência para as emissões de CO_2 é igual a $e_{REF} = 370 \text{ g } CO_2/kWh$ [216][274]. Note-se que este nível de emissões corresponde ao valor típico (tabela 6.2) para as centrais termoelectricas de ciclo combinado a gás natural (CCTG).

Outra forma relativamente simples para definição da referência de emissões consiste em assumir o valor correspondente à média pesada das emissões produzidas pelas diferentes centrais utilizadas no sistema eléctrico. Neste caso, o valor e_{Ref} , expresso em kg do poluente por kWh de electricidade produzida, será:

$$e_{REF} = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^C W_{j,i} \cdot e_i}{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^C W_{j,i}} \quad (6.9)$$

sendo: N o número de anos utilizado no estudo; C o número de centrais de produção; $W_{j,i}$ a energia produzida pela central i no ano j ; e e_i o valor das emissões por unidade de energia produzida na central i .

Note-se que a utilização, na expressão (6.9), de informação referente a um período alargado de anos permite que o valor de e_{Ref} inclua a influência exercida pela variabilidade de produção nas centrais do sistema produtor centralizado (ao longo dos anos). Factores como a hidraulicidade em cada ano, as potenciais situações de congestionamento de redes e até variações nos preços das energias primárias podem conduzir a variações anuais no valor e_{REF} . A figura 6.4 permite verificar este facto mostrando, para o período compreendido entre 1999 e 2006, a proveniência da electricidade emitida para a rede de transporte portuguesa [120].

A tabela 6.4 mostra, para o período compreendido entre os anos de 1990 a 2004, o valor das emissões específicas do sistema electroprodutor português, obtidas com base em informação disponibilizada pelo regulador (ERSE) [250]. Na determinação dos valores apresentados nessa tabela não foi incluída a influência da produção distribuída (a qual tende a reduzir as emissões específicas). Note-se que a segunda e quinta colunas da tabela contêm informação que permite obter, respectivamente, os valores do denominador e do numerador da expressão (6.9). Logo, a informação referida permite determinar o valor das emissões de referência utilizando (6.9), que vale $e_{REF} = 519 \text{ g } CO_2/kWh$.

A fixação da referência de emissões com base na expressão (6.9), embora simples, pode apresentar várias dificuldades. Por exemplo, no processo de cálculo do valor médio das emissões, é contabilizada a contribuição de centrais cuja produção de energia pode não ser influenciada pela presença da microgeração (e da PD em geral). Com efeito, a PD tende a substituir a produção das centrais marginais, devendo a referência de emissões ser determinada com base nas emissões destas unidades do sistema produtor centralizado [41][199][212]. Consequentemente, a utilização do valor médio definido em (6.9), dependendo das características do sistema eléctrico, pode subestimar ou sobrestimar as emissões evitadas [41]. Em sistemas em que as centrais de base do sistema produtor sejam caracterizadas por reduzidas emissões (centrais hídricas e nucleares), a abordagem tenderá a subestimar o valor das emissões evitadas. Contrariamente, nos sistemas com centrais de base caracterizadas por elevadas emissões e centrais de ponta com emissões inferiores, a

abordagem tenderá a sobrestimar este valor. Consequentemente, uma abordagem mais adequada pode ser conseguida se no processo de determinação das emissões de referência apenas forem consideradas as centrais cuja produção pode ser influenciada pela PD. Neste caso, a expressão (6.9) transforma-se em:

$$e_{\text{REF}} = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^{C'} W_{j,i} \cdot e_i}{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^C W_{j,i}} \quad (6.10)$$

sendo: C' o número de centrais cuja produção pode ser influenciada pela PD.

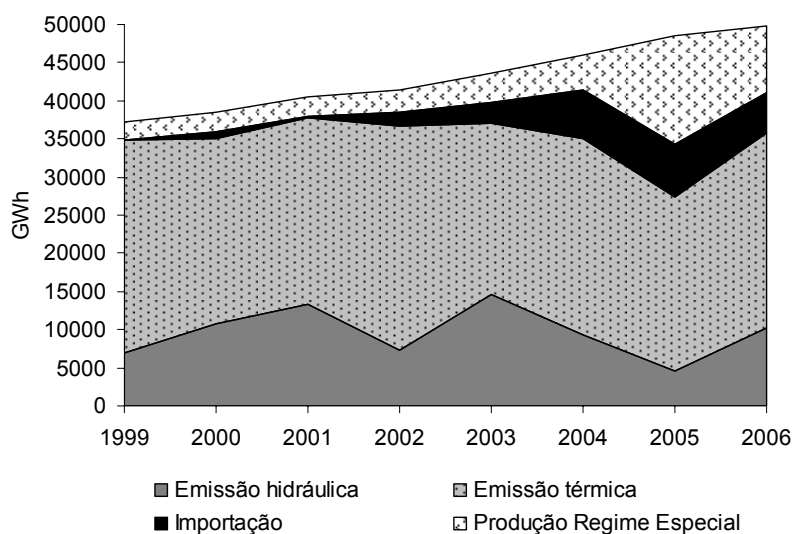


Figura 6.4 – Proveniência da electricidade emitida para a rede de transporte portuguesa

Tabela 6.4 – Emissões do sistema electroprodutor português no período 1990-2004

	Electricidade produzida (TWh)			Emissões de CO ₂		
	Total	Centrais Térmicas	Centrais hidroeléctricas	Total (kT)	Valor médio global (g CO ₂ /kWh)	Valor médio da produção térmica (g CO ₂ /kWh)
1990	25.6	17.2	8.4	13650	533	794
1991	26.7	18.5	8.2	14450	541	781
1992	27.2	22.5	4.7	17280	635	768
1993	27.5	19.6	7.9	13980	508	713
1994	26.8	17.2	9.6	13898	519	808
1995	28.3	20.8	7.5	16473	582	792
1996	28.9	15.5	13.4	12650	438	816
1997	28	16.2	11.8	13153	470	812
1998	32.6	20.9	11.7	15038	461	720
1999	36	29.5	6.5	20033	556	679
2000	35.9	25.6	10.3	18204	507	711
2001	38.7	25.9	12.8	18201	470	703
2002	37.8	31	6.8	21515	569	694
2003	37.5	23.4	14.1	16819	449	719
2004	32.5	23.6	8.9	17809	548	755
Média	31.3	21.8	9.5	16210	519	751

Admitindo que, para o caso do sistema eléctrico português, a PD apenas substitui energia produzida na parte térmica do sistema electroprodutor, teríamos $e_{REF} = 751 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$ (tomando como referência a informação apresentada na tabela 6.4).

Apesar de mais adequado à realidade, o valor e_{REF} definido por (6.10) não considera a variação anual (sazonalidade) e diária que caracteriza a produção de algumas centrais do sistema produtor centralizado. Esta variação é importante, particularmente porque as centrais de ponta, geralmente com maiores níveis de emissão, apenas funcionam durante períodos relativamente curtos [41][206]. Adicionalmente, os perfis de produção das tecnologias de PD apresentam também variações sazonais e diárias, reforçando a necessidade de se incluir no modelo de avaliação das emissões evitadas a influência destas variações.

A figura 6.5 mostra, para o período compreendido entre os anos de 1999 e 2007, a média da produção semanal de cada tipo de central do sistema electroprodutor português [120]. Esta figura permite perceber que, durante o período referido, a PD poderia evitar emissões produzidas por centrais baseadas na queima de gasóleo ou óleo combustível (geralmente caracterizadas por níveis elevados de emissões). Contudo, esta possibilidade tende a verificar-se em períodos diários bem definidos, correspondentes aos períodos de ponta do sistema eléctrico, altura em que as centrais baseadas na queima de óleo combustível/gasóleo são accionadas. Consequentemente, a posição de centrais marginais do sistema eléctrico tende a ser ocupada por diferentes tecnologias ao longo das horas do dia (por exemplo, centrais baseadas na queima de óleo combustível ou gasóleo em alguns períodos e centrais de ciclo combinado a gás natural noutros).

A definição de valores de referência para as emissões com periodicidade horária será, neste contexto, uma alternativa. Em [41], por exemplo, é proposta a utilização de valores de referência horários para um dia típico de cada mês do ano. Neste caso, existirão 288 valores de referência de emissões permitindo uma melhor quantificação das emissões evitadas. Para cada um dos períodos horários definidos, a referência de emissões pode ser calculada utilizando a expressão (6.10), considerando em cada período a energia produzida e as emissões das centrais marginais. Obviamente que a aplicação de uma tal abordagem impõe a necessidade de existir informação que permita a definição do conjunto de valores de referência.

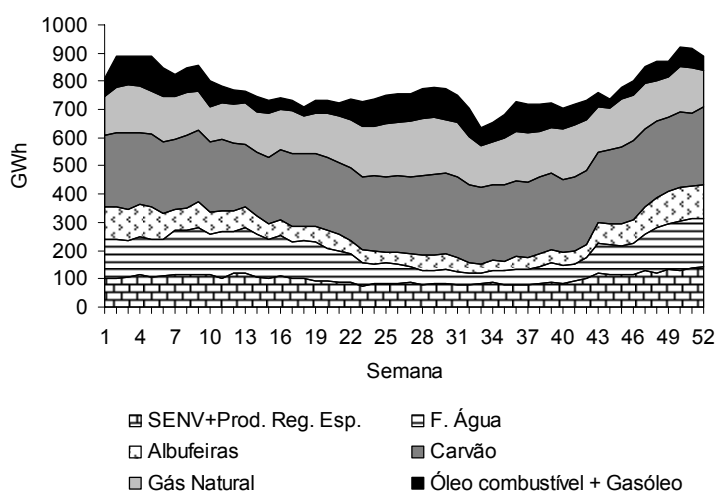


Figura 6.5 – Energia produzida no sistema centralizado português no período 1999-2007

Outra limitação desta abordagem prende-se com o facto de se utilizar informação sobre emissões ocorridas no passado para definir as que poderão ser evitadas no futuro. Essa informação não permite, por exemplo, contabilizar os efeitos produzidos pela potencial alteração à constituição do sistema produtor centralizado. Esta situação verifica-se no caso do sistema eléctrico português, onde a quantidade de energia produzida nas centrais a óleo combustível/gasóleo tem vindo a diminuir rapidamente, tal como se constata na figura 6.6 [120]. Este valor tenderá a diminuir ainda mais, sendo que, a partir de 2010, este tipo de centrais terá produção nula, embora parte da sua capacidade permaneça disponível até 2012 [194][274-275].

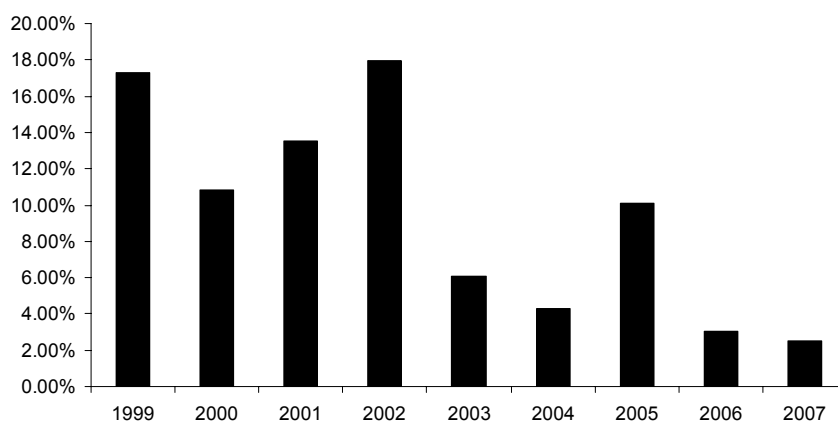


Figura 6.6 – Contribuição das centrais alimentadas a óleo combustível/gasóleo para o total de electricidade consumida em Portugal (fonte: [120])

Face ao exposto e para a situação concreta do sistema eléctrico português, compreende-se que a definição dos valores e_{Ref} com base nas emissões ocorridas no passado tende a conduzir a situações em que as emissões evitadas serão sobrestimadas (pelo menos nos períodos de maior carga das redes eléctricas). Consequentemente, a definição dos valores de referência para as emissões evitadas deve ter em consideração a evolução do sistema eléctrico.

Alguns autores têm proposto a utilização de metodologias baseadas na simulação do despacho das centrais do sistema produtor centralizado, tendo em consideração o comportamento esperado para a carga do sistema eléctrico. Esse comportamento pode ser obtido com base em históricos e na previsão da sua evolução (crescimento) futura. Uma vez conhecido o comportamento da carga (por exemplo numa base horária), efectua-se o correspondente despacho das unidades de produção e, com base nas emissões destas, determinam-se as emissões que o sistema apresentará. A obtenção das unidades de produção que, em cada período, estarão em funcionamento, impõe a definição de modelos de despacho adequados [200-201][205]. Estes modelos podem ser definidos considerando a informação histórica sobre o despacho e informação sobre outros parâmetros, nomeadamente o custo de operação das centrais (incluindo o custo dos combustíveis). A evolução prevista para o sistema electroprodutor (entrada de novas centrais em serviço e/ou desclassificação de centrais existentes) deve ser considerada. A inclusão do custo de operação de cada central permite contabilizar o facto de, em ambiente de mercado, as unidades de produção tenderem a ser despachadas com base nestes custos. Por exemplo, as centrais baseadas na queima de combustíveis apresentam alguma volatilidade nos seus custos de produção, o que se poderá repercutir na sua produção ao longo do tempo. Analogamente, as centrais hidroeléctricas tendem a apresentar volatilidade na sua produção em função das condições climáticas, o que também se repercutirá no despacho.

O valor de referência para as emissões determinado com base neste tipo de abordagens é referido como uma boa aproximação da realidade [200-201][205]. Todavia, estas metodologias requerem um significativo esforço computacional. Por outro lado, a obtenção da informação necessária à utilização do modelo de despacho e as incertezas envolvidas (por exemplo relativas ao custo dos combustíveis) dificultam a utilização destas metodologias [205]. Contudo, a aplicação desta abordagem ao caso particular do sistema eléctrico português tende a ser relativamente simples, tal como se explicita na secção 6.4. Efectivamente, a evolução expectável do sistema electroprodutor e o cenário de referência para a evolução dos consumos permitem antever que o papel de centrais marginais do sistema será, ao longo dos próximos anos, desempenhado por unidades CCTG. Nestas condições é dispensável a utilização de algoritmos de despacho para determinar as emissões de referência do sistema, tornando a análise mais simples.

6.3.3 Valorização económica das emissões evitadas

A valorização económica das emissões evitadas pode ser conseguida efectuando o produto entre o valor destas emissões e o respectivo custo unitário. Um aspecto importante nesta valorização prende-se com a uniformização das medidas de gestão energética, de forma a harmonizar a base de pressupostos considerados na valorização das medidas, colocando-as, tanto quanto possível, num nível de igualdade de tratamento.

A valorização económica das emissões de CO₂ pode ser efectuada com base no “Mercado Europeu de Emissões” (EU ETS – European Union Emissions Trading Scheme) estabelecido pela Directiva Europeia 2003/87/EC de 13 de Outubro. Esta directiva estabeleceu um esquema de comercialização de emissões no qual participam 25 membros da União Europeia. Este mecanismo teve o seu início em 1 de Janeiro de 2005 e no período 2005-2007 apenas se aplica ao CO₂. Na sua segunda fase, que ocorrerá no período 2008-2012, todos os gases que contribuem para o efeito de estufa serão incluídos.

Na essência, o esquema EU ETS atribui a cada estado membro um conjunto de permissões de emissões (que podem ser efectuadas sem custos). Essas permissões são depois distribuídas pelas entidades que participam no mercado de emissões. Uma determinada entidade que possua emissões inferiores ou superiores às permissões a que tem direito, poderá vender ou terá de comprar o diferencial no mercado. Esta comercialização conduz à definição de um valor económico por tonelada de CO₂, o qual pode ser utilizado para valorizar as emissões evitadas.

No primeiro ano de operação do EU ETS foram transaccionadas 362 milhões de toneladas de CO₂ num valor total de 7,2 biliões de euros, o que resultou num preço médio de aproximadamente 20€/t CO₂. Este é, aliás, o valor que actualmente está a ser utilizado em Portugal para valorizar as emissões evitadas no contexto do sector eléctrico [214][216][218]. As projecções da União Europeia para os custos de produção de electricidade em 2030 consideram também custos das emissões na ordem dos 20 a 30 € por tonelada de CO₂ [219].

6.4 Aplicação da metodologia

Uma vez mais, o sistema eléctrico português serve de base à aplicação da metodologia apresentada no ponto anterior, embora não se pretenda retirar conclusões de aplicação directa a este sistema. Alguns pressupostos e aproximações foram efectuados perante a insuficiente informação disponível. Adicionalmente, no exemplo que se segue, apenas se determinou as emissões evitadas de CO₂. Contudo, a metodologia apresentada pode, com relativa facilidade, ser aplicada ao caso de outros poluentes (bastando para tal que a informação necessária esteja disponível).

6.4.1 Centrais marginais do sistema electroprodutor

Como foi referido na secção 6.3.2, a estimativa das emissões evitadas pela microgeração requer a definição de uma referência para as emissões do sistema produtor centralizado, que deve ser efectuada considerando a evolução expectável do sistema electroprodutor ao longo dos anos, bem como a evolução da carga. Adicionalmente, a ordem de mérito das centrais que integram o sistema produtor (baseada nos custos de operação) deve ser considerada. Com base nesta informação é possível estimar quais serão as centrais marginais do sistema ao longo do tempo. Note-se que a energia microgerada tenderá a substituir a produção destas centrais e, consequentemente, a evitar as respectivas emissões.

O sistema de produção português é, presentemente, dominado pela produção hídrica e térmica. A potência total instalada no final de 2007 era de 14040 MW distribuída da forma indicada na tabela 6.5 [120].

Tabela 6.5 – Potência instalada no sistema produtor português (MW)

	2003	2004	2005	2006	2007
Hidroeléctricas	4277	4386	4582	4582	4582
Termoeléctricas carvão	1776	1776	1776	1776	1776
Termoeléctricas óleo combustível	1523	1523	1476	1476	1476
Termoeléctricas óleo comb./ gás natural	236	236	236	236	236
Termoeléctricas gasóleo	197	197	197	197	165
Termoeléctricas gás natural	1774	1774	2166	2166	2166
Produção Regime Especial	1406	1856	2390	3187	3639
Total	11189	11748	12823	13620	14040

As previsões da Comissão Europeia relativas ao sector energético europeu indicam que, no futuro, ocorrerá uma alteração na estrutura do sistema de produção. Esta alteração traduzir-se-á no crescimento da participação das energias renováveis e do gás natural, bem como na diminuição da energia nuclear e dos hidrocarbonetos (excepto o gás natural) [220]. No caso particular do sistema eléctrico português, as previsões para a evolução do sistema electroprodutor, efectuadas pelo operador da rede nacional de transporte (REN) e pelo Governo (no âmbito do Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC)), estão em consonância com a antevisão da Comissão Europeia [274-276]. Essas previsões apontam para uma evolução do sistema electroprodutor, para o período 2009-2020, caracterizada por:

- Desclassificação das centrais baseadas na queima de óleo combustível/gasóleo até ao ano de 2012, sendo que a produção destas centrais deverá ser nula a partir de 2010.
- Construção, até 2012, de 8 grupos CCTG com a potência individual de 400 MW, aumentando a potência instalada dos actuais 2166 MW para os 5366 MW.

- Reforço do parque hidroeléctrico actual, aumentando a potência total instalada em cerca de 1500 MW, dos quais mais de 1080 MW serão reversíveis.
- Construção de novas centrais hidroeléctricas, nomeadamente no Baixo Sabor (168 MW reversíveis) e em Ribeiradio (70MW). Até 2020 poderão ainda ser construídas novas centrais hidroeléctricas no âmbito do programa nacional de barragens de elevado potencial hidroeléctrico. Neste contexto poderão ser contemplados 10 novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW serão reversíveis.
- Rápido crescimento da produção em regime especial (PRE) podendo, de acordo com [274], atingir-se uma potência instalada total de 8195 MW (5150 MW de potência eólica) em 2010 e 9705 MW (5700 MW de potência eólica) em 2015.

A produção em regime especial (PRE) tem tratamento específico na regulação portuguesa, nomeadamente no que se refere à venda da energia produzida, que é obrigatoriamente adquirida pela rede. Consequentemente, a energia proveniente da produção em regime especial não será substituída pela energia microgerada.

No que se refere às centrais hidroeléctricas, é importante efectuar uma distinção entre centrais a fio-de-água e centrais de albufeira. As primeiras não têm possibilidade de armazenamento (ou é reduzida) e, consequentemente, a sua operação é ditada pela afluência do recurso primário. Resulta deste facto que a microgeração não substitui a produção destas unidades. No caso das centrais com albufeira, a possibilidade de armazenamento do recurso primário faz com que estas possuam maior flexibilidade. Por esta razão, as centrais de albufeira podem ser utilizadas em períodos temporais específicos, incluindo os períodos de ponta do sistema eléctrico. O funcionamento em regime de mercado dos sistemas eléctricos fará com que estas unidades de produção tendam a procurar maximizar os seus proveitos, oferecendo a sua energia em períodos em que esta é mais valorizada. Contudo, independentemente da forma de operação, a sua produção nunca tenderá a ser substituída pela microgeração. Efectivamente, os custos marginais de produção destas unidades são baixos, pelo que a sua ordem de mérito é superior à das centrais termoeléctricas. Por outras palavras, a probabilidade da produção destas centrais ser substituída por energia microgerada é praticamente nula.

A análise efectuada permite concluir que a microgeração tenderá, nestas circunstâncias, a substituir produção térmica baseada na queima de gás natural, carvão, óleo combustível e gasóleo. A questão que então se coloca é a de perceber qual ou quais destas tecnologias de produção serão, efectivamente, influenciadas pela microgeração.

A desclassificação prevista para as centrais a óleo combustível faz com que a produção destas centrais tenha uma influência reduzida no valor das emissões evitadas pela microgeração. Consequentemente, a microgeração tenderá a evitar emissões das centrais térmicas baseadas na queima de carvão, gás natural ou de ambas, restando conhecer em que períodos o papel de central marginal é desempenhado por cada uma destas tecnologias.

Uma simulação do comportamento do sistema electroprodutor Ibérico, realizada pela REN a pedido da Direcção Geral de Energia e Geologia mostrou que, no período compreendido entre 2008 e 2020, a utilização da capacidade dos grupos geradores baseados na queima de carvão poderá diminuir dos actuais 90% para 81% [274]. Este estudo mostra também que a utilização média da capacidade total das centrais CCTG rondará os 37% no período entre 2010-2012.

Outra conclusão que resultou deste estudo é que, em 2010, o sistema eléctrico português tenderá a mudar de um saldo importador de electricidade para um saldo exportador.

Em [275] é referido que as actuais centrais a carvão são mais competitivas que as centrais CCTG, mesmo após a internalização do preço de mercado do CO₂ nos encargos variáveis. Consequentemente, este relatório da REN aponta para que as centrais a carvão mantenham uma utilização média superior aos 92%, sendo que para as centrais CCTG é referida uma utilização média de 37% (apesar do elevado potencial de exportação).

A conjugação da informação referida permite concluir que, no caso do sistema eléctrico português, serão as centrais CCTG que desempenharão o papel de centrais marginais. Esta situação tem, aliás, vindo a ocorrer ao longo dos últimos anos onde estas centrais, juntamente com as centrais a óleo combustível têm desempenhado este papel. A figura 6.7 mostra os valores médios, obtidos para o período 2003-2007, dos factores de capacidade semanais para as centrais hidroeléctricas e térmicas do sistema electroprodutor português. Estes factores reforçam a ideia de que, no sistema eléctrico português, têm sido as centrais CCTG e as centrais a óleo combustível a desempenhar o papel de centrais marginais.

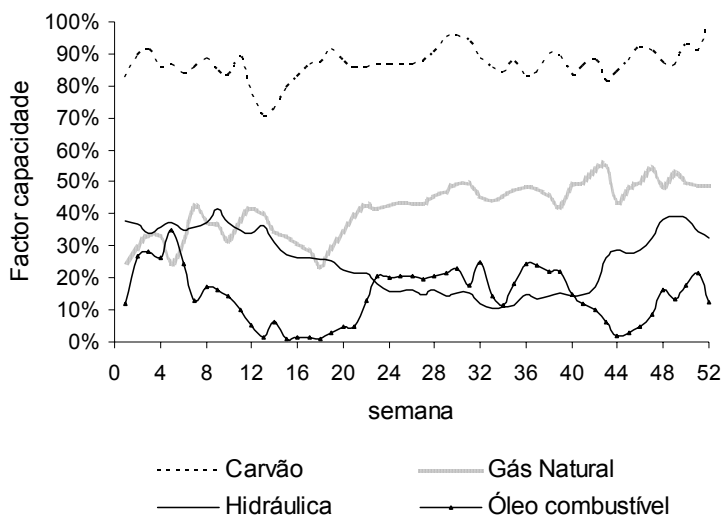


Figura 6.7 – Valor médio do factor de capacidade para centrais do sistema electroprodutor português no período 2003-2007

Pelo exposto admite-se, neste estudo, que a referência de emissões do sistema produtor convencional corresponde às emissões das centrais CCTG, ou seja $e_{Ref} = 370 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$. Como foi anteriormente referido, este valor de emissões é actualmente utilizado em Portugal para avaliação das emissões evitadas no âmbito do PNAC e da produção de electricidade em centrais renováveis [216][274].

Naturalmente, alguns estudos adicionais poderão ter de ser desenvolvidos de forma a verificar se as centrais CCTG são sempre as centrais marginais. Efectivamente, em períodos de menor carga no sistema eléctrico, particularmente se coincidentes com períodos de grande produção hidroeléctrica ou eólica, poderá ocorrer que sejam as centrais a carvão a desempenhar o papel de centrais marginais. Todavia, a potencial influência desta possibilidade sobre o valor das emissões evitadas pela microgeração é reduzida, nomeadamente no que se refere às emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP e PV. Realmente, o perfil de produção destes sistemas é

tal que a maioria da sua produção eléctrica coincide com os períodos de carga mais elevada nas redes eléctricas.

6.4.2 Emissões evitadas específicas

A expressão (6.7) mostra que as emissões evitadas, por cada unidade de electricidade microgerada, são função do tipo de tecnologia de microgeração, do valor de referência das emissões do sistema eléctrico e dos factores de perdas eléctricas evitadas. Os factores de perdas evitadas são determinados de acordo com o procedimento referido no capítulo 4, sendo função do nível de penetração de microgeração. No exemplo que se segue, admite-se um cenário correspondente a uma penetração de 100 MW de sistemas micro-CHP e 50 MW de sistema PV (todos com uma indisponibilidade de 5%). Nestas circunstâncias, os factores de perdas evitadas, determinados de acordo com a metodologia proposta no capítulo 4, assumem os valores apresentados na tabela 6.6. A tabela 6.7 contém os valores de emissões evitadas, para diferentes períodos diários, por tecnologias de microgeração sem emissões durante a respectiva operação. Estes valores foram determinados utilizando a expressão (6.7) e tendo em consideração os factores de perdas evitadas apresentados na tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Factores de perdas evitadas pela microgeração

	Períodos horários (h)		
	Ponta	Cheias	Vazio
$\delta_{AT/RNT}^h$	2.62%	2.38%	2.45%
δ_{AT}^h	2.77%	2.35%	1.74%
δ_{MT}^h	8.67%	7.23%	5.30%
δ_{BT}^h	0.33%	0.20%	0.05%
δ^h	14.97%	12.59%	9.80%

Tabela 6.7 – Emissões evitadas por microgeradores sem emissões (g CO₂ / kWh)

Períodos horários		
Ponta	Cheias	Vazio
425	417	407

As emissões evitadas pelas tecnologias de microgeração com emissões são influenciadas pelas características destes sistemas, nomeadamente no que se refere aos respectivos rendimentos e tipo de combustível utilizado. Admitindo o gás natural como combustível de referência teremos que as emissões de CO₂ valem $56,1 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}$, ou seja (tendo em consideração que $1 \text{ GJ} = 278 \text{ kWh}$) $e_f = 0,202 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$. As emissões evitadas por diferentes tecnologias de micro-CHP são apresentadas na tabela 6.9 e foram calculadas admitindo os rendimentos típicos para as tecnologias apresentados na tabela 6.8 (obtidos com recurso à tabela 6.3). O rendimento considerado para a caldeira de referência foi $\eta_b = 95\%$.

Tabela 6.8 – Rendimentos típicos para diferentes sistemas micro-CHP

Tecnologia	η_t (%)	η_{el} (%)	η_{th} (%)
Motor Comb. Inter.	80	25	55
Microturbina	78	20	58
Motor Stirling	85	15	70

Tabela 6.9 – Emissões evitadas por microgeradores com emissões (g CO₂ / kWh)

	Períodos horários		
	Ponta	Cheias	Vazio
Motor Comb. Inter.	85	77	66
Microturbina	32	24	13
Motor Striling	71	63	52

A comparação dos resultados obtidos para os sistemas de microgeração com e sem emissões permite perceber que as emissões evitadas pelos últimos tendem a ser significativamente superiores. Adicionalmente, no caso dos sistemas micro-CHP, as emissões evitadas são influenciadas, de forma significativa, pelos rendimentos destes equipamentos. O rendimento da caldeira de aquecimento central de referência é também importante neste contexto, como adiante se explicita.

O valor anual de emissões evitadas por um determinado sistema de microgeração pode ser obtido considerando o seu perfil típico de produção anual (definidos no capítulo 3) e os valores específicos de emissões evitadas apresentados nas tabelas 6.7 e 6.9. As tabelas 6.10 e 6.11 mostram os valores de energia microgerada e de emissões evitadas, por unidade de potência instalada, para sistemas micro-CHP (baseados num motor striling), e para sistemas PV (admitindo os perfis típicos de irradiância solar em Viseu). Estes valores foram obtidos admitindo uma indisponibilidade para os microgeradores igual a 5%.

Tabela 6.10 – Energia microgerada e emissões de CO₂ evitadas por um sistema micro-CHP (“stirling”)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Electricidade microgerada (kWh/kW)	377	340	180	174	180	128	133	133	174	180	174	377	2548
Emissões evitadas (kg CO ₂ /kW)	23	21	11	11	11	8	8	8	11	11	11	23	159

Tabela 6.11 – Energia microgerada e emissões de CO₂ evitadas por um sistema PV

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Electricidade microgerada (kWh/kW)	99	111	159	154	171	188	205	200	163	126	101	88	1765
Emissões evitadas (kg CO ₂ /kW)	41	46	67	65	71	78	86	84	68	53	42	37	738

A figura 6.8 mostra o valor mensal das emissões evitadas por cada um destes sistemas de microgeração. A comparação dos resultados obtidos permite perceber as significativas diferenças entre as emissões evitadas por tecnologias com e sem emissões.

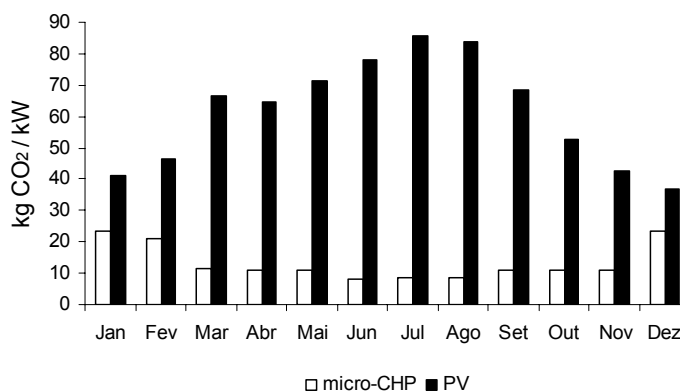


Figura 6.8 – Comparação entre emissões evitadas por um sistema PV e um sistema micro-CHP

O rendimento da caldeira de aquecimento central admitida como referência tem uma influência significativa sobre o valor de emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP. A tabela 6.12 e a figura 6.9 mostram esta influência para o caso de um sistema micro-CHP baseado num motor “stirling”.

Tabela 6.12 – Influência do rendimento da caldeira de referência nas emissões evitadas

η_b	kWh/kW	kg CO ₂ /kW
65%	2548	1326
75%	2548	833
85%	2548	456
95%	2548	159

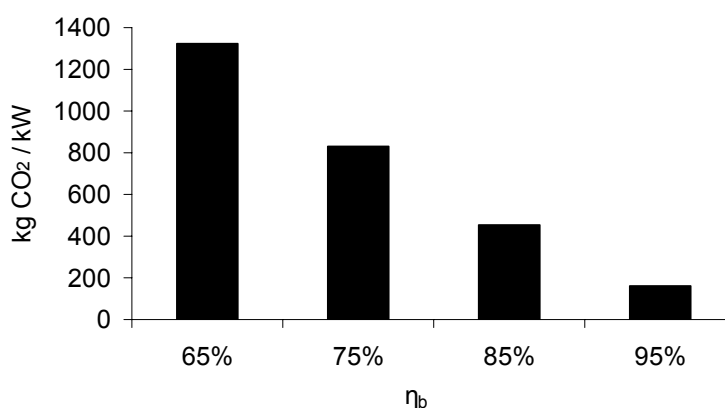


Figura 6.9 – Influência do rendimento da caldeira de referência nas emissões evitadas

6.4.3 Análise de resultados

Os resultados apresentados na secção anterior mostram que as emissões evitadas por diferentes tecnologias de microgeração são distintas. No caso estudado, baseado no sistema português, obteve-se um valor anual de emissões evitadas de 159 kg CO₂/kW instalado para os sistemas micro-CHP (baseados num motor “stirling”) e de 738 kg CO₂/kW instalado para o caso dos sistemas PV. O valor de 159 kg CO₂/kW instalado obtido para os sistemas micro-CHP corresponde à situação em que se admite um rendimento da caldeira de aquecimento central de referência de 95%. Este parâmetro é determinante para o cálculo das emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP, tal como ilustrado na figura 6.9. Efectivamente, se o rendimento considerado for reduzido em 21% (de 95% para 75%), as emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP aumentam 424% (de 159 kg CO₂/kW instalado para 833 kg CO₂/kW instalado). Conclui-se, portanto, que o parâmetro correspondente ao rendimento do sistema de aquecimento central de referência deve ser cuidadosamente avaliado durante o processo de determinação das emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP.

Admitindo que o rendimento do sistema de aquecimento central de referência vale 95% temos que no cenário correspondente a uma penetração de 100 MW de sistemas micro-CHP e 50 MW de sistema PV se obtém um total anual de emissões de CO₂ evitadas igual a 52800 toneladas. Se for considerado um valor de 25€ por tonelada de CO₂ temos que o benefício produzido pelos sistemas PV é de 9,3€/kW instalado e para os sistemas micro-CHP de 4€/kW instalado. Consequentemente, os 150 MW de sistemas de microgeração considerados no exemplo produzirão um benefício anual de 1,32 milhões de Euros.

Os resultados da secção anterior podem ser comparados com outros encontrados na literatura sobre o assunto, com o intuito de enquadrar os valores obtidos.

Em [158] refere-se que a utilização de um sistema micro-CHP por parte de um consumidor doméstico do Reino Unido permite evitar a emissão de 1,3 a 1,4 toneladas de CO₂ por ano. Estas emissões evitadas resultam da diminuição de importação anual de 3250 kWh a 4600 kWh electricidade da rede pública. Por outras palavras, as emissões evitadas, por unidade de energia que deixa de ser importada da rede, situam-se entre 300 g CO₂/kWh e 400 g CO₂/kWh. Este valor foi obtido considerando um rendimento típico para a caldeira tradicional de referência de 60%-65% e para o sistema micro-CHP de 90%-95%. A informação disponibilizada em [158] não permite determinar a referência para as emissões do sistema convencional que foi utilizada na determinação das emissões evitadas. No caso de estudo considerado em 6.4, as emissões de CO₂ evitadas por um sistema micro-CHP (baseado num motor “stirling”) com $\eta_t = 85\%$, quando $\eta_b = 65\%$, valem 520 g CO₂/kWh (tabela 6.12). Note-se que este valor inclui já o efeito exercido pelas perdas eléctricas evitadas pela microgeração. Se for excluído o efeito das perdas evitadas, o valor de emissões evitadas diminui em cerca de 10% para 473 g CO₂/kWh.

Em [17] é estimado que cada TWh de energia microgerada pode evitar a emissão de, sensivelmente, 700000 toneladas de CO₂, ou seja 700 g CO₂/kWh de energia microgerada. Neste estudo os autores admitem que as emissões próprias dos sistemas micro-CHP são compensadas pelas emissões evitadas resultantes da redução de perdas nas redes eléctricas. Adicionalmente, o estudo admite que a energia microgerada substitui, em igual proporção, produção em centrais a gás natural e a carvão. Para uma situação de penetração de microgeração correspondente à produção de 39,2 TWh de electricidade, o estudo estima que sejam evitadas 28,5 milhões de toneladas de CO₂, o que corresponde a 727 g CO₂/kWh microgerado. Note-se que 93% da energia microgerada corresponde à utilização de sistemas micro-CHP, sendo os restantes 7% divididos por sistemas micro-eólicos, PV e micro-hídricos. Para efeitos de comparação de resultados, a metodologia apresentada neste capítulo foi aplicada a uma situação semelhante à descrita. As emissões de referência para o sistema electroprodutor foram determinadas pela média das emissões das centrais a gás natural e a carvão apresentadas na tabela 6.1, ou seja $e_{Ref} = 703 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$. A microgeração renovável foi considerada como sendo constituída apenas por microgeradores do tipo PV. Nestas condições, e admitindo que os sistemas micro-CHP são do tipo “stirling” ($\eta_t = 85\%$) teremos que o valor das emissões evitadas varia entre 546 g CO₂/kWh para $\eta_b = 85\%$ e 864 g CO₂/kWh para $\eta_b = 65\%$. Note-se que neste exercício foram admitidos os factores de perdas evitadas da tabela 6.6, sendo que na realidade estes factores serão superiores.

Em [209] foi utilizado o valor de 290 g CO₂/kWh para avaliar as emissões evitadas que podem resultar da redução de perdas nas redes eléctricas de distribuição portuguesas, devido à presença de microgeração. Este valor é inferior em cerca de 20% ao utilizado no exemplo de aplicação apresentado em 6.4, tendo sido obtido como a média das emissões do actual sistema eléctrico português, que inclui uma considerável penetração de produção renovável. Todavia, uma vez que a produção renovável tende a não ser substituída pela microgeração, pelas razões anteriormente referidas, o valor 370 g CO₂/kWh utilizado no exemplo apresentado em 6.4 parece mais adequado.

6.5 Conclusões

Apesar da crescente penetração de PD nos sistemas eléctricos, a produção de electricidade continua a ser fortemente centralizada. Adicionalmente, em muitos países (incluindo Portugal), a produção de energia eléctrica depende significativamente da utilização de combustíveis fósseis como energia primária. Consequentemente, a produção de electricidade resulta em emissões de poluentes para a atmosfera, contribuindo para o efeito de estufa (e consequentes alterações climáticas), para a ocorrência de chuvas ácidas e para a degradação da saúde pública.

A microgeração (e a PD em geral) tende a contribuir para a redução das emissões produzidas pela produção de electricidade. Esta redução ocorrerá se a electricidade microgerada substituir energia produzida em centrais convencionais com níveis de emissão superiores aos que caracterizam os sistemas de microgeração. Neste contexto, é importante distinguir entre duas categorias de sistemas de microgeração: i) os sistemas que durante o funcionamento são isentos de emissões (PV, sistemas micro-eólicos); ii) e os sistemas com emissões durante a operação (emissões próprias).

Os sistemas isentos de emissões produzem electricidade através do aproveitamento de energias renováveis (endógenas). Os sistemas com emissões próprias consistem em unidades de micro-CHP que, geralmente, utilizam combustíveis fósseis para produzir energia térmica e, como subproduto, energia eléctrica. Apesar das emissões próprias, os sistemas micro-CHP podem ter um crédito de emissões evitadas, que será tanto mais significativo quanto mais intensa for a utilização de centrais termoeléctricas baseadas na queima de combustíveis fósseis para a produção de electricidade no sistema convencional. Efectivamente, a conversão de energia nestas centrais processa-se com rendimentos relativamente baixos, fundamentalmente devido à libertação de energia térmica. Os sistemas micro-CHP, pela sua localização junto aos consumidores, permitem que a energia térmica referida seja aproveitada para o aquecimento de espaços e de águas sanitárias, permitindo aumentar o rendimento de conversão da energia primária e, consequentemente, reduzir as emissões.

Outro factor que contribui para que os sistemas micro-CHP possam obter um crédito de emissões evitadas prende-se com a redução nas perdas das redes eléctricas que resultam do seu funcionamento (discutido no capítulo 4). Efectivamente, as perdas evitadas traduzem-se numa redução da quantidade de electricidade a ser produzida nas centrais do sistema electroprodutor centralizado e, consequentemente, numa redução das emissões que daí resultariam. Naturalmente, esta influência faz-se também sentir no caso dos sistemas de microgeração isentos de emissões. Entretanto, é importante referir que os sistemas micro-CHP podem produzir emissões evitadas negativas, particularmente quando integrados em sistemas eléctricos caracterizados por um parque electroprodutor com emissões reduzidas. As emissões evitadas são ainda influenciadas pelo perfil de produção e pelo nível de emissões próprias de cada tecnologia de microgeração.

As emissões evitadas pelos sistemas de microgeração devem ser quantificadas e convertidas num benefício económico passível de ser considerado no âmbito da implementação de um mecanismo de regulação como o definido no capítulo 2. No presente capítulo foi apresentada uma metodologia que permite essa quantificação. A abordagem proposta considera o perfil de produção de cada tecnologia de microgeração, a variação temporal no valor das perdas evitadas nas redes e o eventual revezamento entre centrais do sistema produtor convencional (diferentes tecnologias) no papel de central marginal do sistema. Para o efeito, a metodologia

estima as emissões evitadas tendo em consideração diferentes períodos horários, definidos em função das variações referidas. A determinação das emissões evitadas por microgeradores com e sem emissões durante a operação é efectuada de forma diferenciada. No caso particular das tecnologias de micro-CHP, as emissões evitadas são estimadas considerando, por um lado, as respectivas emissões e, por outro, as emissões de uma caldeira de aquecimento central de referência. Por outras palavras, a metodologia admite que os sistemas micro-CHP são instalados em substituição de sistemas de aquecimento central tradicionais e, consequentemente, as emissões que ocorreriam nestes (para produção da energia térmica) são contabilizadas.

A metodologia desenvolvida foi aplicada a um caso de estudo baseado no sistema eléctrico português. Os resultados obtidos mostram que as emissões evitadas por diferentes tecnologias de microgeração são distintas. Adicionalmente, concluiu-se que as emissões evitadas pelos sistemas micro-CHP são significativamente influenciadas pelo rendimento adoptado para o sistema de aquecimento central de referência.

Capítulo 7 – Impactos na fiabilidade

As características das microrredes, nomeadamente a capacidade para funcionarem isoladas da rede a montante e para actuarem como cargas controláveis, permitem a estas entidades contribuir para aumentar a fiabilidade dos sistemas de distribuição. Este aumento de fiabilidade é um dos principais benefícios que estas estruturas podem produzir.

A identificação das situações em que a existência das microrredes pode melhorar os índices de fiabilidade (individuais e globais) é, pelo exposto, uma tarefa importante no contexto da definição de uma regulação adequada para estas entidades. Esta avaliação é a base para a quantificação económica dos benefícios relacionados com a fiabilidade, que podem favorecer diferentes entidades, nomeadamente os consumidores, os microgeradores e as empresas de rede.

Este capítulo expõe uma abordagem para avaliação do impacto que as microrredes podem produzir sobre os índices de fiabilidade dos sistemas de distribuição. A metodologia desenvolvida permite reconhecer as potencialidades destas estruturas, nomeadamente no que se refere à possibilidade de funcionamento em modo isolado. A capacidade para alterar a carga e a produção internas, em resposta a necessidades de reconfiguração das redes após a ocorrência de um defeito nestas, é também considerada.

A valorização económica dos impactos das microrredes sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição, considerando o ponto de vista de diferentes agentes económicos, (consumidores, microgeradores e operadores das redes de distribuição) é também discutida.

Antes da apresentação da metodologia desenvolvida e da discussão sobre a valorização dos benefícios produzidos, efectua-se a revisão bibliográfica sobre o assunto. O capítulo encerra com um exemplo de aplicação.

As principais conclusões expostas neste capítulo foram publicadas no “Electric Power Systems Research Journal” [69] e no “Energy Policy Journal” [68].

7.1 Introdução

7.1.1 Fiabilidade dos sistemas eléctricos

A função fundamental de um sistema eléctrico é a de alimentar os consumidores de forma tão económica e fiável quanto possível. A sua fiabilidade tem, aliás, vindo a adquirir uma importância crescente por força das actividades humanas estarem, cada vez mais, dependentes desta forma de energia. Simultaneamente, a sensibilidade das modernas cargas eléctricas à qualidade do serviço eléctrico e, particularmente, à continuidade de serviço, tem vindo a aumentar. A conjugação desta maior sensibilidade com a crescente utilização da electricidade faz com que as interrupções na alimentação impliquem custos económicos avultados para os consumidores e para as empresas que operam nos sistemas eléctricos.

O facto dos elementos que constituem as redes eléctricas estarem sujeitos a avarias torna impossível assegurar uma fiabilidade absoluta na alimentação das cargas. Contudo, esta fiabilidade pode ser aumentada com recurso a investimentos que permitam tornar as redes eléctricas mais tolerantes às inevitáveis falhas. O revés deste maior investimento é o aumento dos custos relacionados com as actividades de rede e a consequente repercussão nas tarifas eléctricas. Esta situação verificava-se, com alguma frequência, no período prévio à reestruturação dos sistemas eléctricos, no qual as empresas monopolistas adicionavam continuamente recursos de rede, de forma a poderem satisfazer a crescente procura de electricidade e garantir a fiabilidade do abastecimento [223].

A reestruturação dos sistemas eléctricos acarretou alterações importantes à sua organização e forma de planeamento e operação. A responsabilidade da manutenção de um sistema fiável passou a ser repartida entre diferentes entidades, nomeadamente entre os operadores das redes eléctricas. Adicionalmente, a regulação das actividades de rede e os respectivos objectivos de redução de custos têm pressionado as empresas de rede, em especial as de distribuição, a optimizarem o seu desempenho. Na prática, a regulação impõe às empresas de rede o fornecimento do serviço com níveis de fiabilidade e de qualidade da energia adequados. Simultaneamente, impõe o controlo dos custos de investimento, operação e manutenção incorridos nestas actividades, de forma a permitir uma redução nas tarifas [223-224]. Consequentemente, as empresas de distribuição tendem a operar as suas infra-estruturas (linhas, transformadores, etc.) no limite da respectiva capacidade e, por vezes, em condições de sobrecarga [225]. Este facto tem impactos significativos na fiabilidade, uma vez que, por um lado, a probabilidade de avarias aumenta, e, por outro, a capacidade de reconfiguração do sistema diminui.

Apesar da pressão para a redução de custos e a consequente diminuição nos investimentos, a fiabilidade das redes eléctricas tem de permanecer em níveis aceitáveis, determinados pela regulação. O não cumprimento dos requisitos mínimos de fiabilidade é, geralmente, penalizado. Consequentemente, os operadores das redes têm de considerar a fiabilidade durante o planeamento e operação dos seus sistemas. Resulta do referido que estes operadores devem procurar novas formas de reduzir os seus custos, continuando a fornecer o serviço com um nível adequado de fiabilidade [223].

7.1.2 Avaliação da fiabilidade em sistemas de distribuição

A fiabilidade de um sistema de distribuição pode ser avaliada utilizando técnicas analíticas ou técnicas de simulação [92][226]. As técnicas analíticas apresentam, geralmente, menores exigências em termos computacionais e permitem compreender melhor a relação entre os diversos parâmetros e os valores finais dos indicadores de qualidade de serviço. Independentemente da técnica utilizada, os índices básicos utilizados para quantificar a fiabilidade da alimentação a um determinado ponto de carga são: i) a taxa de avarias (λ), ii) o tempo médio de reparação (r) e iii) a indisponibilidade média anual (U). Estes índices fornecem valores esperados e, portanto, representam valores médios a longo prazo. Em termos de sistema, foi definido um conjunto de outros índices de fiabilidade (tendo por base os índices anteriores), nomeadamente [92][226]:

- i) Frequência média de interrupções do sistema (*SAIFI* – “System Average Interruption Frequency Index”), expressa em interrupções por cliente do sistema e por ano:

$$SAIFI = \frac{\sum_j \lambda_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (7.1)$$

onde: λ_j é a taxa de avarias do ponto de carga j e N_j é o número de consumidores servidos por esse ponto de carga.

ii) Frequência média de interrupções do cliente (*CAIFI* – “Customer Average Interruption Frequency Index”), expressa em interrupções por cliente afectado e por ano:

$$CAIFI = \frac{\sum_j \lambda_j N_j}{\sum_j M_j} \quad (7.2)$$

onde: M_j representa o número de consumidores afectados do ponto de carga j .

iii) Duração média da interrupção do sistema (*SAIDI* – “System Average Interruption Duration Index”), expressa em horas por cliente do sistema e por ano:

$$SAIDI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (7.3)$$

onde: U_j representa o tempo total anual de interrupção do ponto de carga j .

iv) Duração média da interrupção do cliente (*CAIDI* – “Customer Average Interruption Duration Index”), expressa em horas por interrupção:

$$CAIDI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j \lambda_j N_j} \quad (7.4)$$

v) Disponibilidade média do sistema (*ASAI* – “Average Service Availability Index”):

$$ASAI = \frac{\sum_j N_j \times 8760 - \sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \times 8760} \quad (7.5)$$

vi) Energia não fornecida ou não distribuída (*END* – “Energy Not Distributed”), expressa em kWh por ano:

$$END = \sum_j L_j U_j \quad (7.6)$$

onde: L_j representa a carga média alimentada pelo ponto de carga j .

7.1.3 Impacto da PD na fiabilidade

A crescente penetração de PD nas redes de distribuição tem levado a um crescente interesse na avaliação dos impactos destes geradores sobre a fiabilidade do sistema eléctrico. Ao longo dos últimos anos, muita investigação científica tem sido desenvolvida com vista a avaliar este impacto, particularmente no âmbito da fiabilidade dos sistemas de distribuição. Vários autores referem que a presença da PD no seio dos sistemas de distribuição poderá permitir a formação de ilhas após a ocorrência de falhas [227-229]. Neste caso, a PD pode reduzir o número de interrupções e a respectiva duração, com impactos financeiros importantes para os consumidores, produtores, comercializadores e operadores das redes eléctricas.

Mao e Miu [227] apresentam um algoritmo para definição do número e pontos de colocação de aparelhagem de manobra em redes MT, visando permitir à PD permanecer a alimentar cargas vizinhas (formando ilhas), aumentando assim a fiabilidade do sistema de distribuição. Os autores referem ainda que este tipo de operação de rede pode ser combinada com o controlo directo das cargas (estabelecendo prioridades entre os consumidores). A definição do número e localização dos dispositivos de seccionamento é efectuada utilizando um algoritmo de optimização multiobjectivo, que procura maximizar a carga alimentada pela PD quando se formam ilhas e minimizar o número de novos aparelhos de manobra a instalar.

A referência [229] apresenta uma simulação sequencial para avaliar a fiabilidade de um sistema de distribuição com produção eólica. A produção eólica é modelizada como uma função da velocidade do vento e da potência da unidade de produção. Um modelo de seis estados foi utilizado para contabilizar os efeitos conjuntos da referida velocidade e da probabilidade de avaria dos geradores. Os autores concluíram que o impacto na fiabilidade de um ponto de carga específico da rede depende da respectiva localização, do número de dispositivos de isolamento existentes na rede e do nível de carga. Adicionalmente, as velocidades de vento que determinam o arranque ou a paragem dos geradores eólicos influenciam também o respectivo impacto na fiabilidade.

Em [230] é listado um conjunto de impactos positivos que a PD pode produzir quando ligada às redes eléctricas, incluindo o melhoramento da fiabilidade. Um programa computacional comercial foi utilizado para avaliar os impactos sobre os sistemas de distribuição resultantes de algumas aplicações específicas da PD, nomeadamente como unidades de “backup”. A possibilidade de estabelecimento de ilhas não é tida em conta e apenas se consideram unidades de PD despacháveis, ou seja baseadas na queima de combustíveis. Os autores concluíram que a presença destas unidades permite melhorar os índices de fiabilidade das redes eléctricas, mesmo em ramos da rede aos quais não é ligada qualquer unidade de PD. Efectivamente, estes geradores podem ser utilizados para alimentar parte da carga dos ramos com os quais se ligam, auxiliando em acções de reconfiguração de rede após a ocorrência de defeitos.

Um algoritmo para definir a localização e dimensão óptimas da PD em sistemas de distribuição é proposto em [231]. A optimização é efectuada visando melhorar a fiabilidade do sistema. A localização óptima é determinada através de uma análise de sensibilidade às equações do trânsito de potências. Para a definição da dimensão óptima é utilizada uma metodologia baseada num problema de optimização, no qual a fiabilidade é tratada como uma restrição. Adicionalmente, é utilizado um algoritmo genético para determinar a localização óptima de interruptores automáticos. Para este efeito, utiliza-se uma função objectivo que

procura minimizar um índice de fiabilidade composto definido por uma combinação entre o *SAIDI* e o *SAIFI*.

A referência [223] utiliza um modelo probabilístico para determinar a capacidade necessária de PD a instalar numa rede MT, de forma a igualar a fiabilidade produzida pelo reforço baseado na construção de um novo ramo. A determinação da “capacidade de PD equivalente” é efectuada com base no valor esperado para a energia não fornecida. O método identifica ainda as melhores localizações para as unidades de PD e fornece informação para o estudo económico de soluções de reforço de rede. Um programa computacional comercial para avaliação de fiabilidade é utilizado para comparar as soluções com base em índices como *SAIDI*, *SAIFI*, carga cortada e custo económico das interrupções. A abordagem admite que os operadores das redes têm a oportunidade de optar entre reforçar a rede ou investir em PD (além de poderem escolher a respectiva localização e dimensão). Esta possibilidade não é, pelo menos na Europa, uma realidade, uma vez que os operadores das redes eléctricas estão, geralmente, impedidos de investir em PD.

Um método baseado em simulação de Monte Carlo para avaliação da fiabilidade de sistemas de distribuição com PD foi apresentado em [102]. A produção das unidades de PD é tratada como uma variável aleatória, que modeliza a natureza estocástica do recurso primário utilizado e a indisponibilidade dos geradores. É apresentado um caso de estudo constituído por um sistema de distribuição, alimentado por uma subestação 132/33 kV com potência instalada de 3100 MW e ponta de carga de 2850 MW. Os resultados obtidos mostram que a adição de PD permite melhorar os índices de fiabilidade do sistema perante o crescimento esperado para a carga. Também em [232] se utilizava uma simulação de Monte Carlo para avaliar o impacto de recursos distribuídos nos índices de fiabilidade de uma rede de distribuição e nos custos das interrupções. A formação intencional de ilhas, designada pelos autores como microrredes, é considerada. Os resultados obtidos mostram que a presença da PD e de mais dispositivos de corte nas redes eléctricas permite reduzir os custos das interrupções. A abordagem admite também que a PD tem capacidade suficiente para alimentar a totalidade da carga durante a operação em modo isolado. A metodologia apresentada não reconhece a possibilidade das microrredes efectuarem uma gestão conjunta da carga e da produção internas, nem a possibilidade de transição, sem interrupção da alimentação aos consumidores (ou a parte destes), entre os modos interligado e de emergência.

Os autores de [233] propõem a utilização de uma simulação sequencial de Monte Carlo para determinar a estratégia óptima de operação da PD. A abordagem avalia o valor médio anual do custo resultante das interrupções sofridas por determinados pontos de carga. A função a otimizar consiste na diferença entre os custos totais (custo da energia, custo de operação da PD, custo das interrupções) que ocorrem quando a PD funciona em regime de “corte de ponta” e no modo de “stand-by”. Os autores concluem que o custo das interrupções é um factor importante na determinação do modo de operação dos sistemas de PD.

Em [153], é reconhecido o impacto positivo que a operação coordenada das unidades de PD pode produzir sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição. Uma vez mais, admite-se a possibilidade de se utilizar a PD como forma de apoiar a reconfiguração das redes eléctricas após um defeito nestas. A abordagem considera que as unidades de PD, após um defeito na rede com que se ligam, são desligadas retomando o regime de funcionamento após o isolamento do defeito. Consequentemente, o impacto da PD sobre os índices de fiabilidade apenas se faz sentir sobre a duração das interrupções e não sobre a respectiva frequência. Esta

abordagem permite, portanto, a formação de ilhas e considera que, quando estas se formam, a PD alimenta a totalidade da carga.

Em [234], é explorado o conceito de reconfiguração da rede MT incluindo a formação intencional de ilhas. Apesar de mencionada, a possibilidade de formação de ilhas sem interrupção dos consumidores não é, efectivamente, considerada. Consequentemente, a metodologia apresentada permite considerar o efeito da formação de ilhas sobre a duração das interrupções mas não sobre a frequência.

Em [235], é utilizado um algoritmo genético para determinar a melhor localização, dimensão e tipo de unidades de PD a instalar numa rede MT, de forma a otimizar a relação entre custos e benefícios resultantes desta instalação. Entre os benefícios contabilizados na metodologia está a redução dos custos das interrupções para os clientes. Uma vez mais, o impacto da PD na fiabilidade e, portanto, nos custos das interrupções, é considerado benéfico. Também aqui não se considera a possibilidade de formação de ilhas sem interrupção, sendo que os benefícios resultam apenas da redução na duração das interrupções. A metodologia é utilizada para testar diferentes tipos de PD, com diferentes capacidades e localizações na rede MT, a fim de escolher a combinação que maximiza a relação entre os benefícios e os custos resultantes da instalação de PD.

Os autores de [236] reconhecem também o potencial efeito positivo da PD nas acções de reconfiguração de rede após um defeito. Uma vez mais, apenas se considera a possibilidade da PD, neste caso do tipo fotovoltaico, contribuir para que a reconfiguração da rede possa alimentar mais consumidores após o isolamento do defeito.

Também em [237] é avaliado o impacto da PD na fiabilidade das redes de distribuição considerando a possibilidade de formação intencional de ilhas. A metodologia proposta avalia o impacto da PD na fiabilidade considerando as restrições de rede e admitindo a possibilidade de deslastre de carga, quando a produção total numa ilha é inferior à carga. A abordagem utilizada para avaliar a fiabilidade é analítica e a PD foi modelizada como carga negativa. Os autores também referem a possibilidade da PD poder auxiliar a reconfiguração das redes após um defeito ou seja, a PD pode eliminar restrições de rede.

Uma técnica analítica destinada à avaliação da fiabilidade para clientes de uma microrrede (incluindo a PD) é apresentada em [277]. A metodologia admite a formação intencional de ilhas após a ocorrência de uma avaria em qualquer ponto das redes eléctricas. Estas ilhas são constituídas durante o processo de reconfiguração da rede que se segue à ocorrência da avaria. A reconfiguração é efectuada com base em matrizes, que contêm informação sobre a ordem pela qual deve ser restaurada a rede eléctrica. Esta ordem é definida procurando garantir que a produção da PD de uma determinada microrrede alimenta primeiramente os consumidores pertencentes a essa microrrede. A abordagem foi desenvolvida para aplicação a redes que não as de BT, embora possa ser adaptada para aplicação nessas redes. Apesar de reconhecer a possibilidade de formação intencional de ilhas, a metodologia não inclui na análise de fiabilidade todas as potencialidades das microrredes. Especialmente, a metodologia não considera a possibilidade que as microrredes têm de efectuar um controlo conjunto da carga e da produção internas e de transitar entre os modos interligados e de emergência sem interrupção dos consumidores (ou parte destes).

Dialynas e Hatziaargyriou [279] utilizaram uma metodologia baseada em simulação de Monte Carlo cronológica para avaliar a adequação da alimentação dos consumos de uma rede BT

típica, transformada para operar como microrede. A rede BT utilizada possui três ramos e alimenta cargas de consumidores domésticos, comerciais e industriais. Foi admitida a existência de várias tecnologias de microgeração, nomeadamente um gerador micro-eólico, dois sistemas PV, uma microturbina e uma pilha de combustível. A ligação à rede MT foi tratada como um gerador adicional. A capacidade deste gerador foi admitida como seguindo uma distribuição normal com valor médio igual a uma percentagem (variável) da ponta de carga da microrede e um desvio padrão de 5%. A abordagem utilizada considera que os consumos dentro da microrede são satisfeitos pelas unidades de microgeração existentes e pela rede a montante, em função das características técnicas e económicas de cada um dos sistemas. Para o efeito, foram definidos custos operacionais de produção para cada uma das fontes, sendo que no caso da rede MT o custo é variável ao longo das horas do dia, em função das condições particulares de carga e produção do sistema. Em condições normais de operação, a microgeração funciona de acordo com as suas características técnicas e económicas. Consequentemente, a microturbina e a pilha de combustível funcionam quando a energia que produzem tem custos inferiores aos da energia da rede a montante, e os sistemas PV e a micro-turbina eólica funcionam em função da disponibilidade do recurso primário. Em situação de emergência, quando as fontes em funcionamento (incluindo a rede a montante) são insuficientes para alimentar a carga, a microturbina e a pilha de combustível são colocadas em funcionamento (tendo em consideração os seus custos de operação). Os autores consideraram nove casos de estudo para avaliar a influência produzida pela variação do valor médio da capacidade da rede a montante da rede BT e pelo aumento da capacidade instalada de microgeração sobre diversos índices de fiabilidade (LOLE, LOEE, EDNS, FLOL, etc.). Os resultados obtidos mostram que a adequação da produção para satisfação da carga é fortemente condicionada pela fiabilidade da rede a montante da microrede. Adicionalmente, os resultados permitem concluir que a adição de quantidades crescentes de microgeração à microrede aumenta a fiabilidade de satisfação dos consumos e, em simultâneo, diminui a quantidade de energia fornecida pela rede MT.

Em [158] é apresentada uma metodologia analítica, baseada no método da redução do sistema, para determinar o valor económico resultante do impacto das microredes sobre a fiabilidade de abastecimento aos consumidores. A amplitude dos benefícios é quantificada em termos de custos evitados, os quais estão relacionados com a diminuição do número e da duração das interrupções para os clientes. A possibilidade de funcionamento em modo isolado das microredes, bem como de transição para este modo (a partir do modo interligado) sem interrupção dos consumos são reconhecidas. Os estudos efectuados mostram que os benefícios para os consumidores são superiores quando as microredes transitam do modo interligado para modo isolado sem interrupção (ainda que momentânea) dos consumos. Na análise não é considerada qualquer probabilidade de falha durante o processo de transição entre os modos de funcionamento das microredes. Adicionalmente, é admitido que a PD tem capacidade suficiente para alimentar a totalidade da carga quando se formam ilhas (microredes em modo isolado). O potencial impacto sobre os índices de fiabilidade de consumidores que não integram microredes não é avaliado.

7.2 Metodologia para avaliação do impacto das microrredes na fiabilidade

7.2.1 Motivação

A capacidade das microrredes para operarem isoladas da rede a montante permite melhorar os índices de fiabilidade dos consumidores nela integrados. Estes melhoramentos tendem a verificar-se no número e na duração das interrupções. Os índices de fiabilidade de alguns consumidores não integrados em qualquer microrrede podem também ser melhorados devido ao comportamento destas estruturas, nomeadamente a respectiva capacidade para auxiliarem na reconfiguração da rede MT, após a ocorrência de um defeito nesta.

A influência positiva das microrredes sobre os índices de fiabilidade individuais de alguns consumidores beneficia também os índices de fiabilidade globais da rede de distribuição. Em consequência, as microrredes podem ser uma alternativa às soluções tradicionais de melhoria (ou manutenção) da fiabilidade, baseadas no reforço das redes.

A identificação das situações em que a existência das microrredes pode melhorar os índices de fiabilidade individuais e globais é, pelo exposto, uma tarefa importante no contexto da definição de uma regulação adequada para estas entidades. Esta avaliação terá de ser efectuada com recurso a uma metodologia capaz de reconhecer as potencialidades destas estruturas, nomeadamente no que se refere a:

- i) Possibilidade de funcionamento em modo interligado ou em modo isolado;
- ii) Capacidade para transitar do modo interligado para o modo isolado com elevada probabilidade de não interromper a alimentação aos consumidores internos (ou, pelo menos, a parte destes);
- iii) Possibilidade de controlo simultâneo da carga e de algumas unidades de microgeração que integram as microrredes, por exemplo em resposta a necessidades de reconfiguração após a ocorrência de um defeito.

As metodologias anteriormente apresentadas permitem avaliar o impacto de algumas das potencialidades das microrredes sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição. Contudo, nem todas as potencialidades podem ser tratadas com recurso a esses modelos, nomeadamente no que se refere aos dois últimos itens referidos anteriormente. Consequentemente, foi desenvolvida uma metodologia analítica, especificamente dedicada à avaliação do impacto produzido pelas microrredes sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição (e do abastecimento dos consumidores).

7.2.2 Impacto na fiabilidade dos consumidores da microrrede

As redes eléctricas de BT apresentam, geralmente, uma estrutura radial (ou em anel explorada em anel aberto) com início num ponto de transformação MT/BT (figura 7.1). A protecção dos ramos BT é efectuada no quadro geral de baixa tensão (QGBT) do posto de transformação, salvo situações de derivações e mudança de secção. Estas protecções, quando devidamente dimensionadas, actuam sempre após um defeito ocorrido no ramo que protegem e de forma selectiva relativamente às restantes protecções. Nestas condições, a taxa de avarias, a

indisponibilidade e a energia não fornecida para qualquer consumidor C ligado a um qualquer ramo f de uma rede BT serão dados por [25][69]:

$$\lambda_C = \sum_{i \in f} \lambda_i + \lambda_{up} \quad (7.7)$$

$$U_C = \sum_{i \in f} \lambda_i r_i + U_{up} \quad (7.8)$$

$$END_C = \left(\sum_{i \in f} \lambda_i r_i + U_{up} \right) L_C \quad (7.9)$$

sendo: λ_i e r_i , as taxas de avarias e o tempo médio de reparação da secção i do ramo f , λ_{up} e U_{up} o número de interrupções e a indisponibilidade do sistema a montante da rede BT e L_C a carga do consumidor C .

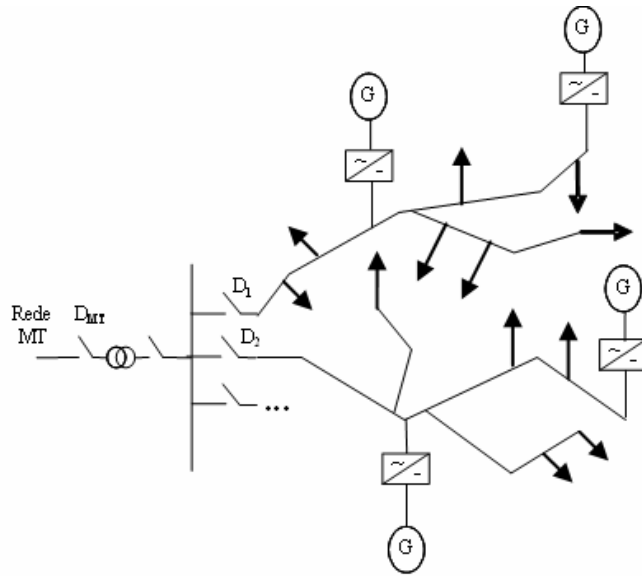


Figura 7.1 – Rede eléctrica de distribuição em BT

As expressões (7.7) a (7.9) supõem a inexistência de pontos de seccionamento nos ramos BT e incluem o efeito de todas as avarias que podem desencadear interrupções de alimentação (e não apenas as referentes à rede BT). A energia total não distribuída (END) será, nestas circunstâncias, dada por:

$$END = \sum_c \left(\sum_{i \in f} \lambda_i r_i + U_{up} \right) \times L_C \quad (7.10)$$

Admitindo que a taxa de avarias por unidade de comprimento dos ramos BT e o respectivo tempo de reparação não variam de acordo com o troço, as expressões (7.7) a (7.10) podem ser reescritas na forma:

$$\lambda_C = l_{BT} \lambda_{BT} + \lambda_{up} \quad (7.11)$$

$$U_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up} \quad (7.12)$$

$$NDE_C = (l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up}) \times L_C \quad (7.13)$$

$$END = \sum_c (l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up}) \times L_C \quad (7.14)$$

sendo: l_{BT} o comprimento, em km, do ramo f ao qual se liga o consumidor C ; λ_{BT} a taxa de avarias por unidade de comprimento para o ramo f (av/km.ano); e r_{BT} o tempo médio de reparação de uma avaria num ramo BT.

A transformação da rede BT da figura 7.1 em microrede (figura 7.2) permite melhorar os índices de fiabilidade dos consumidores. Estes melhoramentos resultam, como foi anteriormente referido, da capacidade destas estruturas para, após uma falha na rede a montante, operarem em modo isolado. Admitindo que a operação de isolamento da microrede é sempre bem sucedida e que esta tem sempre capacidade para alimentar toda a carga no seu interior, as expressões (7.11) a (7.13) assumem a forma:

$$\lambda_C = l_{BT} \lambda_{BT} \quad (7.15)$$

$$U_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} \quad (7.16)$$

$$NDE_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} L_C \quad (7.17)$$

O isolamento de uma microrede relativamente à rede de distribuição pode ocorrer em duas situações diferentes: i) isolamento programado, resultando, por exemplo, de uma interrupção planeada da alimentação à rede MT, com a qual se liga a microrede; ii) isolamento forçado, resultante, por exemplo, de um defeito inesperado na rede MT, ou de uma interrupção não prevista da alimentação a esta rede (devido a defeitos nas redes a montante).

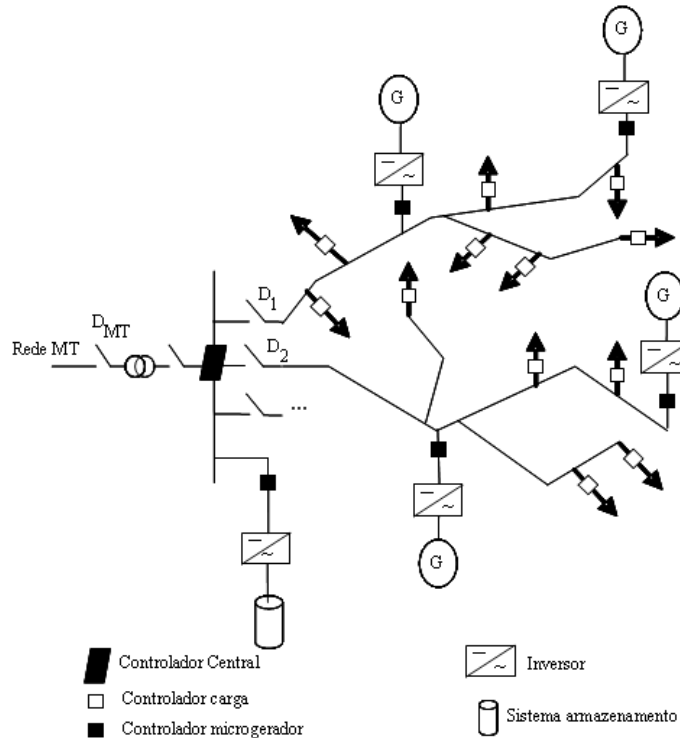


Figura 7.2 – Rede BT transformada para operar como microrede

Naturalmente que, do ponto de vista do sucesso da operação de isolamento, a situação mais desfavorável corresponde à ocorrência de um isolamento não planeado, devido a um defeito na rede MT a montante da microrede. Neste caso, a rede de distribuição tende a apresentar uma corrente elevada em direcção ao ponto do defeito. Contudo, a contribuição de uma microrede para esta corrente tenderá a ser reduzida, devido, por um lado, à acção da unidade de controlo central da microrede e, por outro, às características dos inversores que limitam a respectiva corrente injectada. Consequentemente, a tensão e a frequência na microrede tendem a manter-se dentro de gamas aceitáveis, o que contribui para uma elevada probabilidade de sucesso no processo de isolamento. A rápida eliminação do defeito na rede MT e a forma de gestão das microredes, nomeadamente no que se refere aos sistemas de armazenamento de energia e ao deslastre de cargas (em especial motores), são também importantes para o sucesso da operação de isolamento [238-239]. Após o isolamento da microrede, esta alimenta os consumidores internos pelo menos durante o período necessário para a supressão do defeito e o restabelecimento das condições normais de operação da rede de distribuição (altura em que a microrede retoma a ligação à rede MT).

Apesar do processo de isolamento da microrede apresentar uma elevada probabilidade de sucesso [238-239], pode, por vezes, falhar. Adicionalmente, situações de defeito em ramos BT dentro da microrede podem implicar o completo “shut down” desta (dependendo de factores como, por exemplo, o esquema de protecção implementado e o tipo de inversores existentes). Estes aspectos podem ser incluídos no processo de cálculo dos índices de fiabilidade através da utilização das probabilidades de falha no processo de isolamento (P_M), e de “shut down” completo após um defeito interno (P_L). Tendo em consideração estas probabilidades, os índices de fiabilidade anteriores transformam-se em:

$$\lambda_C = l_{BT} \lambda_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M \quad (7.18)$$

$$U_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L T_a + \lambda_{up} P_M T_a \quad (7.19)$$

$$NDE_C = \left(l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L T_a + \lambda_{up} P_M T_a \right) L_C \quad (7.20)$$

sendo: γ o conjunto de ramos BT da microrede, excluindo o ramo f ; e T_a o tempo médio necessário para restabelecer a operação da microrede após um “shut down” completo.

A probabilidade P_M é, como foi anteriormente referido, influenciada pelas características da microrede, nomeadamente no que se refere aos respectivos controladores, ao sistema de armazenamento de energia e ao mecanismo de deslastre de carga que eventualmente seja utilizado. A carga e produção internas da microrede, no momento em que esta tem de efectuar a operação de isolamento, são também determinantes. A definição desta probabilidade envolve, portanto, estudos de segurança dinâmica [18][39][278], que estão fora do âmbito deste trabalho. Uma possível abordagem para o estabelecimento de P_M consiste na utilização de processos de simulação, nos quais a carga e a produção são amostrados com base num gerador de números aleatórios. A estatística de sucesso ou insucesso do isolamento da microrede poderá então ser utilizada para se avaliar o valor de P_M .

O período T_a está directamente relacionado com o tempo necessário à sincronização e alteração do modo de operação dos inversores que permitem a ligação das unidades de microgeração [25][69].

As expressões (7.18) e (7.19) mostram que o número de interrupções e a indisponibilidade média para os consumidores podem, em teoria, aumentar devido à constituição da microrede. Contudo, o número de interrupções e a indisponibilidade totais a que os consumidores estarão expostos tende a diminuir, por força da redução da frequência e duração das interrupções com origem a montante da microrede. Note-se que estas expressões foram desenvolvidas no pressuposto de que a microrede, quando em funcionamento isolado, tem capacidade para alimentar a totalidade da respectiva carga interna. Se este pressuposto não se verificar, as microredes poderão deslastrar parte da carga ou accionar geradores (micro-CHP) que, no momento, estejam desligados. Nestas condições, os índices de fiabilidade aplicáveis às cargas deslastradas serão obtidos pelas expressões (7.18) a (7.20), substituindo em (7.18) o termo $\lambda_{up}P_M$ por λ_{up} e, nas expressões (7.19) e (7.20) o termo $\lambda_{up}P_M T_a$ por U_{up} .

A carga a deslastrar, durante o período de funcionamento da microrede em modo de emergência, depende da relação entre a carga e a produção internas (RCP) a qual pode ser obtida por:

$$RCP = \frac{\sum_{i=1}^G P_i}{\sum_{i=1}^C L_i} \quad (7.21)$$

sendo: G o número de sistemas de microgeração, P_i a produção do gerador i e L_i a carga do consumidor i .

Um valor de RCP inferior à unidade significa que a microrede não tem capacidade de produção interna para alimentar a totalidade da carga dos consumidores que a integram. Neste caso, a carga a ser deslastrada (CD) vale:

$$CD = (1 - RCP) \times \sum_{i=1}^C L_i \quad (7.22)$$

A reduzida inércia dos sistemas de microgeração impõe que as microredes possuam sistemas de armazenamento de energia aptos a injectar potência na microrede de forma temporária e rápida. Estes sistemas são indispensáveis para garantir o controlo de frequência e tensão durante o funcionamento isolado das microredes [30][38]. Para se evitar a necessidade de grande capacidade de armazenamento e aumentar a fiabilidade de operação em regime isolado das microredes, poderá ser necessário criar alguma capacidade de reserva. Neste caso, a carga que eventualmente terá de ser deslastrada é superior à definida pela expressão (7.22). Admitindo que α é o coeficiente de segurança que define a amplitude da reserva em percentagem da carga não deslastrada, teremos que:

$$CD = \left(1 - \frac{RCP}{1 + \alpha}\right) \times \sum_{i=1}^C L_i \quad (7.23)$$

O valor de α depende das características de cada microrrede, nomeadamente no que se refere ao tipo de microgeradores e consumidores que a integram, à disponibilidade de energia primária e à capacidade dos sistemas de armazenamento.

7.2.3 Impacto na fiabilidade de consumidores fora das microrredes

Os índices de fiabilidade de consumidores não integrados em microrredes podem também ser melhorados, devido à constituição destas estruturas no seio dos sistemas de distribuição. Estes melhoramentos resultam da potencial contribuição das microrredes para a execução de reconfigurações da rede de MT que, de outra forma, seriam impossíveis [25][69]. Por exemplo, tomando como referência a rede MT da figura 7.3, um defeito no ramo 14 fará actuar a protecção F2 e, consequentemente, retirar a alimentação ao ramo 12-22. Deste modo, a alimentação das cargas LP 8 a LP 13 será interrompida. Os consumidores alimentados por estes pontos de carga ficarão sem alimentação, com excepção dos consumidores alimentados pelo ponto LP 11 (ou parte destes). Realmente, após o defeito, a microrrede localizada em LP 11 tenderá a passar ao regime de funcionamento isolado. Caso o processo de isolamento da microrrede falhe, as cargas internas serão também interrompidas. Contudo, se o tempo de restauro da microrrede for inferior ao tempo de reparação ou de isolamento do defeito, a duração da interrupção será reduzida.

Após o defeito no ramo 14, o procedimento do operador da rede será:

- i) Abrir S5 e S6 para isolar o defeito;
- ii) Fechar S4 para alimentar as cargas LP 10 a LP 13 pelo ramo de MT alternativo;
- iii) Fechar F2 para restabelecer a alimentação normal à carga LP 8.

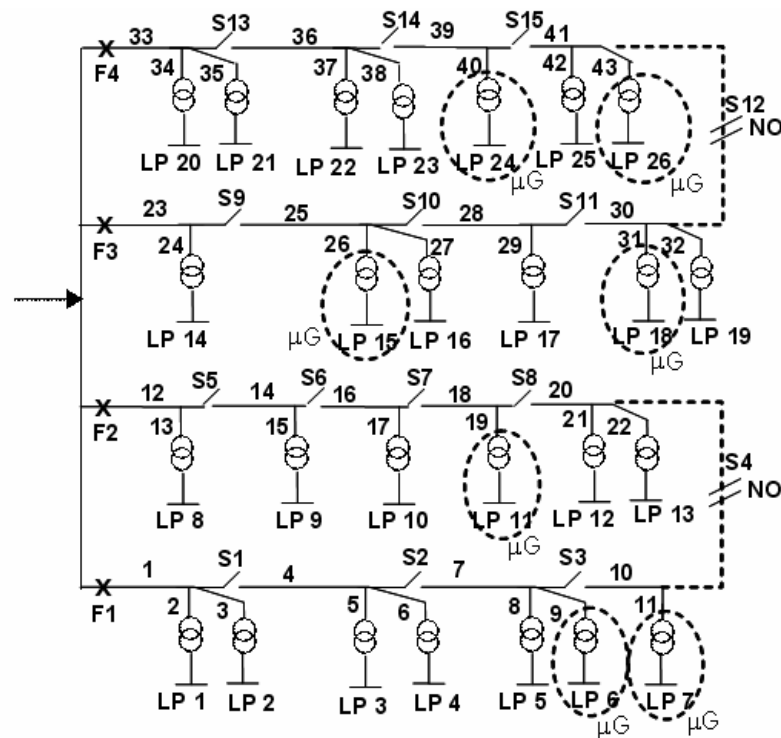


Figura 7.3 – Rede MT com microrredes

Se o ramo de média tensão alternativo tiver capacidade para suportar o acréscimo de carga resultante da acção de reconfiguração, todas as cargas serão alimentadas com excepção das localizadas em LP 9. Isto significa que o tempo de interrupção dos pontos LP 10 a LP 13 passa a ser igual ao tempo de isolamento do defeito e reconfiguração da rede, em vez do tempo necessário para reparar o defeito.

Contudo, a reconfiguração pode apenas ser parcialmente possível (ou mesmo impossível) devido a restrições técnicas, nomeadamente relacionadas com os perfis de tensão ou os limites térmicos dos recursos de rede. Nestes casos, as microrredes do ramo com defeito poderão auxiliar no processo de reconfiguração da rede. Para o efeito, poderão alimentar os seus consumidores internos e, se tiverem capacidade para tanto, alguns externos. Este procedimento permite reduzir o acréscimo nos trânsitos de potência que terão de fluir no ramo alternativo e, em consequência, poderá ser possível a extensão da reconfiguração de rede.

A capacidade das microrredes para auxiliarem no processo de reconfiguração das redes depende, por um lado, do seu *RCP* (e da capacidade para o alterarem) e, por outro, da sua localização relativamente ao local do defeito. Com respeito à localização, existem circunstâncias nas quais as microrredes, independentemente da sua capacidade para alterarem o respectivo *RCP*, não podem auxiliar na reconfiguração. Efectivamente, após um defeito num ramo da rede MT, cada microrede ligada a esse ramo tentará passar ao regime de funcionamento em modo isolado. O operador da rede tentará isolar a secção com defeito e restabelecer o serviço nas partes da rede não afectadas (reconfigurando a rede caso tal seja necessário e possível). Uma vez o defeito isolado, cada microrede do ramo com defeito poderá permanecer numa de três situações:

- i) Na parte do ramo que retomará a alimentação normal
- ii) Na parte do ramo que, utilizando os recursos de rede, não permite o isolamento da microrede relativamente ao defeito
- iii) Na parte do ramo que será alimentado por um ramo alternativo da rede MT.

Apenas as microrredes na terceira situação podem auxiliar o operador da rede a evitar potenciais situações de violação de limites de tensão ou térmicos no ramo alternativo. Em consequência, apenas as microrredes nesta situação poderão auxiliar no processo de reconfiguração das redes MT.

No que concerne ao valor do *RCP*, a contribuição de uma microrede para a reconfiguração da rede MT tende a ser mais significativa para maiores valores deste parâmetro. Consequentemente, as microrredes que têm capacidade para aumentar o seu *RCP* (aumentando a produção interna e/ou reduzindo a carga) são mais capazes de auxiliar no processo de reconfiguração.

Note-se que as microrredes que pertencem a um ramo alternativo podem também ter um papel importante no processo de reconfiguração das redes. Uma vez mais, o *RCP* é determinante, já que maiores valores deste parâmetro permitem libertar mais capacidade nos ramos alternativos para apoiar as acções de reconfiguração de rede.

É importante frisar que os melhoramentos que resultam da reconfiguração das redes de MT apenas se verificam na duração das interrupções, a qual pode ser reduzida do tempo de

reparação do defeito para o tempo de reconfiguração da rede. O número de interrupções dos pontos de carga MT não será reduzido e pode ser obtido por:

$$\lambda_{MT} = \sum_{j \in \Phi} \lambda_j \quad (7.24)$$

sendo: Φ o conjunto de secções que pertencem ao ramo MT ao qual o ponto de carga está ligado e λ_j a taxa de avarias da secção j do ramo.

A indisponibilidade pode ser obtida por:

$$U_{MT} = \sum_{j \in \Theta} \lambda_j t_{repar} + \sum_{j \in \Omega} \lambda_j t_{isol.} + \sum_{j \in \Lambda} \lambda_j t_{reconfig.} \quad (7.25)$$

sendo: Θ o conjunto de secções que têm de ser reparadas, após terem sofrido um defeito, antes que a alimentação ao ponto de carga MT possa ser restabelecida; Ω é o conjunto de secções que, após sofrerem um defeito, permitem o restabelecimento da alimentação após isolamento deste; Λ é o conjunto de secções do ramo que permitem o restabelecimento da alimentação aos pontos de carga após o isolamento do defeito e reconfiguração da rede; t_{repar} , t_{isol} e $t_{reconfig}$ são, respectivamente, os tempos de reparação, isolamento e reconfiguração.

As microrredes podem permitir a transferência de algumas secções dos ramos MT pertencentes ao conjunto Θ para o conjunto Λ . Isto acontece quando um defeito numa secção do ramo MT não permite a alimentação de uma carga MT específica pelo modo normal (após isolamento do defeito). Neste caso, o operador da rede tentará alimentar a carga utilizando um ramo alternativo. Se não existirem restrições técnicas, a secção pertence ao conjunto Λ . Contudo, a secção pertencerá ao conjunto Θ se as restrições técnicas não permitirem a reconfiguração da rede. A acção das microrredes poderá permitir a transferência desta secção do conjunto Θ para o conjunto Λ .

Como foi demonstrado em [25] e em [69], a influência das microrredes na fiabilidade das cargas MT depende das restrições técnicas, nomeadamente no que se refere aos perfis de tensão e aos limites térmicos dos ramos MT. Se a rede MT estiver relativamente “folgada” (de modo a que as reconfigurações sejam sempre possíveis), os melhoramentos na fiabilidade devido à acção das microrredes apenas ocorrem para os consumidores dentro destas.

7.3 Benefícios resultantes do aumento da fiabilidade

Como foi demonstrado nos pontos anteriores, o estabelecimento de microrredes pode melhorar os índices de fiabilidade de alguns consumidores (dentro e fora das microrredes) e, consequentemente, os índices de fiabilidade globais do sistema de distribuição. Estes melhoramentos podem traduzir-se em benefícios económicos para diferentes agentes dos sistemas eléctricos, nomeadamente para os microgeradores, para os consumidores e para os operadores das redes eléctricas.

7.3.1 Benefícios para os microgeradores

O facto das microrredes poderem permanecer em funcionamento após interrupção da rede a montante, permite que os microgeradores continuem a produzir e vender a sua energia. Em consequência, os microgeradores obtêm uma receita adicional que, de outra forma, seria perdida. Admitindo que toda a energia microgerada é consumida pelas cargas da microrrede, teremos que a produção anual recuperada (PAR) para um microgerador G ligado ao ramo f da microrrede, por unidade de potência instalada, (kWh/kW.ano) é dada por:

$$PAR_G = \left[\lambda_{up}^{\mu R} (r_{up}^{\mu R} - P_M T_a) - \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT,i} P_L T_a \right] \times FU_G \quad (7.26)$$

$$PAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times FU_G$$

onde: $\lambda_{up}^{\mu R}$ e $r_{up}^{\mu R}$ representam, respectivamente, a frequência e a duração média das interrupções da rede a montante da localização em que se pretende estabelecer a microrrede; FU_G é o factor de utilização médio da tecnologia de microgeração G ; e $\mathcal{G}_{\mu R} = \left[\lambda_{up}^{\mu R} (r_{up}^{\mu R} - P_M T_a) - \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT,i} P_L T_a \right]$ representa a variação na duração média das interrupções de alimentação ao ramo f da rede BT, com o qual se liga o microgerador G , originada pelo estabelecimento da microrrede.

O valor económico associado à PAR , expresso em €/kW.ano, pode ser calculado por:

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times FU_G \times p_G \quad (7.27)$$

sendo: p_G o valor pago pela energia microgerada, expresso em €/kWh.

Em sistemas eléctricos muito fiáveis (como os que existem na generalidade dos países desenvolvidos), o valor económico destes benefícios tende a ser reduzido. O potencial desenvolvimento de tarifas especiais, destinadas a encorajar os microgeradores (os controláveis) a aumentarem a sua produção quando a microrrede funciona em modo isolado pode, contudo, alterar esta situação [2]. Neste caso, o benefício para estes microgeradores tenderá a tornar-se mais significativo, podendo ser determinado por:

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times FU_G \cdot (p_{G^*} - \Delta C_G) \quad (7.28)$$

sendo: p_{G^*} o preço especial pago pela energia microgerada quando a microrrede funciona em modo isolado e ΔC_G o sobre custo incorrido pelo microgerador para aumentar a sua produção (eventualmente desperdiçando a energia térmica), expresso em €/kWh.

Note-se que o valor económico da produção anual recuperada determinado pelas expressões (7.27) e (7.28) supõe que o preço pago pela energia microgerada é constante ao longo do tempo. Todavia, essas expressões podem ser reescritas de forma a permitir contabilizar potenciais variações anuais e diárias no preço da energia. Neste caso, as expressões (7.27) e (7.28) transformam-se, respectivamente em:

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times \sum_p \sum_h \frac{FU_G^{p,h} T^{p,h} p_G^{p,h}}{8760} \quad (7.29)$$

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times \sum_p \sum_h \frac{FU_G^{p,h} T^{p,h} (p_{G*}^{p,h} - \Delta C_G)}{8760} \quad (7.30)$$

onde: $FU_G^{p,h}$ é o factor de utilização da tecnologia de microgeração G no período anual p e diário h ; $T^{p,h}$ representa a duração, em horas, do período anual p e diário h ; $p_G^{p,h}$ e $p_{G*}^{p,h}$ representam o valor pago pela energia microgerada no período anual p e diário h .

O valor do coeficiente $\mathcal{G}_{\mu R}$ presente nas expressões (7.26) a (7.30) varia em função das características da microrede, nomeadamente no que se refere aos valores de P_M , P_L , T_a e à respectiva constituição em termos do número, comprimento e taxas de avarias dos ramos BT que a integram. Adicionalmente, o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ é também influenciado pelos índices de fiabilidade da rede MT (λ_{up} e r_{up}) no ponto em que a microrede se liga. Consequentemente, o parâmetro $\mathcal{G}_{\mu R}$ tende a ser específico para cada microrede que se pretenda estabelecer.

Todavia, para efeitos de regulação, podem ser definidos valores típicos para os parâmetros referidos. Por exemplo, os valores P_M , P_L e T_a podem ser fixados pelo regulador tendo em consideração estudos que permitam determinar valores razoáveis para estes parâmetros.

A figura 7.4 mostra a variação do valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função dos parâmetros T_a e P_M quando se admite $P_L = 0$. Note-se que o parâmetro T_a é apresentado em percentagem do tempo médio de reposição da rede a montante da localização da microrede (neste caso admitiu-se $r_{up} = 20$ h) e que $\mathcal{G}_0$ representa o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ quando $P_M = 0$. Esta figura permite concluir que a variação do parâmetro $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M e de T_a tende a ser reduzida. Adicionalmente, pode concluir-se que para valores $T_a \ll r_{up}$ a influência de P_M sobre o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ é diminuta. Note-se que o número de interrupções do sistema a montante da microrede não influencia o valor da variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M e de T_a .

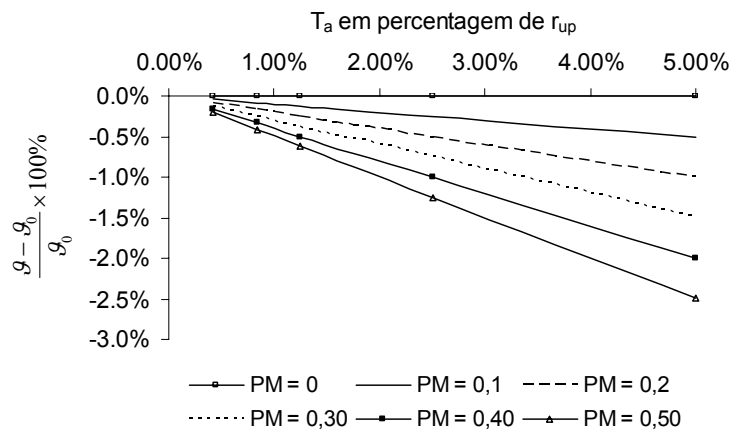


Figura 7.4 – Variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M e T_a (para $P_L = 0$)

A figura 7.5 mostra a variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M , P_L e T_a , sendo que, neste caso, $\mathcal{G}_0$ representa o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ quando $P_L = 0$. Admitiu-se um total de 10 avarias por ano nos ramos BT que não o ramo f , ao qual se liga o microgerador cujo valor da produção anual recuperada se pretende avaliar. Esta figura permite, por um lado, reforçar a conclusão de que a influência de P_M no parâmetro $\mathcal{G}_{\mu R}$ é limitada e, por outro, perceber que a influência de P_L em $\mathcal{G}_{\mu R}$ é significativamente superior à verificada para P_M . Note-se que a influência de P_L sobre o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ é tanto mais significativa quanto maior for o valor de T_a . Consequentemente, se o valor de T_a que caracteriza as microrredes for relativamente reduzido, os erros resultantes do estabelecimento, para efeitos de regulação, de um valor típico de P_L tendem também a ser reduzidos. Adicionalmente, a influência exercida por P_L tende a ser tanto menos importante quando maior for a diferença entre T_a e U_{up} , tal como se pode constatar da figura 7.6 ($\mathcal{G}_0$ representa o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ quando $P_L = 0$).

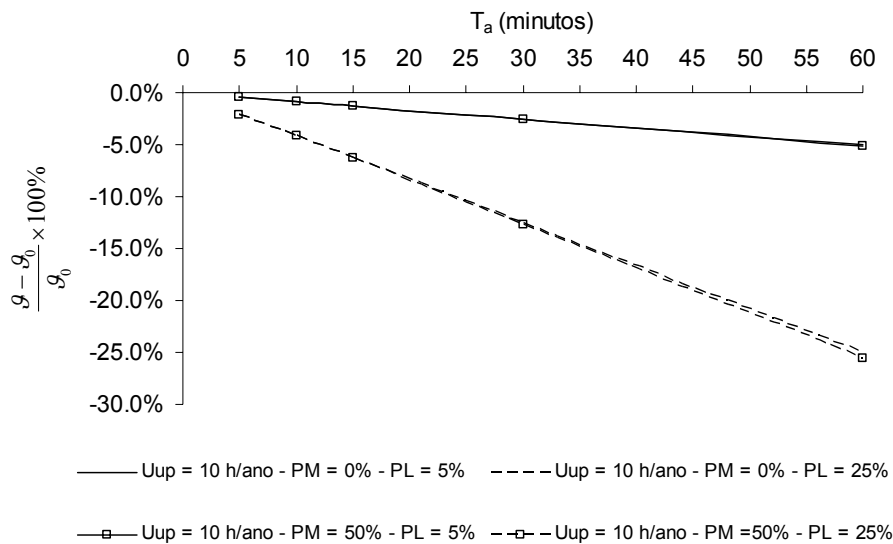


Figura 7.5 – Variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M , P_L e T_a

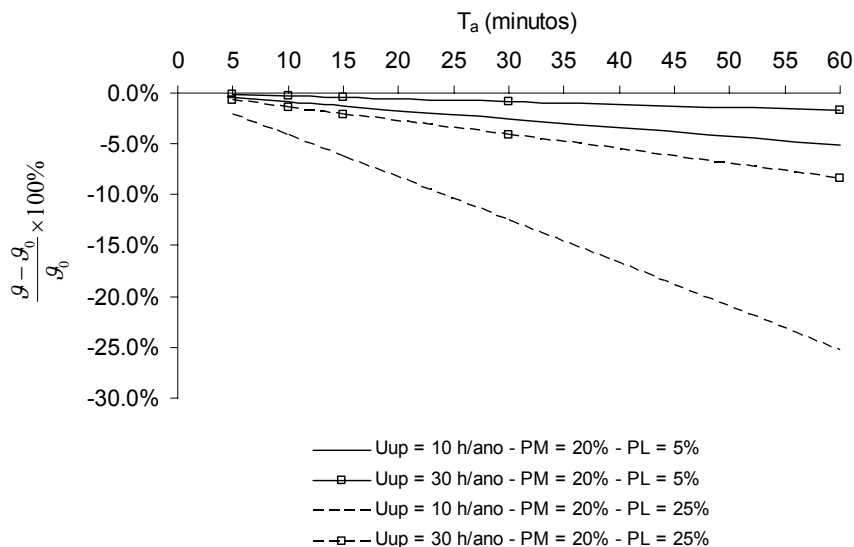


Figura 7.6 – Influência de U_{MT} na variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$

Naturalmente, a variação do valor $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_L é também influenciada pela fiabilidade das redes BT. A figura 7.7 mostra esta influência para uma situação em que se admitiu $U_{up} = 20$ h e $P_M = 20\%$. A principal conclusão a retirar é que a influência do parâmetro P_L sobre o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ tende a ser tanto mais significativa quanto menor for a fiabilidade da rede BT em que se pretende instalar a microrede. Todavia, para valores T_a reduzidos, esta influência tende a ser limitada.

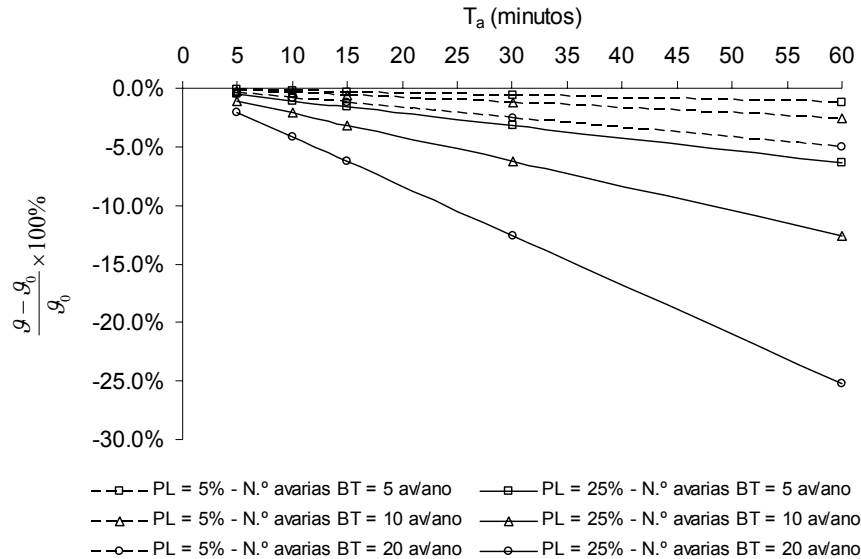


Figura 7.7 – Influência do número de avarias nos ramos BT na variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$

A discussão anterior permite concluir que a definição de valores típicos para os parâmetros que influenciam o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ pode ser efectuada com “riscos controlados”, particularmente se for previsível que o tempo de restauro das microredes, após um “shut-down” completo, é pequeno (por exemplo, inferior a 15 minutos).

Os valores $\lambda_{up}^{\mu R}$ e $r_{up}^{\mu R}$, os quais também influenciam o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$, podem ser definidos como os valores médios obtidos com recurso a redes de distribuição MT típicas (urbanas, rurais, suburbanas). A definição de redes típicas pode também ser utilizada para o caso das redes BT, de forma a contabilizar o efeito da fiabilidade destas redes sobre o parâmetro $\mathcal{G}_{\mu R}$.

7.3.2 Benefícios para os consumidores integrados em microredes

7.3.2.1 Custo das interrupções para os consumidores

A interrupção da alimentação aos consumidores de electricidade produz custos económicos relacionados com as perdas de produção e de horas de trabalho, as avarias em equipamentos, as perdas de receitas (por exemplo em lojas comerciais), etc. Outros custos mais subjectivos tendem também a ocorrer, nomeadamente relacionados com factores como a inconveniência e a irritabilidade provocada pelas interrupções de alimentação.

Como foi reconhecido anteriormente, a constituição de uma microrede permite diminuir a frequência e a duração das interrupções de alimentação aos consumidores (ou a parte destes)

que a integram. Consequentemente, esses consumidores obtêm um benefício económico, que é função, por um lado, dos ganhos de fiabilidade que obtêm e, por outro, do custo em que incorrem em consequência das interrupções de alimentação.

O custo das interrupções pode ser determinado utilizando dois tipos de abordagens [280-281][292-296]: i) estimativa directa dos efeitos das interrupções nas actividades produtivas e nos comportamentos dos consumidores; ii) estimativa do valor que os consumidores estão dispostos a pagar para aumentarem a fiabilidade (“willingness to pay” - *WTP*) ou a receber (compensação) para que esta seja diminuída (“willingness to accept” - *WTA*).

A estimativa directa dos custos das interrupções pode, por sua vez, ser efectuada de duas formas: i) estimativa utilizando informação detalhada sobre a actividade económica dos consumidores e sobre os efeitos das interrupções de alimentação; ii) estimativa baseada em questionários efectuados aos consumidores, solicitando-lhes que indiquem os custos que interrupções com determinadas características representam.

Os conceitos *WTP* e *WTA* estão relacionados e, de acordo com a teoria económica, estes valores devem ser iguais [292][295], embora em [297] seja mostrado que o comportamento dos consumidores tende a fazer com que o valor *WTP* seja superior ao valor *WTA*. O valor *WTP* é obtido perguntando aos consumidores qual o valor que estariam dispostos a pagar de forma a evitar uma interrupção (com determinadas características). Naturalmente, o valor *WTA* é obtido questionando os consumidores sobre qual a compensação que aceitariam para sofrerem uma interrupção adicional.

As diferentes abordagens para avaliação dos custos originados por interrupções tendem a fornecer diferentes valores para estes custos. A determinação de qual a melhor abordagem não integra os objectivos desta dissertação, tendo-se adoptado aquela baseada na estimativa directa dos efeitos das interrupções nas actividades produtivas, a qual é seguida por diversos autores [158][280-281][298]. Naturalmente, a discussão que se segue pode, com relativa facilidade, ser adaptada a outras formas de quantificação dos custos das interrupções (por exemplo, um custo por kWh não fornecido).

Consequentemente, o custo económico resultante da interrupção da alimentação a uma determinada área de rede (por exemplo uma rede BT candidata a ser convertida em microrede) pode ser avaliado utilizando a função *CCDF* (“Composite Customer Damage Function”) [240-249]. Esta função representa o valor normalizado dos custos das interrupções, em função da respectiva duração, para um determinado conjunto de consumidores e pode ser obtida através da média pesada das funções *SCDF* (“Sector Customer Damage Function”). Estas funções (*SCDF*) reflectem o valor médio dos custos das interrupções, em função da respectiva duração, para cada sector específico de consumidores presente na área de rede para a qual se pretende obter a *CCDF*. Assim, a função *CCDF* para uma determinada rede BT pode ser obtida por [280-281]:

$$CCDF(d) = \sum_s \frac{SCDF_s(d)}{FC_s \times 8760} \times \frac{W_s}{\sum_s W_s} \quad (\text{€/kWh}) \quad (7.31)$$

onde: FC_s é o factor de carga do sector S ; $SCDF_s(d)$ representa o custo de uma interrupção com duração d para os consumidores do sector S , expresso em (€/kW); e W_s é o valor da energia anual consumida pelo sector S .

As funções $SCDF_S(d)$ podem, como foi anteriormente referido, ser obtidas recorrendo a inquéritos efectuados aos consumidores, questionando-os sobre os custos que estimam ter em consequência de interrupções de alimentação com diferentes durações. Os valores obtidos são, em seguida, normalizados utilizando o consumo anual de energia ou a potência de ponta dos consumidores. Uma vez normalizados os custos, as funções $SCDF$ são obtidas por:

$$SCDF_S(d) = \frac{\sum_{C \in S} \frac{CIC_C(d)}{P_C}}{N_S} \quad (\text{€} / kW) \quad (7.32)$$

onde: $CIC_C(d)$ representa o custo de uma interrupção de duração d para o consumidor C ; S representa o sector (comercial, industrial, residencial, etc.); P_C representa a potência de ponta do consumidor C ; e N_S representa o número de consumidores do sector S .

A figura 7.8 mostra, a título exemplificativo, as funções $SCDF$ para consumidores domésticos e comerciais do Reino Unido, apresentadas em [158] e [298].

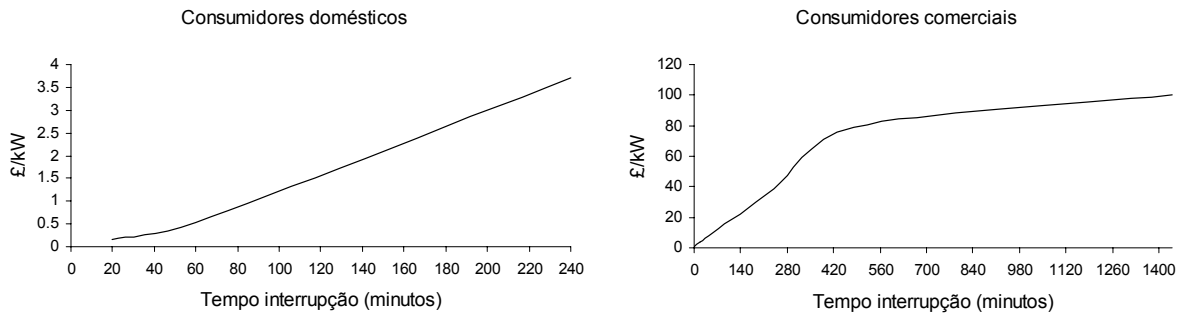


Figura 7.8 – Exemplos de funções $SCDF$

Note-se que a expressão (7.32) permite obter funções $SCDF$ que expressam o custo das interrupções em função da ponta de potência dos consumidores. Contudo, estas funções podem ser definidas para que os custos sejam expressos em função do consumo anual de energia, ou seja:

$$SCDF_S(d) = \frac{\sum_{C \in S} \frac{CIC_C(d)}{W_C}}{N_S} \quad (\text{€} / kWh) \quad (7.33)$$

onde: W_C representa o consumo anual de energia do consumidor C .

Um aspecto importante relacionado com a utilização das funções $CCDF$ e $SCDF$ é que estas funções representam o custo por interrupção (não o custo por unidade de energia não fornecida, quando fornecem valores em €/kWh, ou por unidade de potência interrompida, quando fornecem valores em €/kW). Por exemplo, admitindo que $SCDF_S(1 h) = 0,1 \text{ €/kWh}$, uma interrupção de alimentação com a duração de 1 hora e um valor de energia não fornecida aos consumidores do sector S igual a $E \text{ kWh}$ não representa um custo de $0,1E \text{ €}$. Efectivamente, se o consumo anual de energia do sector S for de $E_T \text{ kWh}$, o custo da interrupção será, na realidade, igual a $0,1E_T \text{ €}$.

7.3.2.2 Benefício da “não-interrupção”

O custo das interrupções de alimentação para o conjunto dos consumidores de uma rede BT, CI_{RBT} , pode ser estimado por:

$$CI_{RBT} = \lambda \cdot CCDF(r) \cdot W_{RBT} \quad (7.34)$$

sendo: λ a frequência de interrupções da alimentação aos consumidores; r a duração média das interrupções (h); $CCDF(r)$ o custo, para o conjunto de consumidores que integram a rede BT, da interrupção de duração r (€/kWh); e W_{RBT} a energia anual consumida na rede BT (kWh).

Se a rede BT for convertida numa microrede, a frequência e a duração das interrupções da alimentação aos consumidores (ou a parte destes) tendem a diminuir. Consequentemente, o custo económico associado às interrupções também diminuirá devido, por um lado, ao menor número de interrupções e, por outro, ao menor custo económico que, geralmente, as interrupções mais curtas representam.

Admitindo que a microrede tem capacidade para, quando opera em modo isolado, alimentar $\Gamma_{\mu R}$ % da carga dos consumidores que a integram, o benefício relacionado com a não interrupção da alimentação aos consumidores (VI_{ev}) pode ser obtido por:

$$VI_{ev} = \Gamma_{\mu R} \cdot W_{RBT} \cdot (\lambda \cdot CCDF(r) - \lambda' \cdot CCDF(r')) \quad (7.35)$$

onde: λ' e r' são, respectivamente, a frequência das interrupções e a respectiva duração para os consumidores alimentados pela microrede durante o funcionamento em modo isolado; e $CCDF(r')$ é o custo da interrupção de duração r' .

Os valores λ , r , λ' e r' , são obtidos, de acordo com o exposto na secção 7.2.2 por:

$$\begin{aligned} \lambda &= l_{BT} \lambda_{BT} + \lambda_{up} \\ r &= \frac{l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up}}{l_{BT} \lambda_{BT} + \lambda_{up}} \\ \lambda' &= l_{BT} \lambda_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M \\ r' &= \frac{l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + T_a \left(\sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M \right)}{l_{BT} \lambda_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M} \end{aligned} \quad (7.36)$$

O valor de Γ para uma determinada microrede pode ser obtido por:

$$\Gamma = \frac{\sum_G FU_G \cdot P_G}{\sum_S FC_S \cdot P_S} \quad (7.37)$$

onde: P_G representa a potência total da tecnologia de microgeração G instalada na microrrede; FC_S representa o factor de carga dos consumidores do sector S ; e P_S é o valor da potência de ponta instalada (contratada) pelos consumidores do sector S .

O valor Γ da expressão (7.37) coincide com o parâmetro RCP definido pela expressão (7.21) e não tem em consideração o coeficiente de segurança α que define a amplitude da reserva discutida na secção 7.2.2. A inclusão do coeficiente de segurança α é conseguida fazendo:

$$\Gamma = \frac{RCP}{(1+\alpha)} = \frac{1}{(1+\alpha)} \frac{\sum_G FU_G \cdot P_G}{\sum_S FC_S \cdot P_S} \quad (7.38)$$

A consideração da função $CCDF$ para avaliar o benefício associado ao melhoramento dos índices de fiabilidade (para os consumidores internos a uma microrrede), embora de aplicação simples, tende a subestimar o real valor do benefício. Efectivamente as microredes têm a capacidade para, em períodos de escassez de energia (funcionamento em modo isolado), interromper primeiro a alimentação às cargas que apresentam menores custos em resultado das interrupções. Por outras palavras, as microredes têm a capacidade para minimizarem o valor económico das interrupções. Por outro lado, a produção das tecnologias de microgeração e a carga dos consumidores apresentam variações diárias e sazonais que influenciam o valor de Γ . A inclusão destes aspectos na determinação do valor VI_{ev} pode ser conseguida reescrevendo a expressão (7.35) na forma:

$$VI_{ev} = \sum_p \sum_h \sum_S \Gamma_S^{p,h} \cdot \frac{T^{p,h}}{8760} \cdot W_S \cdot (\lambda \cdot SCDF_S(r) - \lambda' \cdot SCDF_S(r')) \quad (7.39)$$

Os valores $\Gamma_S^{p,h}$ são obtidos por:

$$\Gamma_S^{p,h} = \begin{cases} 1 & \text{se } FC_S^{p,h} P_S + \sum_{i \in \Omega} FC_i^{p,h} P_i \leq \Gamma \times \sum_S FC_S^{p,h} P_S \\ \frac{\Gamma \times \sum_S FC_S^{p,h} P_S - \sum_{i \in \Omega} FC_i^{p,h} P_i}{FC_S^{p,h} P_S} & \text{se } FC_S^{p,h} P_S + \sum_{i \in \Omega} FC_i^{p,h} P_i > \Gamma \times \sum_S FC_S^{p,h} P_S \end{cases} \quad (7.40)$$

onde: Ω representa o conjunto de sectores de consumidores mais prioritários, em termos de abastecimento de energia em períodos de escassez, que o sector S .

As expressões anteriores mostram que o valor VI_{ev} tende a ser específico para cada microrrede, uma vez que este valor é condicionado por parâmetros característicos das microredes, nomeadamente a sua constituição e respectiva localização nas redes MT. Note-se que a constituição envolve aspectos como: i) o número e características (taxa de avarias, comprimento) dos ramos BT que constituem a microrrede; ii) os valores dos parâmetros P_M , P_L e T_a ; iii) o número e tipo de consumidores, bem como as respectivas características em termos de consumos eléctricos (incluindo o comportamento do factor de carga); iv) o número e tipo de microgeradores, bem como as respectivas características em termos de produção de energia (incluindo o comportamento do factor de utilização). Contudo, tal como foi referido no caso da avaliação dos benefícios para os microgeradores relacionados com a energia anual recuperada, podem ser definidos parâmetros típicos de forma a permitir a definição de

mecanismos de regulação. Note-se que as considerações então efectuadas, relativamente à definição de valores típicos para os parâmetros P_M , P_L e T_a , bem como para λ e r , permanecem aplicáveis.

A avaliação do benefício VI_{ev} , envolve a definição das funções $SCDF_S$ e $CCDF$, a qual não integra os objectivos deste trabalho. Contudo, é importante realçar que as $SCDF_S$ são independentes da área de rede em estudo (rede BT), enquanto as $CCDF$ dependem do conjunto de consumidores que integram essa área. Por outras palavras, a $CCDF$ aplicável a cada rede BT (candidata a ser convertida em microrrede) depende do conjunto de consumidores que a integram (tal como se constata na expressão (7.31)). Também neste caso se podem definir redes BT típicas, em termos dos sectores de consumidores que as integram e do consumo relativo destes, de forma a estabelecer uma função $CCDF$ típica para efeitos de regulação. Naturalmente, a estimação do benefício VI_{ev} , utilizando a expressão (7.39) dispensa esta definição.

Independentemente da utilização das funções $SCDF_S$ ou $CCDF$, o valor do benefício VI_{ev} é sempre uma aproximação ao valor real, uma vez que a quantificação do custo de cada interrupção é efectuado utilizando o tempo médio para o seu restabelecimento. Por outras palavras, as funções $SCDF_S$ e $CCDF$ expressam os custos das interrupções em função (frequentemente não linear) da respectiva duração. Consequentemente, a utilização da duração média das interrupções para avaliar o seu custo introduz, necessariamente, aproximações que, tal como foi demonstrado em [282], são razoáveis.

7.3.3 Benefícios para os consumidores não integrados em microrredes

A constituição de microrredes no seio dos sistemas de distribuição poderá, como foi demonstrado na secção 7.2.3, melhorar os índices de fiabilidade de consumidores não integrados em qualquer microrrede. Os melhoramentos conseguidos resultam da redução da duração das interrupções devida à realização de acções de reconfiguração da rede MT que, na ausência das microrredes, seriam impossíveis.

Naturalmente, a redução na duração das interrupções resulta num valor económico para os consumidores que, para uma rede BT específica, pode ser estimado por:

$$VI'_{ev} = W_{RBT} \cdot (\lambda \cdot CCDF(r) - \lambda \cdot CCDF(r')) \quad (7.41)$$

sendo: λ a frequência de interrupções de alimentação à rede BT com origem na rede a montante; r a duração média das interrupções (h); $CCDF(r)$ o custo, para o conjunto de consumidores que integram a rede BT, da interrupção de duração r (€/kWh); W_{RBT} a energia anual consumida na rede BT (kWh) e r' a duração média das interrupções após consideração da influência das microrredes.

Note-se que o benefício total resultará do somatório dos valores VI'_{ev} obtidos para cada rede BT cuja duração das interrupções seja reduzida devido à acção das microrredes.

Também neste caso se podem utilizar redes típicas MT e BT para determinar valores λ , r , W_{RBT} e $CCDF$ típicos. A obtenção do valor r' reveste-se, contudo, de maior complexidade, uma vez que este valor depende, como foi constatado no ponto 7.2.3, do número, localização e contribuição individual das microrredes para as acções de reconfiguração da rede MT, após a ocorrência de um defeito. O valor r'_{up} é ainda condicionado pelo nível de automatização das redes de distribuição e pela potencial gestão activa das redes que daí possa resultar. Por outro lado, o benefício relacionado com o aumento da fiabilidade para os consumidores não integrados em microrredes tende a ocorrer apenas nas redes de distribuição que, após uma avaria, possam ser reconfiguradas (permitindo a alimentação de cargas utilizando alimentadores alternativos). Mesmo nestes casos o benefício pode ser nulo, particularmente se não existirem restrições que impeçam as eventuais acções de reconfiguração da rede (tal como foi discutido na secção 7.2.3). Note-se que essas restrições tendem a aumentar com o crescimento da carga das redes eléctricas, uma vez que este crescimento diminui a capacidade disponível nos ramos para acções de reconfiguração. Contudo, o crescimento da carga nas redes conduz a investimentos em novos recursos, que permitem repor a capacidade de reconfiguração. Naturalmente, como foi discutido no capítulo 5, as microrredes podem permitir diferir parte destes investimentos (associados ao crescimento da carga). Consequentemente, é importante ter este facto presente no processo de avaliação dos benefícios da fiabilidade, a fim de se evitar a dupla contabilização de benefícios.

Outro aspecto importante, relacionado com a capacidade das redes para se reconfigurarem após uma avaria, prende-se com o facto do nível de carga apresentar variações sazonais e diárias. Estas variações fazem com que a amplitude das restrições às acções de reconfiguração possam variar ao longo do tempo, podendo ser significativas em períodos de ponta das redes eléctricas e pouco significativas noutros períodos. Este facto contribui também para que o benefício resultante da redução da duração das interrupções para os consumidores não integrados em microrredes seja reduzido, uma vez que, geralmente, os períodos de ponta têm duração limitada. Adicionalmente, as redes de distribuição MT com possibilidade de reconfiguração existem, geralmente, nas zonas urbanas e, frequentemente, são subterrâneas. Por conseguinte estas redes estão sujeitas a um relativamente reduzido número de defeitos, o que também limita a extensão do benefício referido.

No caso das redes de distribuição MT sem possibilidade de reconfiguração (frequentemente as redes rurais), os benefícios tendem, pelo menos na fase inicial de desenvolvimento das microrredes, a ser nulos. Efectivamente, neste tipo de redes, o benefício apenas existirá se for possível criar, no seio das redes de distribuição, ilhas alimentadas pelas microrredes e, eventualmente, por unidades de PD. Por exemplo, tomando como referência a figura 7.9, é possível verificar que a ocorrência de um defeito no ramo 1 colocará todos os pontos de carga (LP_1 a LP_4) sem alimentação até à reparação do defeito (note-se que as microrredes em LP_1 e LP_4 tenderão a alimentar os seus consumidores). Adicionalmente, a unidade de PD ligada ao ramo 3 será também desligada.

Contudo, a formação de uma ilha contendo os ramos 2 a 4, as microrredes localizadas em LP_2 e LP_4 e a unidade de PD permitirá reduzir a duração da interrupção da alimentação aos consumidores alimentados por LP_3 . Naturalmente, para que essa ilha possa ser formada é necessário que a produção disponível nas microrredes e unidade de PD seja suficiente para satisfazer a carga. Adicionalmente, os requisitos técnicos que permitam a formação de ilhas têm de existir.

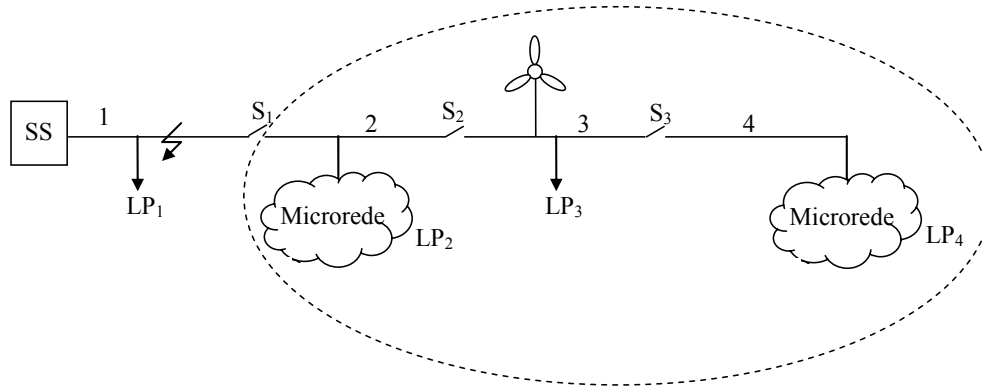


Figura 7.9 – Rede MT radial com possibilidade de formação de ilhas

A exposição efectuada permite concluir que, pelo menos na fase inicial de desenvolvimento das microrredes, os benefícios resultantes da redução da duração das interrupções para os consumidores não integrados em microrredes tendem a ser negligenciáveis.

7.3.4 Benefícios para os operadores das redes eléctricas

Os potenciais benefícios obtidos pelos operadores das redes eléctricas são condicionados pela regulação económica em vigor e podem ser subdivididos em dois grupos: benefícios relacionados com a redução do valor da energia não distribuída; e benefícios resultantes de mecanismos de incentivo à qualidade de serviço.

7.3.4.1 Benefício resultante da redução da energia não distribuída

As receitas das actividades de rede resultam de aplicação de tarifas, as quais contêm, frequentemente, termos tarifários dependentes da energia fornecida. Consequentemente, as receitas destas actividades podem ser uma função da energia fornecida aos consumidores. O facto das microrredes permitirem melhorar os índices de fiabilidade dos consumidores faz com que o valor da energia não fornecida pela rede de distribuição seja diminuído. Consequentemente, o operador da rede de distribuição poderá obter uma receita adicional que, de outra forma, poderia ser perdida. Note-se que este benefício pode, na realidade, não existir, nomeadamente se a regulação das actividades de rede garantir aos respectivos operadores uma receita fixa, independente da energia fornecida (por exemplo através de mecanismos de ajustamento).

Quando existe, a receita adicional pode ser obtida como o produto entre a energia não fornecida que é evitada pela acção das microrredes e o valor económico desta, ou seja:

$$VENFE = ENFE \times V_F \quad (7.42)$$

sendo: $VENFE$ o valor económico da energia não fornecida evitada; $ENFE$ a energia não fornecida evitada; e V_F o valor económico unitário da energia fornecida.

O valor de $ENFE$ é função da energia não fornecida evitada que ocorre no interior das microrredes ($ENFE_{\mu R}$) e fora destas ($ENFE_{F\mu R}$). A primeira parcela, mais fácil de obter, pode ser estimada para uma determinada microrrede por:

$$ENFE_{\mu R} = \sum_G \mathcal{G} \cdot FU_G \cdot P_G \quad (7.43)$$

onde: P_G representa a potência instalada da tecnologia de microgeração G .

O valor de $ENFE_{\mu R}$ corresponde, portanto, ao total da energia anual recuperada pela microgeração que integra a microrrede. A parcela $ENFE_{F\mu R}$ é, como foi referido no ponto anterior, mais difícil de estimar e assume um valor que tende a ser desprezável.

7.3.4.2 *Benefício resultante dos mecanismos de incentivo à qualidade de serviço*

A regulação dos sistemas eléctricos define, frequentemente, mecanismos de incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Estes mecanismos incidem, fundamentalmente, nos operadores das redes de distribuição e assumem duas formas: compensação a pagar pelos operadores das redes aos consumidores, quando determinados padrões de qualidade de serviço individual não são cumpridos; e mecanismos de remuneração/penalização do distribuidor em função de índices de fiabilidade, geralmente globais, como o valor da energia não distribuída.

Compensações individuais

Alguns regimes de regulação da actividade de distribuição, como por exemplo o que vigora em Portugal, impõem ao distribuidor o pagamento directo aos consumidores de compensações quando determinados padrões de fiabilidade não são cumpridos. Geralmente estes padrões consistem no número e na duração das interrupções a que os consumidores podem estar sujeitos. A expressão (7.44) mostra a forma de operação deste mecanismo:

$$\begin{aligned} C_I &= (N_I - N_{ref}) \times FC \\ C_D &= (D_I - D_{ref}) \times P_C \times K_C \end{aligned} \quad (7.44)$$

sendo: C_I e C_D os valores das compensações a pagar aos consumidores devido à violação do limite de interrupções e da duração acumulada destas; N_I e N_D os valores do número de interrupções e a respectiva duração acumulada ao longo do ano; N_{ref} e D_{ref} os valores de referência para o número de interrupções e para a respectiva duração; F_c e K_c os factores de penalização; e P_c a potência contratada pelo consumidor.

Note-se que, no caso português, se ambos os valores de referência forem violados a compensação a pagar aos consumidores afectados corresponde ao maior dos dois valores da expressão (7.44). Por outro lado, o valor dos factores de penalização pode ser diferenciado para diversos tipos de consumidores (domésticos, comerciais, industriais). Os próprios valores de referência podem também ser diferenciados, por exemplo de acordo com a localização geográfica e o nível de tensão de alimentação dos consumidores.

A capacidade de funcionamento em modo isolado das microrredes permite que o número de interrupções e a respectiva duração possam ser reduzidos, pelo menos para uma parte dos consumidores localizados no seu interior. Consequentemente, o potencial valor de compensações a ser pago pelo distribuidor aos consumidores será reduzido.

O valor deste benefício poderá ser estimado utilizando redes típicas. Estas redes permitirão quantificar os valores esperados para o número e duração de interrupções a que os consumidores podem estar sujeitos, antes e após a consideração das microrredes. No caso do sistema eléctrico português, estas redes típicas devem ser definidas tendo em consideração a classificação de zonas de rede existente (Zonas A, B e C), para as quais são definidos diferentes valores limite para o número e duração das interrupções.

Mecanismo de remuneração / penalização do distribuidor

Alguns reguladores definem mecanismos que permitem aos operadores das redes de distribuição obterem uma remuneração adicional ou serem penalizados, em função da continuidade de serviço que apresentam [81][284-287]. A figura 7.10 mostra o formato habitual deste tipo de esquema, onde podem ser identificadas três zonas: i) zona de prémio; ii) zona neutra; iii) zona de penalização.

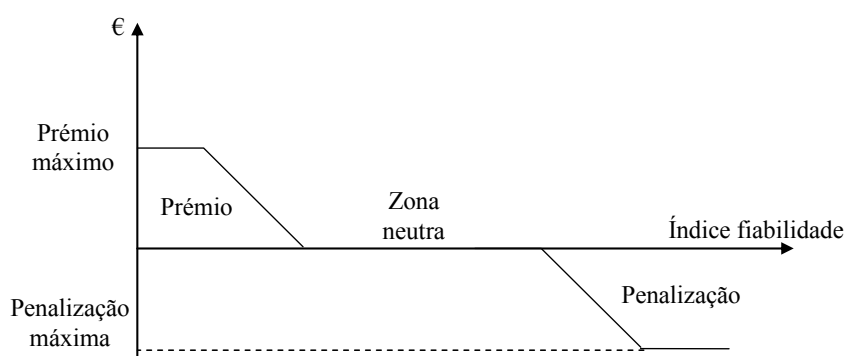


Figura 7.10 – Mecanismo de incentivo à qualidade de serviço

Como se constata a partir da figura, o mecanismo de incentivo penaliza os distribuidores quando o seu desempenho (em termos de fiabilidade) é pior que um determinado valor definido pelo regulador. Geralmente, a penalização aumenta à medida que o desempenho piora, até se atingir um valor máximo (definido para impedir que a penalização se torne incomportável para o operador da rede). Por outro lado, o distribuidor receberá um prémio se o seu desempenho for superior a um outro limite definido pelo regulador. O prémio será tanto maior quanto melhor for o desempenho, até se atingir um valor limite fixado pela regulação. Entre a zona de prémio e a zona de penalização existe uma zona neutra, na qual o distribuidor não recebe prémio nem é penalizado. Frequentemente, a posição do distribuidor no mecanismo de incentivo é medida utilizando índices de fiabilidade que permitem ter em consideração a influência simultânea do número e da duração das interrupções.

As microrredes permitem que a frequência e duração das interrupções de alimentação a alguns consumidores sejam reduzidas, o que melhora o desempenho, em termos de qualidade de serviço, dos distribuidores. Consequentemente, dependendo do formato do mecanismo de incentivo em vigor, a presença de microrredes nos sistemas de distribuição pode permitir aos distribuidores a obtenção de prémios ou a redução de penalizações. Por outras palavras, os distribuidores poderão obter receitas adicionais que, na realidade, resultam da acção das microrredes.

No caso da regulação da actividade de distribuição em Portugal, o distribuidor é premiado ou penalizado em função do valor da energia não distribuída pela rede MT, de acordo com o esquema da figura 7.11 e a equação (7.45) [81].

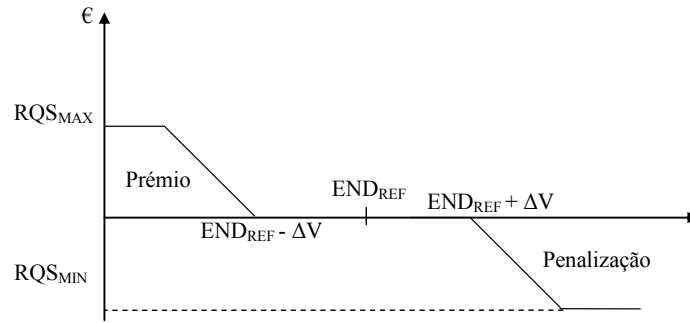


Figura 7.11 – Mecanismo de incentivo à qualidade de serviço em Portugal

$$RQS = \begin{cases} \text{Min}\{RQS_{\max}, [(END_{\text{Ref}} - \Delta V) - END] \times VEND\} & \text{se } END < END_{\text{Ref}} - \Delta V \\ 0 & \text{se } END_{\text{Ref}} - \Delta V \leq END \leq END_{\text{Ref}} + \Delta V \\ \text{Max}\{RQS_{\min}, [(END_{\text{Ref}} + \Delta V) - END] \times VEND\} & \text{se } END > END_{\text{Ref}} + \Delta V \end{cases} \quad (7.45)$$

sendo: RQS o incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição MT; $RQS_{\max}$ e $RQS_{\min}$ os valores máximos para o prémio e penalização; END o valor da energia não distribuída em kWh; END_{Ref} o valor de referência da energia não distribuída em kWh; $END_{\text{Ref}} \pm \Delta V$ o intervalo de END no qual o incentivo é nulo; e $VEND$ a valorização da energia não distribuída em €/kWh.

Os valores END_{Ref} , ΔV , $RQS_{\max}$ e $RQS_{\min}$ são fixados pelo regulador e o valor da END é calculado por:

$$END = \frac{ED \times TIEPI}{T} \quad (7.46)$$

Sendo: ED a energia que entra na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh; $TIEPI$ o tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço; e T o número de horas de um ano.

O valor $TIEPI$, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço [283] é calculado por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m ID_{ij} \times IP_j}{\sum_{j=1}^m IP_j} \quad (7.47)$$

Sendo: ID_{ij} a duração da interrupção i que afecta o cliente j ; e IP_j a potência instalada do consumidor j (posto de transformação).

Ou seja, o $TIEPI$ corresponde ao quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

Note-se que o mecanismo de incentivo em vigor em Portugal não permite que os melhoramentos na fiabilidade produzidos pelas microrredes resultem num melhor desempenho

dos distribuidores e, portanto, na obtenção de receita adicional ou na redução da penalização. Efectivamente, o valor do *TIEPI* não é influenciado pela presença das microrredes ou seja, quando ocorre uma interrupção na rede de distribuição a potência instalada em todos os postos de transformação afectados é contabilizada, independentemente de se estes alimentam ou não microrredes. Em consequência, o valor da *END* calculado (que define a posição do distribuidor no mecanismo de incentivo) não é influenciado pela acção dessas entidades, as quais reduzem o número e a duração das interrupções a alguns consumidores e, em consequência, o valor efectivo da *END*.

A situação poderá ser diferente se o mecanismo de incentivo à qualidade de serviço for redefinido de forma a permitir a contabilização do efeito das microrredes sobre os índices de fiabilidade das redes de distribuição. Uma abordagem possível consiste na utilização dos índices *SAIFI* e *SAIDI* como medida do desempenho do distribuidor e, portanto, como forma de determinar a posição deste no mecanismo de incentivo [284-287]. A consideração simultânea do *SAIFI* e do *SAIDI* possibilita uma melhor caracterização da qualidade de serviço do distribuidor, uma vez que torna possível a contabilização da frequência e da duração das interrupções na medição do desempenho dos distribuidores.

Admitindo, a título ilustrativo, que o mecanismo de incentivo à qualidade de serviço é apenas baseado no *SAIFI* (figura 7.12) do sistema, teremos:

$$RQS = \begin{cases} \text{Min}\{RQS_{\max}, [(SAIFI_{\text{Ref}} - \Delta V) - SAIFI] \times V_{SAIFI}\} & \text{se } SAIFI < SAIFI_{\text{Ref}} - \Delta V \\ 0 & \text{se } SAIFI_{\text{Ref}} - \Delta V \leq SAIFI \leq SAIFI_{\text{Ref}} + \Delta V \\ \text{Max}\{RQS_{\min}, [(SAIFI_{\text{Ref}} + \Delta V) - SAIFI] \times V_{SAIFI}\} & \text{se } SAIFI > SAIFI_{\text{Ref}} + \Delta V \end{cases} \quad (7.48)$$

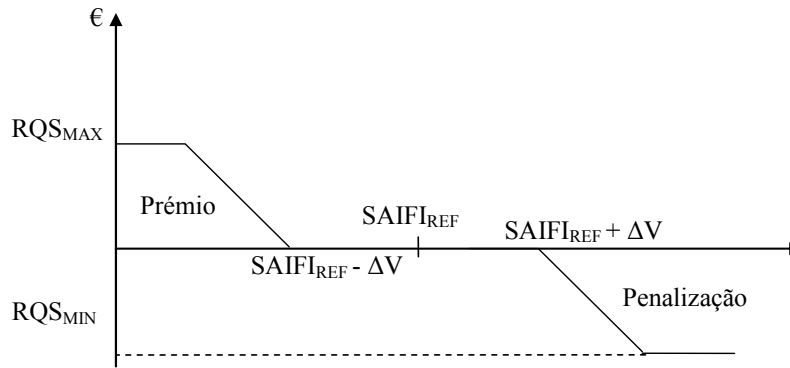


Figura 7.12 – Mecanismo de incentivo à qualidade de serviço baseado no *SAIFI*

Neste caso, a contribuição de uma microrrede específica para o melhor desempenho do distribuidor em termos de qualidade de serviço pode ser obtida por:

$$\Delta SAIFI = \frac{\Delta \lambda \times N_{\mu R}}{N} = \frac{\left(\lambda_{up}(1 - P_M) + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L \right) \times N_{\mu R}}{N} \quad (7.49)$$

onde: $\Delta \lambda$ representa a variação na frequência de interrupções dos consumidores alimentados pela rede BT, candidata a ser convertida em microrrede; $N_{\mu R}$ representa o número de consumidores integrados nesta rede BT; e N representa o número total de consumidores alimentados pela rede de distribuição.

Note-se que a expressão (7.49) admite que a microrede, após uma interrupção da alimentação na rede a montante, alimenta a totalidade dos consumidores que a integram. Como foi discutido anteriormente, tal poderá não ocorrer, pelo que a expressão (7.48) pode ser reescrita para ter em consideração este facto, ou seja:

$$\Delta SAIFI = \frac{\left(\lambda_{up}(1 - P_M) + \sum_{i \in \gamma} I_{BT,i} \lambda_{BT} P_L \right) \times N_{\mu R}^{ev}}{N} \quad (7.50)$$

onde: $N_{\mu R}^{ev}$ representa o número médio de consumidores alimentados pela microrede após a ocorrência de uma interrupção de serviço na rede a montante.

O valor $N_{\mu R}^{ev}$ pode ser obtido tendo em conta os perfis de produção das unidades de microgeração instaladas na microrede, os perfis de consumo dos consumidores e as eventuais políticas de gestão da microrede, nomeadamente no que se refere à prioridade de alimentação dos consumidores.

O valor $\Delta SAIFI$ obtido pela expressão (7.50) tende a ser específico para cada microrede, uma vez que este valor é condicionado por parâmetros característicos desta entidade, nomeadamente a sua constituição e respectiva localização nas redes MT. Contudo, para efeitos de regulação, podem ser definidos parâmetros típicos de forma a permitir a definição de mecanismos de regulação (tal como foi referido para o caso dos benefícios PAR_G e VI_{ev}). Note-se que as considerações anteriormente tecidas relativamente à definição de valores típicos para os parâmetros P_M , P_L e T_a , bem como para λ e r permanecem aplicáveis. A definição de redes BT típicas permitirá definir o parâmetro $N_{\mu R}^{ev}$.

Obviamente que os operadores das redes de distribuição poderão obter mais ou menos benefícios relacionados com o mecanismo de incentivo à qualidade de serviço. Se um determinado distribuidor se encontrar numa das zonas inclinadas da figura 7.12, o benefício produzido por uma microrede corresponderá ao produto entre o valor $\Delta SAIFI$ que esta produz e o valor V_{SAIFI} que valoriza as interrupções anuais.

7.4 Exemplo de aplicação

7.4.1 Dados

Para ilustrar a aplicação dos conceitos e metodologias apresentados nas secções anteriores adoptou-se a rede MT apresentada na figura 7.13, cujas características são apresentadas em seguida. A rede adoptada permite simular a existência de diferentes tipos de redes eléctricas MT, nomeadamente redes com e sem possibilidade de reconfiguração após ocorrência de avarias (ou seja, com e sem possibilidade de alimentação de consumidores com recurso a alimentadores alternativos). Esta possibilidade permite simular a existência de redes rurais, tradicionalmente com estrutura radial, e redes urbanas, tradicionalmente com estrutura em anel e exploradas em regime de anel aberto.

A tabela 7.1 contém os dados de fiabilidade admitidos para a rede de MT e a tabela 7.2 contém a informação relativa aos comprimentos de cada ramo desta rede.

A tabela 7.3 apresenta as características das cargas alimentadas pela rede MT. Note-se que estas cargas foram classificadas em dois tipos: as cargas MT constituídas por postos de transformação que alimentam redes de distribuição em BT (RDBT); e as cargas correspondentes a consumidores directamente alimentados pela rede MT (CMT).

As redes BT alimentadas pela rede MT foram consideradas como sendo constituídas por dois ramos com as características apresentadas na tabela 7.4. A tabela 7.5 mostra as características consideradas para as microrredes.

Tabela 7.1 – Dados relativos à rede MT

λ_{MT} (av/ano.km)	r_{MT} (h)	$t_{repar.}$ (h)	$t_{isol.}$ (h)	$t_{reconfig.}$ (h)
0,04	30	30	3	3,5

Tabela 7.2 – Comprimento dos ramos da rede MT

Ramo MT	L (km)
1, 6, 9, 13, 14, 18, 21, 25, 27, 31, 35, 36, 39, 42	0,50
4, 7, 8, 12, 15, 16, 19, 22, 26, 28, 30, 33, 37, 40	0,65
2, 3, 5, 10, 11, 17, 20, 23, 24, 29, 32, 34, 38, 41, 43	0,80

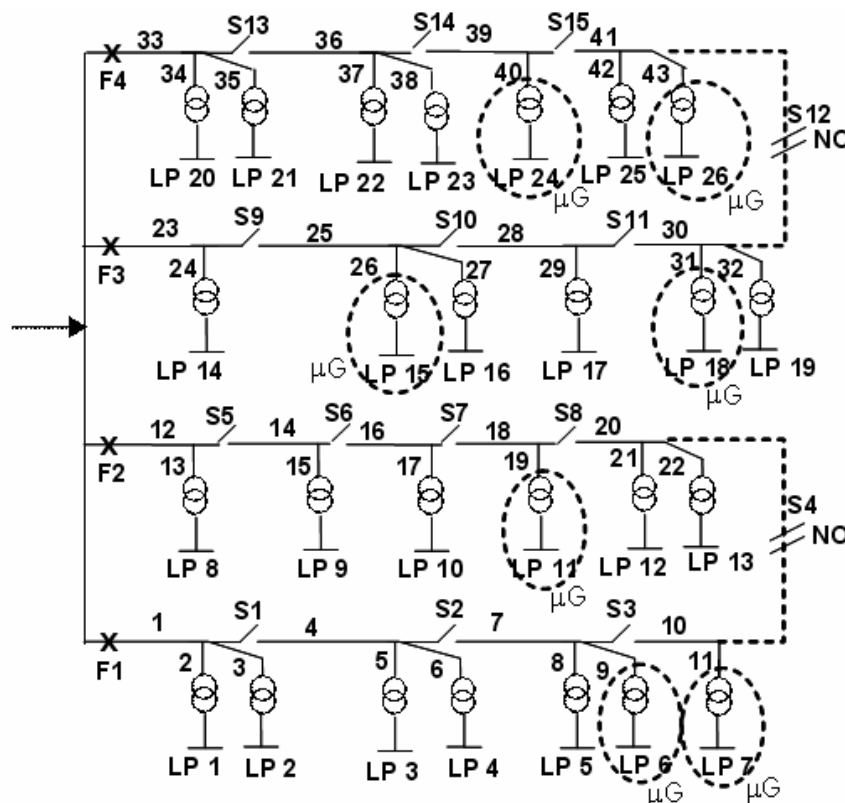


Figura 7.13 – Rede MT com microrredes

Tabela 7.3 – Características das cargas MT

Ponto de carga	P (kW)	Número consumidores	Tipo
1, 20	800	210	RDBT
2, 21	600	210	RDBT
4, 6, 15, 25	500	240	RDBT
9-11, 13, 26	600	195	RDBT
3, 8	600	1	CMT
5, 17, 23	700	1	CMT
7, 14, 18, 22, 24	300	15	CMT
12, 16, 19	700	1	CMT

Tabela 7.4 – Características dos ramos das redes BT

λ_{BT} (av/ano.km)	r_{BT} (h)	Comprimento (km)
0,04	20	0,9

Tabela 7.5 – Dados relativos às microrredes

P_L	P_M	T_a (h)
0	0,3	0,25

Em todos os estudos efectuados foi admitido um valor de $\alpha = 0\%$.

Com o objectivo de melhor caracterizar o impacto das microrredes na fiabilidade dos sistemas de distribuição, foram consideradas duas situações: i) rede MT sem restrições de capacidade; ii) rede MT com restrições de capacidade. Os estudos efectuados contemplam também diferentes valores de RCP , com o objectivo de avaliar a influência deste parâmetro sobre os ganhos de fiabilidade que as microrredes podem produzir.

Adicionalmente, foram consideradas várias formas de operação das redes de distribuição e das microrredes, tal como se constata na tabela 7.6. Note-se que os modos de operação *A* e *C* permitem avaliar o impacto das microrredes sobre os índices de fiabilidade quando se admite que a rede de distribuição MT não possui capacidade para se reconfigurar após um defeito (ou seja, não existe possibilidade de um determinado ramo alimentar parte de outro). Os modos de operação *B*, *D* e *E* permitem avaliar o mesmo impacto, mas agora numa situação em que se admite a possibilidade da rede MT poder ser reconfigurada. Os modos de operação *D* e *E* distinguem-se pelo comportamento das microrredes que, após o isolamento de um defeito na rede MT, ficam localizadas na parte do ramo que vai ser alimentada por um ramo vizinho (após reconfiguração da rede). Efectivamente, no modo *D* admite-se que, uma vez o defeito isolado, estas microrredes retomam a sua ligação com a rede de distribuição MT. No caso do modo de operação *E* admite-se que estas microrredes permanecem isoladas da rede de distribuição até à supressão do defeito e ao restabelecimento da rede MT.

Tabela 7.6 – Diferentes formas de operação da rede de distribuição

	A	B	C	D	E
Reconfiguração	Não	Sim	Não	Sim	Sim
Microrredes	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Isola / religa	-	-	-	Religa	Isola

7.4.2 Rede de MT sem restrições de capacidade

A tabela 7.7 mostra os índices de fiabilidade obtidos para alguns consumidores alimentados por pontos de carga MT relevantes para a análise que se pretende efectuar. Note-se que os pontos de carga MT 6, 11, 15 e 26 são microrredes, enquanto os pontos 10 e 17 funcionam como uma tradicional rede de distribuição em BT. Neste caso admitiu-se que o *RCP* das microrredes é igual a 100%, ou seja, as microrredes apresentam produção interna exactamente igual à respectiva carga. Tal significa que, após um defeito na rede MT e o consequente isolamento das microrredes, as cargas internas destas são alimentadas na íntegra pela produção interna às microrredes. Consequentemente, os índices de fiabilidade obtidos para os modos de operação *D* e *E* são iguais.

Tabela 7.7 – Índices de fiabilidade individuais ($RCP \geq 1$)

Carga MT	Índices	A	B	C	D	E
6	λ (av./ano)	0.334	0.334	0.125	0.125	0.125
	U (h/ano)	7.932	3.639	0.74235	0.74235	0.74235
	r (h)	23.7485	10.8952	5.9199	5.9199	5.9199
	END (kWh/ano)	3966.0	1819.5	371.2	371.2	371.2
10	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310
	U (h/ano)	5.592	3.154	5.592	3.154	3.154
	r (h)	18.0387	10.1742	18.0387	10.1742	10.1742
	END (kWh/ano)	3355.2	1892.4	3355.2	1892.4	1892.4
11	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.118	0.118	0.118
	U (h/ano)	6.834	2.859	0.741	0.741	0.741
	r (h)	22.045	9.223	6.265	6.265	6.265
	END (kWh/ano)	4100.4	1715.4	444.3	444.3	444.3
15	λ (av./ano)	0.302	0.302	0.116	0.116	0.116
	U (h/ano)	5.028	3.332	0.740	0.740	0.740
	r (h)	16.649	11.033	6.390	6.390	6.390
	END (kWh/ano)	2514.0	1666.0	370.0	370.0	370.0
17	λ (av./ano)	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266
	U (h/ano)	5.874	2.429	5.874	2.429	2.429
	r (h)	22.083	9.132	22.083	9.132	9.132
	END (kWh/ano)	4111.8	1700.3	4111.8	1700.3	1700.3
26	λ (av./ano)	0.322	0.322	0.122	0.122	0.122
	U (h/ano)	9.300	3.947	0.741	0.741	0.741
	r (h)	28.882	12.258	6.087	6.087	6.087
	END (kWh/ano)	5580.0	2368.2	444.9	444.9	444.9

Os resultados obtidos mostram que em redes MT sem restrições de capacidade, apenas os índices de fiabilidade de consumidores internos às microrredes são melhorados. Estes melhoramentos ocorrem quer no número quer na duração das interrupções sendo que tendem a ser superiores quando as redes MT não dispõem da possibilidade de efectuar acções de reconfiguração após a ocorrência de defeitos.

A tabela 7.8 apresenta os resultados obtidos para os índices de fiabilidade do sistema. Estes resultados mostram que o impacto das microrredes sobre estes índices é mais significativo em redes de distribuição sem possibilidade de reconfiguração.

O valor do parâmetro *RCP* das microrredes tem influência nos melhoramentos obtidos nos índices de fiabilidade. Por exemplo, a tabela 7.9 mostra os índices de fiabilidade do sistema quando se admite um valor para o *RCP* igual a 70%. A comparação dos resultados apresentados na tabela 7.9 com os presentes na tabela 7.8 permite perceber que menores valores de *RCP* conduzem a menores melhoramentos nos índices de fiabilidade do sistema. Tal facto resulta da incapacidade das microrredes para alimentarem toda a carga interna

quando entram em modo de funcionamento isolado, após um defeito na rede MT. Efectivamente, durante este modo de operação, parte da carga das microrredes tem de ser deslastrada com consequências sobre os respectivos índices de fiabilidade. A tabela 7.10 mostra os índices de fiabilidade para os consumidores anteriormente referidos. Estes valores representam a média dos valores obtidos para as cargas deslastradas e não deslastradas.

Tabela 7.8 – Índices de fiabilidade do sistema ($RCP \geq 1$)

	A	B	C	D	E
SAIFI (int./ano.cliente))	0.320	0.320	0.257	0.257	0.257
SAIDI (h/(ano.cliente))	6.029	3.464	3.944	2.603	2.603
CAIDI (h/int.)	18.863	10.837	15.370	10.146	10.146
ASAI	0.99931	0.99960	0.99955	0.99970	0.99970
END (kWh/ano)	86244	45514	64763	37508	37508

Tabela 7.9 – Índices de fiabilidade do sistema ($RCP = 0.7$)

	A	B	C	D	E
SAIFI (int./ano.cliente))	0.320	0.320	0.276	0.276	0.276
SAIDI (h/(ano.cliente))	6.029	3.464	4.576	2.864	3.234
CAIDI (h/int.)	18.863	10.837	16.599	10.388	11.731
ASAI	0.99931	0.99960	0.99948	0.99967	0.99963
END (kWh/ano)	86244	45514	71462	39987	44110

Tabela 7.10 – Índices de fiabilidade individuais ($RCP = 0.7$)

Carga MT	Índices	A	B	C	D	E
6	λ (av./ano)	0.334	0.334	0.188	0.188	0.188
	U (h/ano)	7.932	3.639	2.899	1.611	2.899
	r (h)	23.749	10.895	15.423	8.572	15.423
	END (kWh/ano)	3966.0	1819.5	1449.6	805.7	1449.6
10	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310
	U (h/ano)	5.592	3.154	5.592	3.154	3.154
	r (h)	18.039	10.174	18.039	10.174	10.174
	END (kWh/ano)	3355.2	1892.4	3355.2	1892.4	1892.4
11	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.176	0.176	0.176
	U (h/ano)	6.834	2.859	2.584	1.382	2.584
	r (h)	22.045	9.223	14.664	7.839	14.664
	END (kWh/ano)	4100.4	1715.4	1550.5	828.9	1550.5
15	λ (av./ano)	0.302	0.302	0.172	0.172	0.172
	U (h/ano)	5.028	3.332	2.026	1.518	2.026
	r (h)	16.649	11.033	11.805	8.841	11.805
	END (kWh/ano)	2514.0	1666.0	1013.2	758.8	1013.2
17	λ (av./ano)	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266
	U (h/ano)	5.874	2.429	5.874	2.429	2.429
	r (h)	22.083	9.132	22.083	9.132	9.132
	END (kWh/ano)	4111.8	1700.3	4111.8	1700.3	1700.3
26	λ (av./ano)	0.322	0.322	0.182	0.182	0.182
	U (h/ano)	9.300	3.947	3.331	1.711	3.331
	r (h)	28.882	12.258	18.265	9.384	18.265
	END (kWh/ano)	5580.0	2368.2	1998.6	1026.8	1998.6

A comparação dos resultados apresentados nas tabelas 7.7 e 7.10 permite perceber que os índices de fiabilidade individuais são significativamente influenciados pelo RCP das microrredes. Naturalmente, as cargas não deslastradas mantêm os índices de fiabilidade apresentados na tabela 7.7, enquanto as cargas deslastradas terão os índices de fiabilidade apresentados nas colunas A e B da tabela 7.10, consoante se esteja a considerar a rede MT sem ou com possibilidade de reconfiguração.

7.4.3 Rede de MT com restrições de capacidade

Com o objectivo de avaliar a influência das restrições de capacidade das redes MT nos ganhos de fiabilidade produzidos pelas microrredes limitou-se a capacidade dos ramos da rede da figura 7.13. Assim, a capacidade do ramo 1 foi limitada a 5 MW e a dos restantes a 4,5 MW. Estas restrições tornaram os índices de fiabilidade mais sensíveis ao valor do *RCP*. As tabelas 7.11 a 7.13 mostram os índices de fiabilidade de sistema obtidos para diferentes valores de *RCP* (0.7; 1.0; 1.2).

Tabela 7.11 – Índices de fiabilidade do sistema (*RCP* = 0.7) – Rede MT com restrições de capacidade

	A	B	C	D	E
SAIFI (int./ano.cliente))	0.320	0.320	0.276	0.276	0.276
SAIDI (h/(ano.cliente))	6.029	5.101	4.576	3.345	3.673
CAIDI (h/int.)	18.863	15.960	16.599	12.135	13.323
ASAI	0.99931	0.99942	0.99948	0.99962	0.99958
END (kWh/ano)	86244	78015	71462	48483	52352

Tabela 7.12 – Índices de fiabilidade do sistema (*RCP* = 1.0) – Rede MT com restrições de capacidade

	A	B	C	D	E
SAIFI (int./ano.cliente))	0.320	0.320	0.257	0.257	0.257
SAIDI (h/(ano.cliente))	6.029	5.101	3.944	3.041	3.041
CAIDI (h/int.)	18.863	15.960	15.370	11.852	11.852
ASAI	0.99931	0.99942	0.99955	0.99965	0.99965
END (kWh/ano)	86244	78015	64763	43338	43338

Tabela 7.13 – Índices de fiabilidade do sistema (*RCP* = 1.2) – Rede MT com restrições de capacidade

	A	B	C	D	E
SAIFI (int./ano.cliente))	0.320	0.320	0.257	0.257	0.257
SAIDI (h/(ano.cliente))	6.029	5.101	3.944	2.875	3.041
CAIDI (h/int.)	18.863	15.960	15.370	11.204	11.852
ASAI	0.99931	0.99942	0.99955	0.99967	0.99965
END (kWh/ano)	86244	78015	64763	41875	43338

A comparação dos valores presentes nas tabelas 7.11 a 7.13 permite perceber que a influência das microrredes nos índices de fiabilidade do sistema tende a ser tanto mais favorável quanto maior for o respectivo *RCP*. Contudo, note-se que no modo de operação E os índices de fiabilidade são insensíveis ao valor do *RCP* quando este é superior a 100%. Este facto resulta da não contribuição das microrredes localizadas na parte do ramo MT alimentada por um ramo vizinho para a reconfiguração da rede (uma vez que permanecem no modo de funcionamento isolado até ao restabelecimento da rede MT). Naturalmente, quando dotadas de um *RCP* superior a 100%, estas microrredes podem auxiliar nas acções de reconfiguração se, após o isolamento do defeito, retomarem a sua ligação com a rede MT.

As tabelas 7.14 e 7.15 mostram os índices de fiabilidade individuais para diferentes valores de *RCP* das microrredes. A análise dos resultados apresentados nestas tabelas permite retirar algumas conclusões importantes. A primeira é que para $RCP \geq 100\%$ os índices de fiabilidade dos consumidores internos às microrredes não são influenciados pela existência das restrições de capacidade na rede MT. Contudo, quando $RCP < 100\%$, estes índices podem ser influenciados, tal como se constata para a microrrede localizada no ponto de carga MT 15 no modo de operação D. Para outros valores de *RCP* outros consumidores de outras microrredes podem também ver os seus índices de fiabilidade influenciados pelas restrições de capacidade nas redes MT. Por exemplo, para $RCP = 60\%$ os índices de fiabilidade dos consumidores

internos às microrredes alimentadas pelos pontos de carga MT 6 e 11 são também influenciados.

Tabela 7.14 – Índices de fiabilidade individuais ($RCP = 1$) – Rede MT com restrições de capacidade

Carga MT	Índices	A	B	C	D	E
6	λ (av./ano)	0.334	0.334	0.125	0.125	0.125
	U (h/ano)	7.932	7.932	0.742	0.742	0.742
	r (h)	23.749	23.749	5.920	5.920	5.920
	END (kWh/ano)	3966.0	3966.0	371.2	371.2	371.2
10	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310
	U (h/ano)	5.592	5.592	5.592	5.592	5.592
	r (h)	18.039	18.039	18.039	18.039	18.039
	END (kWh/ano)	3355.2	3355.2	3355.2	3355.2	3355.2
11	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.118	0.118	0.118
	U (h/ano)	6.834	6.834	0.741	0.741	0.741
	r (h)	22.045	22.045	6.265	6.265	6.265
	END (kWh/ano)	4100.4	4100.4	444.3	444.3	444.3
15	λ (av./ano)	0.302	0.302	0.116	0.116	0.116
	U (h/ano)	5.028	5.028	0.740	0.740	0.740
	r (h)	16.649	16.649	6.390	6.390	6.390
	END (kWh/ano)	2514.0	2514.0	370.0	370.0	370.0
17	λ (av./ano)	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266
	U (h/ano)	5.874	5.874	5.874	2.429	2.429
	r (h)	22.083	22.083	22.083	9.132	9.132
	END (kWh/ano)	4111.8	4111.8	4111.8	1700.3	1700.3
26	λ (av./ano)	0.322	0.322	0.122	0.122	0.122
	U (h/ano)	9.300	3.947	0.741	0.741	0.741
	r (h)	28.882	12.258	6.087	6.087	6.087
	END (kWh/ano)	5580.0	2368.2	444.9	444.9	444.9

Tabela 7.15 – Índices de fiabilidade individuais ($RCP = 0.7$ e $RCP = 1.2$) – Rede MT com restrições de capacidade

Carga MT	Índices	RCP = 0.7			RCP = 1.20		
		C	D	E	C	D	E
6	λ (av./ano)	0.188	0.188	0.188	0.125	0.125	0.125
	U (h/ano)	2.899	1.611	2.899	0.742	0.742	0.742
	r (h)	15.423	8.572	15.423	5.920	5.920	5.920
	END (kWh/ano)	1449.6	805.7	1449.6	371.2	371.2	371.2
10	λ (av./ano)	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310
	U (h/ano)	5.592	5.592	5.592	5.592	3.154	5.592
	r (h)	18.039	18.039	18.039	18.039	10.174	18.039
	END (kWh/ano)	3355.2	3355.2	3355.2	3355.2	1892.4	3355.2
11	λ (av./ano)	0.176	0.176	0.176	0.118	0.118	0.118
	U (h/ano)	2.584	1.382	2.584	0.741	0.741	0.741
	r (h)	14.664	7.839	14.664	6.265	6.265	6.265
	END (kWh/ano)	1550.5	828.9	1550.5	444.3	444.3	444.3
15	λ (av./ano)	0.172	0.172	0.172	0.116	0.116	0.116
	U (h/ano)	2.026	2.026	2.026	0.740	0.740	0.740
	r (h)	11.805	11.805	11.805	6.390	6.390	6.390
	END (kWh/ano)	1013.2	1013.2	1013.2	370.0	370.0	370.0
17	λ (av./ano)	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266
	U (h/ano)	5.874	5.874	5.874	5.874	2.429	2.429
	r (h)	22.083	22.083	22.083	22.083	9.132	9.132
	END (kWh/ano)	4111.8	4111.8	4111.8	4111.8	1700.3	1700.3
26	λ (av./ano)	0.182	0.182	0.182	0.122	0.122	0.122
	U (h/ano)	3.331	1.711	3.331	0.741	0.741	0.741
	r (h)	18.265	9.384	18.265	6.087	6.087	6.087
	END (kWh/ano)	1998.6	1026.8	1998.6	444.9	444.9	444.9

Outra conclusão importante que pode ser retirada da análise dos resultados presentes nas tabelas 7.14 e 7.15 é que o valor do RCP pode influenciar os índices de fiabilidade de alguns consumidores que não pertencem a qualquer microrrede. Por exemplo, os índices de

fiabilidade dos consumidores alimentados pelos pontos de carga MT 10 e 17 variam em função do valor do RCP das microredes, bem como com o modo de operação da rede (D ou E). Note-se que estas variações ocorrem mesmo para valores de RCP superiores a 100%.

7.4.4 Quantificação de benefícios para efeitos de regulação

Embora interessante, a análise efectuada no ponto anterior não serve para efeitos da quantificação dos benefícios associados ao melhoramento da fiabilidade a utilizar na definição de um quadro regulatório como o discutido no capítulo 2. Efectivamente, essa análise admite a existência de uma situação bem definida em termos do número, características e localização das microredes consideradas, a qual não se verifica aquando da definição da referida regulação.

Os benefícios referidos podem, contudo, ser estimados utilizando as abordagens e conceitos apresentados na secção 7.3, tal como se exemplifica em seguida.

Com o objectivo de melhor caracterizar a influência das características das redes MT sobre os potenciais benefícios (relacionados com a fiabilidade) produzidos pelas microredes são consideradas duas redes típicas: uma correspondente a uma rede rural e outra a uma rede urbana. A figura 7.13 representa ambas as redes consideradas, sendo que a diferença entre estas reside no facto de, na rede urbana, se admitir a possibilidade de reconfiguração, enquanto no caso da rede rural esta não é considerada (ou seja os aparelhos de manobra S_4 e S_{12} da rede estão sempre abertos).

7.4.4.1 Benefício para os microgeradores

Como foi anteriormente referido, o benefício para os microgeradores resulta da receita adicional que estes obtêm pelo facto de, após um defeito na rede a montante, poderem continuar a produzir e vender a sua energia. Este benefício pode ser estimado utilizando a expressão (7.26) e valores típicos para os parâmetros utilizados nessa expressão. A tabela 7.16 mostra os valores médios dos índices de fiabilidade obtidos para os consumidores alimentados pelos diferentes pontos de carga das redes MT típicas (rural e urbana). Os valores λ e r são utilizados na determinação do factor $\mathcal{G}$ (variação na duração média das interrupções de alimentação ao ramo f da rede BT).

Tabela 7.16 – Valores médios dos índices de fiabilidade individuais

Índices	Rede	
	Rural	Urbana
λ (av/ano)	0.300	0.300
U (h/ano)	5.958	5.270
r (h)	19.955	17.762

Os restantes valores necessários para a determinação de $\mathcal{G}$ encontram-se nas tabelas 7.4 e 7.5. Tendo em consideração estes valores, o parâmetro $\mathcal{G}$ assume os valores de 5.961 h para o caso das redes rurais e 5.303 h para o caso das redes urbanas.

A tabela 7.18 mostra os valores $VPAR_G$, expressos em €/kW.ano, obtidos para a situação em que se admite a existência de um preço único pago pela energia microgerada, igual a $p_G = 0,20$ €/kWh (independentemente da tecnologia), e os factores de utilização médios anuais para

as diferentes tecnologias de microgeração apresentados na tabela 7.17 (obtidos com base nos perfis de produção apresentados no capítulo 3).

Tabela 7.17 – Factores de utilização médios anuais para sistemas de microgeração

	micro-CHP	PV	micro-eólico
FU	30.49%	23.40%	5.88%

Tabela 7.18 – Benefício obtido pelos sistemas de microgeração

		micro-CHP	PV	micro-eólico
VPAR _G (€/kW.ano)	Rede rural	0.36	0.28	0.07
	Rede urbana	0.32	0.25	0.06

Os valores apresentados na tabela 7.18 permitem, nas condições de estudo admitidas, estimar o benefício global obtido pelos microgeradores quando integrados numa determinada microrede. A tabela 7.19 mostra os valores obtidos para o caso de uma microrede dotada de 22 kW de potência instalada em sistemas micro-CHP, 20 kW em sistemas PV e 10 kW em sistemas micro-eólicos.

Tabela 7.19 – Benefício obtido pelos sistemas de microgeração de uma microrede específica

		micro-CHP	PV	micro-eólico
VPAR _G (€/ano)	Rede rural	8.00	5.58	0.70
	Rede urbana	7.11	4.96	0.62

Note-se que se a microrede for instalada no seio de uma rede rural e se for considerado um período de vida útil de 20 anos, se obtém um benefício global para os microgeradores de 285,55 €.

7.4.4.2 Benefício para os consumidores

Tal como foi referido na secção 7.3.2, os benefícios para os consumidores integrados numa microrede são mais bem estimados se: i) forem considerados períodos que permitam incluir na análise as variações sazonais e diárias que caracterizam os perfis de produção dos sistemas de microgeração e da carga dos consumidores; ii) forem utilizadas funções *SCDF* para quantificar os custos das interrupções. Contudo, por questões de simplicidade, neste exemplo adopta-se uma avaliação dos benefícios para os consumidores baseada na utilização de uma função *CCDF*, a qual se admite como tendo sido obtida com recurso à definição de redes BT típicas (em termos dos sectores de consumidores que as integram e do consumo relativo destes). A função *CCDF* utilizada é mostrada na figura 7.14 e caracteriza-se por uma relação linear entre os custos das interrupções e a respectiva duração. Geralmente, este tipo de relação não se verifica, sendo aqui admitida unicamente com o propósito de ilustrar a forma de obtenção dos benefícios da fiabilidade para os consumidores.

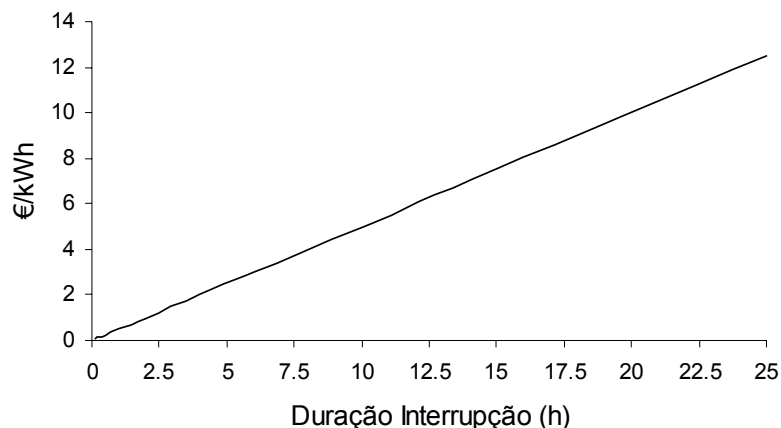


Figura 7.14 – Função *CCDF* utilizada para quantificar o custo das interrupções

A tabela 7.21 mostra o cálculo do benefício para os consumidores da microrede referida na secção 7.4.4.1, para a qual se admite um consumo total anual de energia de 260 MWh. Note-se que, considerando as potências de microgeração instaladas e os factores de utilização referidos em 7.4.4.1, se obtém que a energia total anual microgerada corresponde a 104.91 MWh (tal como se mostra na tabela 7.20). Consequentemente, o valor de Γ é, neste caso, igual a 40%. Os valores λ e r , tal como para o caso da avaliação dos benefícios para os microgeradores, foram obtidos como a média dos índices de fiabilidade dos consumidores alimentados pelos diferentes pontos de carga das redes MT típicas (rural e urbana). Os valores λ' e r' correspondem aos valores médios obtidos para a situação em que se admite que cada rede BT é uma microrede com capacidade para alimentar a totalidade da sua carga interna quando em modo de funcionamento isolado. Os valores P_M , T_a e P_L utilizados e os dados relativos às redes típicas encontram-se nas tabelas 7.1 a 7.5.

Tabela 7.20 – Energia microgerada na microrede

	Tecnologia		
	micro-CHP	PV	micro-eólico
P (kW)	22	20	10
FU	30.49%	23.40%	5.88%
W (MWh/ano)	58.76	41.00	5.15
W _{Total} (MWh/ano)	104.91		

Tabela 7.21 – Exemplo de cálculo dos benefícios para os consumidores

	Rede	
	Rural	Urbana
λ (av/ano)	0.300	0.300
r (h)	19.955	17.762
λ' (av/ano)	0.121	0.121
r' (h)	6.153	6.153
CCDF(r) (€/kWh)	9.978	8.881
CCDF(r') (€/kWh)	3.077	3.077
Γ	40%	40%
W _{RBT} (MWh)	260	260
V _{iev} (€/ano)	272.43	238.22

O resultado obtido mostra que o benefício anual esperado para os consumidores tende a ser superior no caso das redes rurais. Retomando o caso particular referente à consideração da microrede instalada no seio de uma rede rural e de um período de vida útil de 20 anos, teremos um benefício global de 5448.6€.

7.4.4.3 Benefício para os operadores das redes

Como foi exposto no ponto 7.3.4, os benefícios obtidos pelos operadores das redes eléctricas podem ser subdivididos em dois grupos: benefícios relacionados com a redução do valor da energia não distribuída; e benefícios resultantes de mecanismos de incentivo à qualidade de serviço.

A tabela 7.22 mostra o cálculo do valor esperado para o benefício relacionado com a energia não fornecida evitada que a microrede anterior produz para o distribuidor. Note-se que se admitiu que cada kWh de energia não distribuída representa um custo para o distribuidor igual a 0,06 €.

Admitindo um período de vida útil de 20 anos para a microrede, teremos que o valor esperado do benefício ao longo da sua vida útil corresponde a 85,67€, se a microrede for instalada no seio de uma rede rural. Os benefícios resultantes dos mecanismos de incentivo à qualidade de serviço são, como vimos, dependentes do formato desses mecanismos. Admite-se, neste exemplo que estes benefícios são nulos, contudo, quando existem, a sua estimação pode ser conseguida utilizando os procedimentos referidos na secção 7.3.4.2.

Tabela 7.22 – Exemplo de cálculo do benefício para o distribuidor resultante da energia não fornecida evitada

	Rede	
	Rural	Urbana
ρ (h/ano)	5.961	5.303
ENFE (kWh/ano)	71.39	63.51
V_F (€/kWh)	0.06	0.06
VENFE (€/ano)	4.28	3.81

7.4.5 Análise de resultados

Os resultados obtidos mostram, como esperado, que os benefícios relacionados com o impacto das microredes na fiabilidade dos sistemas de distribuição tendem a ser superiores em áreas de rede com pior fiabilidade, o que é corroborado por [158]. A tabela 7.23 mostra este facto, para o caso de uma microrrede com um consumo anual de energia de 260 MWh e dotada de 22 kW de potência instalada em sistemas micro-CHP, 20 kW em sistemas PV e 10 kW em sistemas micro-eólicos. Neste caso, os benefícios obtidos pelo estabelecimento da microrede numa rede rural são 14% superiores aos que se obtêm quando a mesma microrede é instalada numa rede urbana.

Tabela 7.23 – Benefícios totais resultantes do aumento de fiabilidade (€/ano)

Entidade	Rede	
	Rural	Urbana
Microgeradores	14.28	12.69
Consumidores	272.43	238.22
Distribuidor	4.28	3.81
Total	290.99	254.72

A tabela 7.23 mostra ainda que a maior parte dos benefícios reverte a favor dos consumidores (mais de 90%). Note-se, contudo, que nesta análise não foram incluídos os potenciais benefícios relacionados com mecanismos de incentivo à qualidade de serviço que podem ocorrer em favor dos distribuidores.

Os benefícios obtidos pelos microgeradores são distintos em função da respectiva tecnologia, sendo que os sistemas micro-CHP têm o melhor desempenho, tal como se constata na tabela 7.19. Caso a microrede considerada no estudo seja instalada numa rede rural, e admitindo um tempo de vida útil de 20 anos, o benefício obtido pelos sistemas de microgeração é de 7,3 €/kW instalado para os sistemas micro-CHP, 5,6 €/kW instalado para os sistemas PV e 1,4 €/kW instalado para os sistemas micro-eólicos.

O benefício anual obtido pelos consumidores é de 272,43 € no caso das redes rurais e de 238,22 € no caso das redes urbanas. Tendo em consideração a energia consumida na microrede, o benefício corresponde a 0,1 cêntimo de Euro por kWh consumido no caso das redes rurais e 0,09 cêntimo de Euro por kWh consumido no caso das redes urbanas.

Admitido um período de vida útil de 20 anos para a microrede, os benefícios totais relacionados com a fiabilidade resultam em 5820 € no caso das redes rurais e 5095 € no caso das redes urbanas.

7.5 Conclusões

A avaliação do valor da fiabilidade dos sistemas eléctricos tem vindo, ao longo dos últimos anos, a receber crescente atenção por parte dos reguladores desses sistemas e dos próprios operadores das redes. Este facto deve-se, fundamentalmente, aos custos económicos que a falta de fiabilidade acarreta para diferentes entidades, nomeadamente para os consumidores, produtores de energia e para os operadores das redes eléctricas.

As características das microrredes, nomeadamente a capacidade para operarem em modo isolado, permitem que estas entidades possam contribuir para melhorar a qualidade de serviço dos sistemas de distribuição. Efectivamente, as microrredes permitem diminuir os impactos produzidos por defeitos ocorridos nas redes a montante, reduzindo o número e a duração das interrupções de alimentação que afectam alguns consumidores, nomeadamente os integrados nestas entidades.

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia que permite avaliar a influência das microrredes sobre os índices de fiabilidade individuais e de sistema de uma rede de distribuição. Para o efeito foi utilizada uma abordagem analítica que permite ter em consideração as características das microrredes, nomeadamente a possibilidade de funcionamento em modo isolado, a elevada probabilidade de sucesso na transição entre os modos de funcionamento interligado e isolado e a possibilidade de controlo conjunto da carga e produção internas.

Adicionalmente, foram identificados os potenciais benefícios resultantes da melhoria na fiabilidade produzida pelas microrredes, bem como as entidades a favor das quais esses benefícios revertem. A forma como a quantificação económica dos benefícios pode ser efectuada foi, também, apresentada.

A metodologia que permite avaliar a influência das microrredes sobre os índices de fiabilidade individuais e de sistema de uma rede de distribuição foi aplicada a um sistema teste, o qual possibilitou obter as seguintes conclusões: i) as microrredes permitem melhorar os índices de fiabilidade de consumidores dentro e fora destas estruturas; ii) os melhoramentos para os consumidores externos dependem, significativamente, da forma de gestão dos sistemas de

distribuição por parte dos respectivos operadores; iii) a razão entre a carga e a produção da microrede (RCP) influencia a extensão dos benefícios obtidos; iv) os índices de fiabilidade do sistema são também melhorados por acção das microredes (em resultado do melhoramento nos índices individuais); v) os melhoramentos nos índices de sistema e individuais de alguns consumidores (fora das microredes) tendem a ser mais significativos quando as redes de distribuição MT se encontram mais próximas dos seus limites de capacidade.

O exemplo de aplicação permitiu ainda ilustrar a forma como se podem estimar os benefícios relacionados com o melhoramento da fiabilidade, tendo em consideração o ponto de vista de diferentes agentes económicos, nomeadamente os consumidores, os microgeradores e os operadores das redes de distribuição. Este exemplo permitiu concluir que os benefícios obtidos são significativos, sendo superiores quando as microredes se instalam em redes eléctricas de distribuição com pior fiabilidade.

Capítulo 8 – Conclusões e perspectivas de desenvolvimento

8.1 Conclusões

Esta dissertação procurou contribuir para a definição de um quadro regulatório adequado ao desenvolvimento dos conceitos de microgeração e de microrredes no seio dos actuais sistemas de distribuição.

O desenvolvimento referido é, como foi mostrado no capítulo 2, essencialmente condicionado pela tendência para a não existência de um “alinhamento natural” entre os custos e os benefícios produzidos pela microgeração e pelas microrredes. Este facto origina barreiras ao progresso daquelas entidades, uma vez que determinados agentes económicos (os que obtêm mais custos que benefícios) não têm interesse no seu estabelecimento.

O sucesso do desenvolvimento da microgeração e das microrredes requer, portanto, a existência de um quadro regulatório capaz de eliminar as barreiras relacionadas com os desequilíbrios entre os custos e os benefícios percebidos pelos diferentes agentes económicos. A supressão dessas barreiras envolve a definição de princípios capazes de criar uma situação de “mais benefícios que custos” para todos os agentes. Para o efeito é necessário identificar e quantificar os benefícios e os custos que a microgeração e as microrredes podem produzir, visando a sua posterior partilha de forma a suprimir as situações que conduzem à existência das barreiras mencionadas.

A principal contribuição desta dissertação para a definição do quadro regulatório supracitado foi a definição de modelos para a avaliação dos principais benefícios que a microgeração e as microrredes podem gerar, nomeadamente os relacionados com: i) a segurança de abastecimento; ii) as perdas eléctricas evitadas; iii) o diferimento de investimentos; iv) as emissões evitadas; v) e o aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição. Para cada um destes benefícios foi desenvolvida uma metodologia que permite estimar o respectivo impacto da microgeração e das microrredes.

A contribuição da microgeração e das microrredes para a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos foi avaliada no capítulo 3 tendo-se desenvolvido, para o efeito, uma nova metodologia probabilística baseada em simulação de Monte-Carlo não cronológica. A contribuição referida foi quantificada em termos de crédito de capacidade (CC), o qual pode, posteriormente, ser convertido num valor económico. A aplicação da metodologia a um sistema com a dimensão do português permitiu obter conclusões qualitativas e quantitativas sobre o CC a atribuir à microgeração e às microrredes. Os resultados obtidos permitiram retirar algumas conclusões interessantes, nomeadamente: i) independentemente da tecnologia, a potência individual de cada microgerador não influencia significativamente o respectivo CC; ii) a influência da indisponibilidade dos microgeradores no respectivo CC, embora mais significativa, é também limitada; iii) diferentes tecnologias de microgeração obtêm diferentes CC, sendo que a micro-CHP obtém o valor mais significativo e os geradores micro-eólicos o menos expressivo; iv) a fiabilidade inicial do sistema eléctrico apresenta alguma influência sobre o CC a atribuir à microgeração; v) a integração dos sistemas micro-CHP controláveis em microrredes permite melhorar o seu CC de forma sensível; vi) a possibilidade de controlo de carga por parte das microrredes confere-lhes um CC significativo. Os valores de CC obtidos

são a base para a quantificação económica do benefício que resulta da contribuição da microgeração e das microredes para a segurança de abastecimento.

O capítulo 4 apresentou uma metodologia inovadora destinada a estimar o impacto da microgeração nas perdas das redes de transporte e de distribuição. O impacto referido foi estimado com recurso a factores de perdas evitadas, os quais apresentam uma relação com os factores de ajustamento para perdas, utilizados na regulação portuguesa para as imputar aos consumidores. Esta relação permite garantir consistência entre o valor das perdas cobradas aos consumidores e o valor das perdas evitadas atribuídas à microgeração. O conceito de valor esperado foi utilizado para contabilizar a influência do número, localização e da capacidade individual dos microgeradores sobre os factores de perdas evitadas. Para lidar com as incertezas inerentes ao nível de penetração da microgeração e ao tipo de distribuição de carga nas redes (uniforme e uniformemente decrescente), definiram-se intervalos de valores de perdas evitadas esperadas. A aplicação da metodologia a uma situação semelhante à portuguesa permitiu retirar algumas conclusões, nomeadamente: i) nas redes a montante da rede BT, as perdas evitadas assumem valores superiores ao respectivo valor médio utilizado na alocação das perdas aos consumidores; ii) o valor total de perdas evitadas por cada kWh de energia microgerada é significativo, aumentando à medida que aumenta a penetração de microgeração (sendo que, nas horas de ponta e cheias e para elevados níveis de penetração, as perdas evitadas por cada kWh de energia microgerada podem ser superiores às perdas que seriam alocadas a um consumidor que, nos mesmos períodos, consumisse 1 kWh de electricidade); iii) diferentes tecnologias de microgeração produzem diferentes valores de perdas evitadas anuais, devido aos diferentes perfis de produção. A metodologia desenvolvida permite, portanto, quantificar o valor das perdas evitadas, expresso em kWh, o qual, quando multiplicado pelo custo da electricidade, resulta no valor económico das perdas evitadas pela microgeração.

No capítulo 5 foi proposta uma metodologia para estimar o benefício resultante do diferimento de investimentos nas redes eléctricas produzido pela microgeração e pelas microredes. A metodologia baseia-se no conceito de variação do valor actualizado de um plano de investimentos. As incertezas inerentes ao perfil de produção dos microgeradores e à respectiva coincidência com a ponta de carga das redes eléctricas foram consideradas no modelo. O impacto produzido pelo número e disponibilidade dos sistemas de microgeração sobre o valor do benefício foi também avaliado. A aplicação da metodologia a um caso de estudo, baseado no sistema português, permitiu retirar algumas conclusões interessantes, nomeadamente: i) diferentes tecnologias tendem a produzir diferentes benefícios devido aos respectivos perfis de produção. Neste contexto, os sistemas micro-CHP são os que apresentam melhor desempenho, devido à coincidência entre os seus períodos de funcionamento e os de ponta do sistema eléctrico, ii) a inclusão dos geradores micro-CHP controláveis em microredes permite ainda melhorar este desempenho; iii) o benefício associado ao diferimento de investimentos produzido pelo controlo de carga das microredes é significativo, sendo função do factor de disponibilidade para interrupção de carga destas entidades. O valor económico obtido com a aplicação da metodologia desenvolvida, tal como nos casos anteriores, é determinante no contexto da definição de um quadro regulatório para a microgeração e microredes nos moldes referidos no capítulo 2.

O capítulo 6 concentrou-se na avaliação dos benefícios relativos às emissões evitadas pela microgeração, os quais são função da energia microgerada e das perdas evitadas que essa energia produz. O perfil de produção de cada tecnologia de microgeração foi considerado. As emissões evitadas foram estimadas tendo em consideração diferentes períodos horários, de

forma a contabilizar a variação temporal nas perdas das redes (e internalizar as variações nas emissões do sistema de produção convencional). A metodologia desenvolvida foi aplicada a um caso de estudo baseado no sistema eléctrico português. Os resultados obtidos mostram que: i) para igual quantidade de energia microgerada, as tecnologias sem emissões (PV, micro-eólica) apresentam mais emissões evitadas que as tecnologias com emissões (micro-CHP); ii) independentemente da tecnologia, o valor total das emissões evitadas é significativamente influenciado pela produção convencional que a microgeração substitui; iii) os períodos em que a produção ocorre são também importantes, nomeadamente devido à quantidade de perdas eléctricas que são evitadas (e as consequentes emissões); iv) no caso particular dos sistemas micro-CHP, as emissões evitadas são significativamente influenciadas pelo rendimento adoptado para a caldeira de aquecimento central de referência. A aplicação da metodologia desenvolvida permite quantificar os benefícios económicos relacionados com as emissões ambientais, que é uma parte relevante da análise custos/benefícios subjacente à definição de um quadro regulatório com o formato referido no capítulo 2

A influência das microrredes sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição foi avaliada no capítulo 7. Para o efeito utilizou-se uma metodologia analítica que permite ter em consideração as características destas estruturas, nomeadamente a possibilidade de funcionamento em modo isolado, a elevada probabilidade de sucesso na transição entre o modo interligado e o modo isolado e a possibilidade de controlo conjunto da carga e produção internas. A metodologia foi aplicada a um sistema de distribuição teste, o qual possibilitou obter as seguintes conclusões: i) as microrredes permitem melhorar os índices de fiabilidade de consumidores dentro e fora destas estruturas; ii) os melhoramentos para os consumidores externos dependem, significativamente, da forma de gestão dos sistemas de distribuição por parte dos respectivos operadores; iii) a razão entre a carga e a produção da microrrede (RCP) influencia a extensão dos benefícios obtidos; iv) os índices de fiabilidade do sistema são também melhorados por acção das microrredes (em resultado do melhoramento nos índices individuais); v) os melhoramentos nos índices de sistema e individuais de alguns consumidores (fora das microrredes) tendem a ser mais significativos quando as redes de distribuição MT se encontram mais próximas dos seus limites de capacidade. Neste capítulo identificaram-se ainda os agentes económicos que podem beneficiar do impacto positivo que as microrredes podem produzir sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição. Adicionalmente, foram apresentadas abordagens que permitem a valorização económica dos melhoramentos da fiabilidade, considerando o ponto de vista de diferentes agentes económicos, nomeadamente dos consumidores, dos microgeradores e dos operadores das redes de distribuição. Essa valorização e a identificação dos agentes que obtêm os benefícios são cruciais para a definição de um quadro regulatório baseado no modelo definido no capítulo 2.

8.2 Perspectivas futuras

8.2.1 Actividades para concretização das ideias da tese

Como foi referido no capítulo 2, a análise dos custos e benefícios que resultam da disseminação da microgeração e das microrredes, incluindo a identificação dos agentes económicos que tendem a suportar os custos ou a obter os benefícios, é essencial para a definição de um quadro regulatório adequado ao desenvolvimento dos conceitos de microgeração e microrredes.

Ao longo desta dissertação foram apresentadas metodologias que permitem estimar um conjunto de benefícios económicos que tendem a resultar do desenvolvimento da microgeração e das microredes, nomeadamente os relacionados com: i) a segurança de abastecimento; ii) as perdas eléctricas evitadas; iii) o diferimento de investimentos; iv) as emissões evitadas; v) e o aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição.

A aplicação das metodologias desenvolvidas a um sistema eléctrico específico permitirá, por um lado, quantificar o valor dos benefícios referidos e, por outro, identificar quais os agentes económicos que tendem a obter tais benefícios.

A efectiva quantificação dos benefícios, utilizando as metodologias apresentadas nos capítulos 3 a 7, implica a realização de estudos específicos, os quais, por sua vez, requerem a existência da informação necessária adequada à aplicação das metodologias. Esta informação inclui, além das características do sistema eléctrico em estudo, o estabelecimento de previsões sobre o desenvolvimento esperado para a microgeração e para as microredes bem como a obtenção de informação sobre as características técnicas e de gestão destes conceitos. Assim, a aplicação das diversas metodologias envolve a utilização de informação de diversa natureza, nomeadamente referente:

- à constituição do sistema electroprodutor centralizado, incluindo a fiabilidade das unidades de produção;
- ao comportamento da carga eléctrica (ao nível do sistema electroprodutor e das redes eléctricas), incluído o crescimento esperado para a carga;
- à constituição das redes eléctricas, incluindo a respectiva fiabilidade e a estrutura de consumidores (comerciais, industriais, domésticos) que integram as redes BT;
- ao perfil de consumo típico dos diferentes tipos de consumidores;
- ao custo associado à interrupção da alimentação aos consumidores;
- ao nível de perdas nas redes eléctricas de transporte e de distribuição;
- ao nível e tipo de investimentos efectuados nas redes eléctricas;
- aos perfis de produção dos sistemas de microgeração (relacionados com dados relativos à irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente);
- às características típicas (capacidade individual, indisponibilidade) e formas de operação e instalação dos sistemas de microgeração.

Com base nesta informação podem ser definidos os casos de estudo adequados à quantificação, para um sistema eléctrico específico, dos benefícios produzidos pela microgeração e microredes. Por exemplo, a informação referida pode ser utilizada para definir os parâmetros necessários à quantificação dos benefícios relacionados com a fiabilidade que uma microrede pode produzir, incluindo a definição de redes típicas (urbanas, semi-urbanas, rurais).

As metodologias desenvolvidas permitem, se tal for desejável, estimar os benefícios produzidos pela microgeração e pelas microredes tendo em consideração a sua variação espacial e temporal.

A discriminação temporal possibilita a definição de mecanismos de incentivo (por exemplo prémios a pagar à microgeração e às microredes) capazes de reflectir os benefícios que, em cada período temporal, são produzidos. Note-se, contudo, que a diferenciação temporal pode não ser um requisito importante, nomeadamente no que se refere à maioria dos sistemas de microgeração. Efectivamente, o objectivo da utilização de mecanismos de incentivo com

discretização temporal é o de incentivar a produção de energia em períodos em que tal produção gera maiores benefícios. Contudo, os sistemas de microgeração são, na sua maioria, não controláveis (a produção depende, fundamentalmente, de condições climatéricas) pelo que a utilização de mecanismos de incentivo com discretização temporal não tem aplicação nestes casos. Todavia, este tipo de abordagem pode ser aplicável aos sistemas micro-CHP controláveis (com armazenamento de energia térmica) e às microrredes, as quais podem disponibilizar-se para, em determinados períodos, reduzirem a carga eléctrica que representam para o sistema (por exemplo utilizando sistemas de armazenamento de energia, aumento a produção interna ou interrompendo cargas não prioritárias).

A discriminação espacial permite reflectir, no valor dos benefícios produzidos pela microgeração e pelas microrredes, a influência da sua localização geográfica. Por exemplo, como constatado no capítulo 7, uma determinada microrrede poderá produzir diferentes valores de benefícios relacionados com a fiabilidade em função da sua localização numa rede rural ou numa rede urbana. Naturalmente, a definição de mecanismos de incentivo à microgeração e às microrredes com discriminação espacial apenas poderá ser aplicada se a regulação dos sistemas eléctricos não determinar uniformidade de tratamento a estas entidades.

Note-se que, independentemente da existência de discriminação espacial e temporal, as metodologias apresentadas nos capítulos 3 a 7 diferenciam, em termos de benefícios produzidos, os sistemas de microgeração e microrredes com diferentes características. Por exemplo, os sistemas de microgeração que apresentem um perfil de produção fortemente correlacionado com o perfil de carga dos sistemas eléctricos (sistemas micro-CHP) produzem maiores benefícios, nomeadamente relacionados com a contribuição para a segurança de abastecimento, para a redução de perdas e para o diferimento de investimentos.

Os valores dos benefícios obtidos pela aplicação das metodologias apresentadas nesta dissertação suportam, posteriormente, o processo de estabelecimento de uma política específica de regulação para integração económica da microgeração e das microrredes no seio dos actuais sistemas de distribuição. A concretização de um tal quadro regulatório envolve, contudo, algum trabalho adicional, nomeadamente relacionado com a identificação e quantificação dos custos produzidos pelo desenvolvimento da microgeração e das microrredes. Uma parte dos custos foram já identificados e, em parte, quantificados no âmbito de algumas publicações que resultaram deste trabalho, nomeadamente [2][64][68]. Contudo, a importância deste assunto para a definição do quadro regulatório justifica um estudo mais aprofundado deste assunto. Adicionalmente, outros potenciais benefícios não tratados nesta dissertação devem também ser estudados e incluídos no processo de definição do quadro regulatório destinado à integração da microgeração e das microrredes. A influência destas entidades nos preços de mercado da electricidade e no desenvolvimento de novas actividades económicas são dois exemplos de benefícios não estudados nesta dissertação, que deverão ser contabilizados no processo de definição da regulação.

O desenvolvimento de uma metodologia que permita ao regulador monitorizar os benefícios efectivamente produzidos pela microgeração e pelas microrredes é também um aspecto importante no âmbito da aplicação da metodologia. A monitorização referida permitirá a avaliação das estimativas efectuadas para os benefícios e, eventualmente, a definição de medidas de ajuste.

8.2.2 Desenvolvimentos futuros

Ao longo da realização deste trabalho foram identificados vários assuntos que merecem ser investigados em trabalhos futuros. Os assuntos mais relevantes são apresentados em seguida, sendo que alguns são expansões de tópicos tratados na tese enquanto outros são prolongamentos naturais ao trabalho desenvolvido.

No contexto dos tópicos tratados na tese, os assuntos que mais claramente se destacam para futuros desenvolvimentos são: i) o aprofundamento do modelo para determinação do crédito de capacidade a atribuir à microgeração e às microrredes; ii) e a definição de modelos para quantificação dos parâmetros mais relevantes das microrredes (necessários à quantificação dos benefícios que estas entidades produzem).

O aprofundamento do modelo para determinação do crédito de capacidade deve ser efectuado de forma a incluir na análise as componentes hídrica e eólica do sistema electroprodutor, tendo em consideração as respectivas variações anuais da disponibilidade. Para o efeito poderá ser utilizado um modelo de simulação baseado num processo de Monte Carlo cronológico.

Os parâmetros mais relevantes das microrredes a quantificar são: o factor de disponibilidade para interrupção de carga (β), o comportamento do índice RCP , as probabilidades de sucesso no isolamento das microrredes (P_M) e de ocorrência de um “shut down” completo após um defeito interno (P_L), o tempo de restauro da microrrede após o “shut down” completo (T_a), e o coeficiente de segurança relacionado com a amplitude da reserva necessária ao funcionamento em modo isolado (α). A quantificação destes parâmetros envolve a definição de modelos adequados para o efeito, os quais podem incluir formas de tratamento de incertezas.

O desenvolvimento de modelos que permitam propagar a incerteza associada a alguns dados utilizados na estimativa dos benefícios produzidos pela microgeração e pelas microrredes (por exemplo, níveis de penetração de microgeração e de microrredes) é um dos prolongamentos naturais ao trabalho efectuado. Esta propagação pode ser conseguida utilizando modelos difusos ou probabilísticos e permitirá efectuar uma caracterização mais rigorosa dos valores típicos dos parâmetros finais a usar na regulação.

A análise do impacto produzido pela potencial generalização dos veículos eléctricos sobre as microrredes e, conseqüentemente, sobre as metodologias para quantificação de benefícios apresentadas nesta dissertação, é outro assunto que importa investigar em trabalhos futuros. Neste âmbito importa avaliar a forma como a generalização referida (e o conceito emergente de “Vehicle to grid - V2G”) poderá influenciar as hipóteses em que se baseiam as metodologias desenvolvidas.

Outra extensão natural do trabalho apresentado nesta dissertação prende-se com o conceito emergente de multi-microrredes (“multi-microgrids”). Este conceito consiste na associação entre diversas microrredes e unidades de produção distribuída localizadas em ramos adjacentes das redes de média tensão. A associação referida permite que os sistemas de distribuição se tornem em entidades mais activas com possibilidade de efectuar um controlo activo da carga e de algumas unidades de produção. Este tipo de controlo potencia o desenvolvimento do conceito de “demand response” (também designado, frequentemente, por “dynamic demand-side management”) e fornece às microrredes a possibilidade de, por exemplo, fornecerem serviços de sistema relacionados com a reserva operacional. Os sistemas de armazenamento

de energia, incluindo os veículos eléctricos, poderão ter um papel importante a desempenhar neste contexto. Note-se que o conceito de multi-microredes pode também potenciar os benefícios relacionados com a fiabilidade dos sistemas de distribuição, nomeadamente no que se refere à fiabilidade do abastecimento de consumidores que não integram qualquer microrede. A forma como o conceito de multi-microredes influencia as metodologias apresentadas nesta dissertação é, pelo exposto, outro tema que no futuro deverá ser alvo de investigação.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

- [1] MicroGrids Website, <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/>, Junho 2008
- [2] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, “Economic Analysis of Microgrids Including Reliability Aspects”, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Sweden, 2006.
- [3] M. Granger Morgan, Hisham Zerriffi, “The Regulatory Environment for Small Independent Micro-grid Companies”, CEIC Working paper 02-07, September 2002.
- [4] Marc Ringel, “Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates”, Renewable Energy 31, Elsevier, 2006.
- [5] “Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 19 December 1996”.
- [6] Pablo Frias, Tomás Gómez, Juan Rivier, “Regulation of distribution system operator with high penetration of distributed generation”, 16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland, 2008.
- [7] N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, A.G. Tsikalakis, J.A. Peças Lopes, G. Kariniotakis, J. Oyarzabal, “Management of Microgrids in Market Environment”, International Conference on Future Power Systems, 2005
- [8] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmaans, W. D’haeseleer, “Distributed generation definition, benefits and issues”, Energy Policy 33, April 2005.
- [9] “Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets”, IEA/OECD, Paris
- [10] Pehnt, M., Cames, M., Fischer, C., Praetorius, B., Schneider, L., Schumacher, K., “Microcogeneration. Towards a Decentralized Energy Supply”, Springer, Heidelberg, 2006
- [11] Raphael Sauter, Jim Watson, “Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance”, Energy Policy 35, 2006.
- [12] G. Strbac, N. Jenkins, T. Green, D. Pudjianto, “Review of Innovative Network Concepts”, DG-GRID Project, December 2006.
- [13] M. Scheepers, Dierk Bauknecht, Jaap Jansen, Jeroen de Joode, Tomás. Gómez, Danny Pudjianto, Stephanie Ropenus, Goran Strbac, “Regulatory Improvements for Effective Integration of Distributed Generation into Electricity Distribution Networks”, DG-GRID Project, November 2007.
- [14] Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A. Sakis Meliopoulos, Robert Yinger, Joe Eto, “Integration of Distributed Energy Resources, The CERTS MicroGrid Concept”, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, April 2002.

- [15] Wasin Choudhury, Stephen Andrews, “Payment Mechanisms For Micro-Generation”, Report Number K/EL/00282/REP, Ilex Energy Consulting, 2002.
- [16] J.A. Peças Lopes, J.T. Saraiva, N. Hatziargyriou, N. Jenkins, “Management of MicroGrids”, International Electrical Equipment Conference, Bilbao, October, 2003.
- [17] “System Integration of Additional Micro-generation”, Department of Trade and Industry of UK, 2004, (available on-line on <http://www.dti.gov.uk/renewables/>)
- [18] R. Caire, N. Retière, S. Martino, C. Andrieu, N. Hadjsaid, “ Impact assessment of LV distributed generation on MV distribution network ”, Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume 3, 2002
- [19] Afzal S. Siddiqui, Chris Marnay, Owen Bailey, Kristina Hamachi LaCommare, “Optimal Selection of On-Site Generation with Combined Heat and Power Applications”, International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 1, N.º 1, 2005.
- [20] “The growth potential for Microgeneration in England, Wales and Scotland”, elementenrgy, June 2008.
- [21] S.R. Allen, G.P. Hammond, M.C. McManus, “Prospects for and barriers to domestic micro-generation: A United Kingdom perspective”, Applied Energy 85, 2008.
- [22] Jim Watson, Raphael Sauter, Bakr Bahaj, Patrick James, Luke Myers, Robert Wing, “Domestic micro-generation: Economic, regulatory and policy issues for the UK”, Energy Policy 36, 2008.
- [23] Evguenity Entchev, John Gusdorf, Mike Swinton, Mike Bell, Frank Szadkowski, Walter Kalbfleisch, Roger Marchand, “Micro-generation technology assessment for housing technology”, Energy and Buildings 36, Elsevier, 2006.
- [24] A.G. Tsikalakis, N. Hatziargyriou, “Economic Scheduling Functions of a Microgrid Participating in Energy Markets”, DG CIGRE Symposium, April 2005.
- [25] P.Moisés Costa, Manuel A. Matos, “Reliability of Distribution Networks with Microgrids”, Proceedings of PowerTech 2005, St. Petersburg, June 2005.
- [26] Carlos A. Hernandez-Aramburo, Tim .C.Green, Nicolas Mugniot, “Fuel Consumption Minimization of a Microgrid”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 41 N° 3, May/June 2005.
- [27] A.G. Tsikalakis, N. Hatziargyriou, “Financial Evaluation of Renewable Energy Source Production in Microgrids Markets Using Probabilistic Analysis”, Proceeding of PowerTech 2005, St. Petersburg, June 2005.
- [28] Chris Marnay, Owen Bailey, “The CERTS Microgrid and the future of the Macrogrid ” , Proceedings of the ACEEE Summer Study on Energy Efficiency Buildings, August 2004.
- [29] Robert Lasseter, Paolo Piagi, “Microgrid: A Conceptual Solution”, PESC-04, Germany, June 2004

- [30] J.A. Peças Lopes, C. Moreira, A. Madureira, F. Resende, “Evaluation of the Emergency Strategies during Islanding and Black Start”, Microgrids Project, 2005
- [31] Faisal A. Mohamed, “Microgrid Modelling and online management”, PhD Thesis, Helsinki University of Technology, January 2008.
- [32] D. Pudjianto, G. Strbac, F. Overbeeke, A. I. Androuso, Larrabe Zigor, J. T. Saraiva, “Investigation of Regulatory, Commercial, Economic and Environmental Issues in MicroGrids”, International Conference on Future Power Systems, 2005
- [33] Douglas E. King, “Electric Power Micro-grids: Opportunities and Challenges for an emerging Distributed Energy Architecture, PhD Thesis, Carnegie Mellon University, 2006
- [34] N. Hatziargyriou, Nick Jenkins, Goran Strbac, J.A. Peças Lopes, J. Ruela, A. Engler, J. Oyarzabal, G. Kariniotakis, A. Amorim, “Microgrids – Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids”, CIGRÉ 2006
- [35] Jiayi H., Chuanwen J., Rong X., “A review on distributed energy resources and MicroGrid”, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2007, doi:10.1016/j.rser.2007.06.004
- [36] Giri Venkataramanan, Mahesh Illindala, “Microgrids and sensitive loads”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002
- [37] Robert Lasseter, “Microgrids”, IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2002
- [38] A. Arulampalam, “Control of Power Electronic Interfaces in Distributed Generation Microgrids”, Draft Paper for International Journal of Electronics, Project Microgrids, 2003.
- [39] J.A. Peças Lopes, C. Moreira, A. Madureira, “Defining Control Strategies for Analysing MicroGrids Islanded Operation”, Internal report of Microgrids Project.
- [40] N. Jayawama, “Task TE2 – Fault Current Contribution from Converters”, Microgrids draft report for Task TE2, Microgrids Project, 2004.
- [41] A.G. Tsikalakis, N. Hatziargyriou, “Environmental benefits of distributed generation with and without emissions trading”, Energy Policy 35, Elsevier, 2007.
- [42] A. Dimeas, N. Hatziargyriou, “A MultiAgent System for Microgrid Control”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.20, N.º3, August 2005.
- [43] Juan R. Abbad, Danny Pudjianto, Seppo Kärkkäinen, Tomás Gómez, Uwe Leprich, Goran Strbac, “Assessment and Recommendations: Overcoming in Short-Term Grid System Regulatory and other Barriers to Distributed Generation”, DG-Grid Project, October 2005, www.dg.grid.org/
- [44] Philippe Menanteau, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy, “Price versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy”, Energy Policy 31, Elsevier, 2003.

- [45] A. C. Christiansen, “Technological change and the role of public policy: an analytical framework for dynamic efficiency assessments”, Report of the Fridtjof Nansen Institute, 2001.
- [46] K. Arrow, “The economic implications of learning by doing”, Review of Economic Studies 29, 1962.
- [47] Miquel Muñoz, Volker Oschmann, J. David Tàbara, “Harmonization of renewable electricity feed-in laws in the European Union”, Energy Policy Journal, Elsevier, 2007
- [48] R. Haas, W. Eichhammer, C. Huber, O. Langniss, A. Lorenzoni, R. Madlener, P. Menanteau, P.-E. Morthorst, A. Martins, A. Oniszk, J. Schleichb, A. Smithj, Z. Vassk, A. Verbruggen, “How to promote renewable energy systems successfully and effectively”, Energy Policy 32, Elsevier, 2004.
- [49] M. Thomson, D. G. Infield, “Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems”, IET Renew Power Generation 1, 2007.
- [50] “Distributed Resources: Incentives”, NERA Economic Consulting, April 2006.
- [51] Steve Ingram, Sarah Probert, Katherine Jackson, “The impact of Small Scale Embedded Generation on the Operating Parameters of Distribution Networks”, PB Power, DTI, 2003.
- [52] Rahul Walawalkar, Rahul Modak, William Lawrence, Donald Perkins, “Financing energy efficiency upgrades for DSM”, 17th International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2003.
- [53] T. K. Stovall, S. W. Hadley, D. T. Rizy, “Distributed Generation: Who Benefits?”, Public Utilities Fortnightly, March 2005.
- [54] Roger Peters, Maya Papineau, “Demand Side Management Incentives in Canada”, The Pembina Institute for Appropriate Development, August 2004.
- [55] Carla K. N. Cavaliero, Ennio P. Silva, “Electricity generation: regulatory mechanism to incentive renewable alternative energy sources in Brazil”, Energy Policy 33, Elsevier, 2005.
- [56] J.N. Sheen, “Incentive pricing and economic profitability of load management program”, Energy 31, Elsevier, 2006.
- [57] J.N. Sheen, “Fuzzy financial analyses of demand-side management alternatives”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, No. 2, March 2005
- [58] Marcel H. Didden, Willian D. D’haeseleer, “Demand side management in a competitive European market: who should be responsible for its implementation”, Energy Policy 31, Elsevier, 2003.
- [59] W.L. Lee, F. W. H. Yik, “Framework for formulating a performance-based incentive-rebate scale for the demand-side-energy management scheme for commercial buildings in Hong-Kong”, Applied Energy 73, Elsevier, 2002.

- [60] Dilip R. Limage, "Implementation of Demand-Side Management Programs", Proceedings of IEEE, 1985.
- [61] J. Eto, A. Destribats, D. Schultz, "Sharing the Savings to Promote Energy Efficiency", Energy & Environment Division, Lawrence Berkley Laboratory, University of Califórnia, 1992.
- [62] R. Sauter, J. Watson, P. James, L. Myers, B. Bahaj, "Economic Analisis of Micro-generation Deployment Models", Working Paper Séries Number 2006/1, Sustainable Technologies Programme, Economic & Social Research Council, 2006.
- [63] Martin Scheepers, A.F. Wals, "New approach in electricity network regulation: an issue on effective integration of distributed generation in electricity supply systems", Sustelnet Project-WP4.
- [64] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, J.A. Peças Lopes, "A Regulatory Framework for μ G and μ Grids", Proceedings of PowerTech 2007, Lausanne.
- [65] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, "Avoided Losses on LV Networks as a Result of Microgeneration", Electric Power Systems Research (2008), doi:10.1016/j.epsr.2008.09.014
- [66] Etan Z. Gumerman, Ranjit Bhavirkar, Kristina Hamachi LaCommare, Chris Marnay (2003). "Evaluation Framework and Tools for Distributed Energy Resources" Berkeley Lab Report #LBNL-52079, prepared for the Distributed Energy and Electric Reliability Program, US DOE. Berkeley, CA.
- [67] A. Lovins, E. Datta, T. Fieler, K. Rabago, J. Swisher, A. Lehmann, K. Wicker. "Small Is Profitable: The hidden economic benefits of making electrical resources the right size". Snowmass, CO. Rocky Mountain Institute. (2002)
- [68] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, J.A. Peças Lopes, "Regulation of microgeneration and microgrids", Energy Policy, Volume 36, Issue 10, October 2008.
- [69] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, "Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks", Electric Power Systems Research, Volume 79, Issue 2, February 2009.
- [70] Ahmed Shafiu, Thomas Bopp, Ian Chilvers, Goran Strbac, Nick Jenkins, Haiyu Li, "Active Management and Protection of Distribution Networks with Distributed Generation", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE
- [71] Eric Hirst, S.W. Hadley, "Generation Adequacy: Who Decides?", The Electricity Journal, Elsevier, 1999.
- [72] Dominique Finon, Virginie Pignon, "Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market", Utilities Policy 16, Elsevier, 2008.
- [73] Peter Cramton, Steven Stoft, "A Capacity Market that Makes Sense", The Electricity Journal 18, Elsevier, 2005.

- [74] Gerard L. Doorman, “Capacity Subscription: Solving the Peak Demand Challenges in Electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N.º 1, February 2005.
- [75] Miles Bidwell, Alex Henney, “Will the New Electricity Trading Arrangements Ensure Generation Adequacy?”, The Electricity Journal, Elsevier, August/September 2004.
- [76] IEA, “Security of Supply in Electricity Markets: Evidence and Policy Issues”, OECD/IEA, Paris, 2002.
- [77] IEA, “Power Generation Investment in Electricity Markets”, OECD/IEA, Paris, 2003.
- [78] Dominique Finon, “Incentives to invest in liberalised electricity industries in the North and South. Differences in the need for suitable institutional arrangements”. Energy Policy 34 (5), Elsevier, 2006.
- [79] Hamish Fraser, Francesco Lo Passio, “Developing a Capacity Payment Mechanism in Italy”, The Electricity Journal, Elsevier, 2003
- [80] Edward Krapels, Paul Flemming, Stephen Conant, “The Design and Effectiveness of Electricity Capacity Market Rules in the Northeast and California”, The Electricity Journal, Elsevier, 2004.
- [81] “Regulamento Tarifário”, ERSE, 2007
- [82] “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2008”, ERSE, Dezembro de 2007.
- [83] Eric Hirst, “Reliability benefits of price-responsive demand”, IEEE Power Engineering Review, Vol. 22, N.º 11, November 2003
- [84] Ming Zhou, Gengyin Li, Peng Zhang, “Impact of Demand Side Management on Composite. Generation and Transmission System Reliability”, Power Systems Conference and Exposition, 2006.
- [85] – Roberto Faranda, Antonio Pievatolo, Enrico Tironi, “Load Shedding: A New Proposal”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N.º 4, November 2007.
- [86] – R. Billinton, D. Lakhanpal, “Impacts of demand-side management on reliability cost/reliability worth analysis”, IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib, Vol. 143, N.º3, May 2006.
- [87] S. Talukdar, C.W. Gellings, “Load management”, Select papers on load management, IEEE press, 1987.
- [88] C. W. Gellings, William M. Smith, “Integrating Demand-Side Management into Utility Planning”, Proceedings of the IEEE, vol.77, no.6, 1989
- [89] Didier Boëda, Guillaume Verneau, Daniel Roye, “Load Control to Balance Limited ou Intermittent Production”, 19th International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Vienna, May 2007.

- [90] CRISP Project, <http://www.ecn.nl/crisp/>, Julho 2008
- [91] A.D. Hawkes, M.A. Leach, “The capacity credit of micro-combined heat and power”, *Energy Policy* 36, Elsevier, 2008
- [92] R. Billinton, Wenyuan Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods”, Plenum Press, New York, 1994
- [93] R. Billinton, “Bibliography on the Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Requirements”, IEEE/PES Winter Meeting, 1966
- [94] R. Billinton, “Bibliography on Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation”, IEEE Trans. on PAS, Vol. 91, 1972
- [95] R.N. Allan, R. Billinton, S. H. Lee, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation, 1977-1982”, IEEE Trans. on PAS, Vol. 103, 1984
- [96] R.N. Allan, R. Billinton, S. M. Shahidehpour, C. Singh, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power Systems Reliability Evaluation, 1982-1987”, IEEE Trans. on PAS, Vol. 103, 1984
- [97] R. Billinton, R.N. Allan, “Reliability Assessment of Large Electric Power Systems, Kluwer, Dordrecht, 1988
- [98] R. Billinton, L. Gan, “A Monte Carlo Simulation Model Adequacy Assessment of Multi-Area Generating Systems”, Proceedings of the Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, IEE, London, 1991
- [99] R. Billinton, L. Gan, “Use of Monte Carlo Simulation in Teaching Generation Capacity Adequacy Assessment”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, N.º 4, 1991
- [100] R. Billinton, L. Gan, “A Monte Carlo Method for Multi-Area Generating Systems Reliability Assessment”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, N.º 4, 1992
- [101] Marcato, A.L.M., Mello, J.C.O., Souza, R.C., Pereira, J.L.R., de Oliveira, E.J., “Chronological simulation in the evaluation of capacity requirements”, Proceedings of Bologna.
- [102] Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A., Chikhani, A.Y., “Adequacy assessment of distributed generation systems using Monte Carlo Simulation”, Transactions on Power Systems, Vol. 18, N.º 1, 2003
- [103] Armando M. L. Silva, Luiz A.F. Manso, Warley S. Sales, Leonidas C. Resende, Manuel J.Q. Aguiar, Manuel A. Matos, J. A. Peças Lopes, Vladimiro Miranda, “Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis considering renewable sources”, European Transactions on Electrical Power, Vol. 17, N.º 4, 2007
- [104] A. D. Peacock, M. Newborough, “Impact of micro-combined heat-and-power systems on energy flows in the UK electricity supply industry”, *Energy* 31, Elsevier, 2005.

- [105] Adam Hawkes, Matthew Leach, “ICEPT Working Paper: The Capacity Credit of Micro Combined Heat and Power”, Leach Centre for Energy Policy and Technology, Imperial College London, London, 2007
- [106] R.Ford, D. Milborrow, “Integrating renewables”, British Wind Energy Association, September 2006
- [107] Pedro Almeida, J.A. Peças Lopes, “Impacto de níveis elevados de penetração de Microgeração no Sistema Eléctrico Português”, Relatório do projecto final do curso de Licenciatura em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Julho 2007.
- [108] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), European project, <http://sunbird.jrc.it/pvgis/>, Junho 2008
- [109] http://meteo.ist.utl.pt/~jjdd/BIOSFERA/20080101_20080107/Lisboa.html, Junho 2008
- [110] Phoon Hee Yau, “Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables”, Master Theses, University of Strathclyde, September 2006.
- [111] M. Milligan, K. Porter, “Determining the capacity value of wind: a survey of methods and implementation”, www.nrel.gov/docs/fy05osti/38062.pdf, 2005.
- [112] L.L. Garver, “Effective Load Carrying Capability of Generating Units”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-85, N.º 8, August 1966.
- [113] M. Milligan, “Modeling Utility-Scale Wind Power Plants. Part 2: Capacity Credit”, Wind Energy, John Wiley Sons, Ltd, 2000.
- [114] M. Milligan, K. Porter, “The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation”, The Electricity Journal, Vol. 19, Issue 2, Elsevier, March 2006.
- [115] “California Renewables Portfolio Standard Renewable Generation Integration Cost Analysis. Multi-year analysis results and recommendations, Final Report”, Prepared by California Wind Energy Collaborative for California Energy Commission, June 2006
- [116] Wijarn Wangdee, R. Billinton, “Considering Load-Carrying Capability and Wind Speed Correlation of WCES in Generation Adequacy Assessment”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21 N.º 3, September 2006
- [117] Sophie Pelland, Ihab Abboud, “Estimating the Capacity Value and Peak-Shaving Potential of Photovoltaics in Ontário: A case-study for the city of Toronto”, 17th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Fukuoka, Japan, December 2007.
- [118] M. Milligan, “Modelling Utility-Scale Wind Power Plants. Part 2: Capacity Credit”, Wind Energy 3, DOI: 10.1002/we.36, 2000.
- [119] P.S. Pérez, J. Goens, E. Haesen, A. Woyte, J. Neyeng, P. Tchouate, G. Palmers, R. Belmans, J. Driesen, “The Role of Renewable Energy Technologies in Securing Electrical Supply in Belgium, Part 1, Sustainable Production and Consumption Patterns”, Final Report, March 2006.

- [120] Centro de informação do operador da rede nacional de transporte, <http://www.centroinformacao.ren.pt/portal/>, Junho 2008
- [121] P.S. Rao, R. Deekshit, "Energy Loss Estimation in Distribution Feeders", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, N.º 3, 2006.
- [122] C.A. Dortolina, R. Nadira, "The Loss That is Unknow is No Loss At All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N.º 2, May 2005.
- [123] Richard A. Manzzini, F.S. Prabhakara, "A Framework for Defining Loss Calculation Methodologies", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.22, N.º3, 2007
- [124] G. Strbac, J. Mutale, "Framework and Methodology for Pricing of Distribution Networks with Distributed Generation", A Report for Ofgem, 2005
- [125] M.O. Mikić, "Variance-Based Energy Loss Computation in Low Voltage Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N.º1, February 2007.
- [126] E. Carpaneto, G. Chicco, J. Akilimali, "Branch current decomposition method for loss allocation in radial distribution systems with distributed generation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, N.º.3, 2007
- [127] Iara Dossi Dennis, "Métodos de alocação de perdas em sistemas de distribuição com geradores distribuídos", Tese Doutorado, UNESP, 2003
- [128] A. D. Lima, A. Padilha-Feltrin, "Allocation of the costs of transmission losses", Electric Power Systems Research, Elsevier 72, 2004
- [129] A.J. Conejo, F.D. Galiana, I. Kockar, Z-bus loss allocation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.16, N.º1, 2001
- [130] A.J. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil, A.L. Guijarro, "Transmission Loss allocation: a comparison of different practical algorithms, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, N.º3, 2002
- [131] J. Bialek, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12 N.º3, 1997
- [132] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist., vol. 143, no. 4, 1996.
- [133] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, "Contributions of individual generators to loads and flows," in Proc. IEEE/Power Eng. Soc. Winter Meeting, 1996.
- [134] J. Mutale, G. Strbac, S. Curic, N. Jenkins, "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation", IEE Proceedings-Generation, Transmission, Distribution, Vol. 147, N.º 1, January 2000.

- [135] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, “Loss Allocation in Distribution Networks With Embedded Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N.º1, February 2002.
- [136] K. Nara, Y. Hayashi, K. Ikeda, T. Ashizawa, “Application of tabu search to optimal placement of distributed generator”, Power Engineering Society Winter Meeting, 2001.
- [137] V. Quezada, J. Abbad, Tomás Gómez, “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, N.º 2, May 2006.
- [138] P.M. Oliveira-De-Jesus, M.T. Ponce de Leão, “Distribution Loss Allocation Methods Assessment under Electricity Market Environment”, Proceedings of PowerTech 2005, St. Petersburg, June 2005.
- [139] K. Nara, Y. Hayashi, B. Deng, K. Ikeda, “Optimal Allocation of Dispersed Generators for Loss Minimization”, Electrical Engineering in Japan, Vol.136, N.º 2, 2001.
- [140] Y. Hayashi, J. Matsuki, “Loss Minimum Configuration of Distribution System Considering N-1 Security of Dispersed Generators”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N.º 1, February 2004.
- [141] T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secrest, A. Law, “Placement of Dispersed Generations Systems for Reduced Losses”, Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences, 2000
- [142] T. Hoff, D.S. Shugar, “The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution system losses”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10. N.º 3, September 1995
- [143] P.P Barker., R.W. Mello, “Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 – radial distribution systems”, Proceedings of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, 2000.
- [144] W. El-Khattam, A. Salama, “Impact of distributed generation on voltage profile in deregulated distribution system”, Proceedings Power System Conference, Clemson, 2002
- [145] P. Chiradeja, R. Ramakumar, “Benefits of distributed generation. A simple case study”, Proceedings of 32nd Annual Frontiers Power Conference, 1999
- [146] J.R. Saenz, P. Eguia, J.L. Berasategui, J. Marin, J. Arceluz, “Allocating Distribution Losses to Customers Using Distribution Loss Factors”, IEEE Power Tech 2001, Porto, Portugal, 2001.
- [147] Ferry Viawan, Ambra Sannino, “Voltage Control with Distributed Generation and its Impact on Losses in LV Distribution Systems”, 2005 IEEE PowerTech Conference, St. Petersburg, Russia, 2005
- [148] S. Persaud, B. Fox, and D. Flynn, “Impact of remotely connected wind turbines on steady state operation of radial distribution networks,” Proc. Inst. Elect. Eng., Gener., Transm., Distrib., vol. 147, no. 3, pp. 157–163, May 2000

- [149] W. Caisheng, M.H. Nehrir, "Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N.º 4, November 2004.
- [150] A. Keane, M. O'Malley, "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.20, N.º.3, 2005.
- [151] Carmen L.T. Borges, Djalma M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement", Electrical Power and Energy Systems 28, Elsevier, 2006
- [152] A.P. Agalgaonkar, S.V. Kulkarni, "Impact of wind generation on losses and voltage profile in a distribution system", IEEE Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region, 2003
- [153] Carmen L.T. Borges, Djalma M. Falcão, "Impact of DG allocation and sizing on reliability losses and voltage profile", IEEE Power Tech Conference, June 23-26, Bologna, Italy, 2003.
- [154] W. El-Khattam, Y.G. Hegazy, A. Salama, "Stochastic Power Flow Analysis of Electrical Distributed Generation Systems", IEEE conference 2003, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Canada, 2003
- [155] Y.G. Hegazy, G.M. Hashe, "Probabilistic power loss analysis of electrical distribution systems", Conference CCECE 2003, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Montreal, Canada, 2003.
- [156] P. Chiradeja, "Benefit of Distributed Generation: A line Loss Reduction Analysis", 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Ásia and Pacific, China
- [157] P. Moisés Costa., "Repartição de perdas em redes eléctricas partilhadas com produção em regime especial", tese de mestrado, FEUP, 2002.
- [158] "Methodology for Quantifying Economic and Environmental Benefits of MicroGrids", Microgrids project, Deliverable DG4, www.microgrids.power.ece.ntua.gr
- [159] "Custo de Capital das Actividades Reguladas da EDP Distribuição e da REN", Erse, 2005
- [160] P. Williams, G. Strbac, "Costing and pricing of electricity distribution services", Power Engineering Journal, June 2001.
- [161] Geoffrey Rothwell, Tomás Gómez, "Electricity Economics Regulation and Deregulation", IEEE Series on Power Engineering, 2003.
- [162] Mike Lockett, "Calculating the cost of capital for the regulated electricity distribution companies", Power Engineering Journal, October 2002.

- [163] P. Almeida, “Remuneração de Investimentos nas Redes”, A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007, ERSE, 2008.
- [164] Tomás Gómez, Juan R. Abbad, Pablo Frias, Stephanie Ropenus, Adriaan van der Welle, Dierk Bauknecht, “Guidelines for improvement on the short term of electricity distribution network regulation for enhancing the share of DG”, Work Package 4, Report D12/D13, June 15, 2007, Final Report
- [165] D. Pudjianto, D.M. Cao, S. Grenard, G. Strbac, “Method for Monetisation of Cost and Benefits of DG Options”, DG-Grid Project, January 2006.
- [166] Hugo A. Gil, Geza Joos, “On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, N.º 4, November 2006.
- [167] T. Hoff, H. Wenger, B.. Farmer, “An alternative to electric utility investments in system capacity”, Elsevier Energy Policy Journal, Vol. 24, N.º 2, 1996
- [168] V. H. Méndez, J. Rivier, J. I. de la Fuente, Tomás Gómez, J, Arceluz, J, Marín, A. Madruga, “A Monte Carlo Approach for Assessment of Investments Deferral in Radial Distribution Networks with Distributed Generation”, IEEE Bologna PowerTech, June 2003, Bologna, Italy.
- [169] V. H. Méndez, J. Rivier, J. I. de la Fuente, Tomás Gómez, J, Arceluz, J, Marín, A. Madruga, “Impact of distributed generation on distribution investment deferral”, Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, 2006.
- [170] R. E. Brown, J. Pan, X. Feng, K. Koutlev, “Siting Distributed Generation to Defer T&D Expansion”, Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES, 2001.
- [171] Yi-Hseih Huang, Sheng-Nian Yeh, “Benefits Evaluation of Cogeneration Based on Avoided Costs of Power Generation and Transmission”, Power Systems Conference and Exhibition, IEEE PES, 2004
- [172] P. Chiradeja, R. Ramakumar, “An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation”, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, N.º 4, December 2004
- [173] Hugo A. Gil, Geza Joos, “Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, N.º 2, May 2008.
- [174] “The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion”, US Department Energy, 2007
- [175] Roger C. Dugan, Thomas E. McDermott, Greg J. Ball, “Planning for Distributed Generation”, IEEE Industry Applications Magazine, March/April, 2001.
- [176] Xin Li, Garry K. Zielke, “One-Year Deferral Method for Estimating Avoided Transmission and Distribution Costs”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N.º 3, August 2005.

- [177] Karl Knapp, Jennifer Martin, Snuller Price, Frederick Gordon, “Costing Methodology for Electric Distribution System Planning”, prepared for The Energy Foundation, November, 2000.
- [178] G. Heffner, C.K. Woo, B. Horii, D. Lloyd-Zannetti, “Variations in Area- and Time-Specific Marginal Capacity Costs of Electricity Distribution”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N.º 2, May 1998
- [179] D. Ruiu, E. Wojczynski, “Avoided cost calculation procedures and values used by Canada utilities”, PSP&O Section of CEA, 1993.
- [180] T. Kingston, T. K. Stovall, “Exploring Distributed Energy Alternatives to Electrical Distribution Grid Expansion”, U.S. Department of Energy, 2005.
- [181] S.W. Hadley, T.K. Stovall, J.W. van Duke, “Customer Owned Utilities and Distributed Energy, Potentials and Benefits”, ORNL/TM-2005/257, 2006.
- [182] R. Orans, “Area-Specific Marginal Costing for Electric Utilities: A Case Study of Transmission and Distribution Costs”, PhD Thesis, Stanford University, 1989.
- [183] H. S. Parmesano, “Alternative approaches for area-specific marginal transmission and distribution cost estimation”, Proceedings EPRI Innovative Pricing Conference, Tampa, FL, 1994.
- [184] T. Gönen, “Electric Power Distribution System engineering”, McGraw-Hill Book Company, 1986
- [185] Joel Swisher, R. Orans, “The use of area-specific utility costs to target intensive DSM campaigns”, “Utilities Policy, Vol. 5, Nº 3/4, 1995.
- [186] “Análise das Previsões das Empresas para 2003”, ERSE, Novembro de 2002
- [187] “Análise das Previsões das Empresas para 2004”, ERSE, Novembro 2003
- [188] “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”, ERSE, Novembro 2004
- [189] “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”, ERSE, Novembro 2005
- [190] “Análise dos Orçamentos de Investimentos 2005-2008 e dos Relatórios de Execução dos Orçamentos 2004”, ERSE, Novembro 2005
- [191] “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”, ERSE, Outubro 2006
- [192] “Análise dos Orçamentos de Investimentos 2006-2007 e dos Relatórios de Execução dos Orçamentos 2005”, ERSE, Outubro 2006

- [193] “Plano de investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009”, REN, Novembro de 2003
- [194] “Plano de investimentos da Rede Nacional de Transporte 2006-2011”, REN, Janeiro de 2006
- [195] Paula Antunes, Ana Salgueiro, Rui Santos, Gonçalo Lobo, João Almeida, Nuno Carvalhais, Estudo sobre Sector Eléctrico e Ambiente: Impactes Ambientais do Sector Eléctrico, 1.º Relatório, ERSE, 2000.
- [196] P. Bresesti, M. V. Cazzol, R. Vailati, F. Zanellini, “Impact of Greenhouse Gas Emission Constraints on the Electrical System of Continental Europe”, St. Petersburg IEEE Powertech, 2005
- [197] José Pedro Sucena Paiva, “Redes de energia eléctrica, uma análise sistémica”, IST press, 2005.
- [198] EDP, Relatório do ambiente, 2001, disponível em: <http://www.edp.pt>, Junho 2008
- [199] S.W. Hadley, J.W. Van Dyke, “Emissions Benefits of Distributed Generation in the Texas Market”, April 2003, ORNL/TM-2003/100
- [200] E. Denny, M. O’Malley, “Wind generation power system operation and emissions reduction”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, N.º 1, February 2006.
- [201] Hugo A. Gil, Geza Joos, “Generalized estimation of Average Displaced Emissions by Wind Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N.º 3, August 2007.
- [202] A.G. Tsikalakis, N. Hatziargyriou, K. Papadogiannis, A. Gigantidou, J. Stefanakis, E. Thalassinakis, “Financial contribution of wind power on the island system of Crete”, Proceedings of the RES for Islands Conference, 2003.
- [203] N. Hatziargyriou, A.G. Tsikalakis, A. Dimeas, D. Georgiadis, J. Stefanakis, A. Gigantidou, E. Thalassinakis, “Security and economic impacts of high wind power penetration in island systems, Cigre, Paris, August 2004.
- [204] Neil Strachan, Hadi Dowlatabadi, “Distributed generation and distribution utilities”, Energy Policy 30, Elsevier, 2002.
- [205] “Estimation of Nitrogen Oxide Avoided Emission Rates Resulting from Renewable Electric Power Generation in the New England, New York and PJM Interconnection Power Market Areas”, Final Report prepared for Environmental Resources Trust and Connecticut Smart Power, Resource Systems Group, April, 2006.
- [206] S. Meyers, C. Marnay, K. Schumacher, J. Sathaye, “Estimating Carbon Emissions Avoided by Electricity Generation and Efficiency Projects: A Standardized Method (MAGPWR)”, Berkley National Laboratory, LBNL-46063, July 2000

- [207] Colin J. High. Kevin M. Hathaway, “Avoided Air Emissions from Electric Power Generation at Three Potential Wind Energy Projects in Virginia”, Resource Systems Group Inc, July 2006.
- [208] Wolfram Krewitt, Joachim Nitsch, “The German Renewable Energy Sources Act – an investment into the future pays off already today”, Renewable Energy 28, Pergamon, 2003.
- [209] “Report on Socio-Economic Evaluation of MicroGrids”, Microgrids Project, Deliverable D13, 2005, www.microgrids.power.ece.ntua.gr
- [210] D. Pudjianto, G. Strbac, “Investigation of regulatory, commercial, economic and environmental issues in microgrids”, International Journal of Distributed Energy Resources 2, 2006.
- [211] Chris Marnay, Jennifer L. Edwards, Ryan M. Firestone, Srijay Ghosh, Afzal S. Siddiqui, Michael Stadler, “Effects of a Carbon Tax on Combined Heat and Power Adoption by a Microgrid”, Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, 2002.
- [212] S.W. Hadley, J.W. Van Dyke, W.P. Poore, T.K. Stovall, “Quantitative Assessment of Distributed Energy Resource Benefit”, May 2003, ORNL/TM-2003/20
- [213] Günter R. Simader, Robert Krawinkler, Georg Trnka, “Micro CHP systems: state-of-the-art”, Final Report, contracted by European Commission and Austrian Federal Ministry of Economics and Labour, 2006
- [214] Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica para 2007, ERSE, Janeiro de 2007
- [215] A. Canova, G. Chicco, G. Genon, P. Mancarella, “Emission characterization and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines”, Energy Conversion and Management, Elsevier, 2008
- [216] Decreto-Lei N.º 33-A/2005 de 16 de Fevereiro
- [217] S. Holland, E. Mansur, “Is real time pricing green?: The environmental impacts of electricity demand variance, Centre for the Study of Energy Markets, Univ. California Energy Inst., 2004.
- [218] Despacho N.º 16122-A/2006, Erse
- [219] “Communication from the Commission to the European Council and European Parliament – An energy policy for Europe” Brussels, 2007, (http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/documents_en.htm)
- [220] “European energy and transport. Trends to 2030- update 2005”, European Commission, 2006, http://ec.europa.eu/energy/index_en.html.
- [221] Paula F.V. Ferreira, “Electricity Power Planning in Portugal: The Role of Wind Energy”, Tese de Doutoramento, Escola de Engenharia, Universidade do Minho, 2007.

- [222] “Relatório e contas, 2005. Caderno de sustentabilidade”, EDP, 2006, www.edp.pt
- [223] A.A. Chowdhury, S.K. Agarwal, D.O. Koval, “Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 39, N.º 5, September/October 2003.
- [224] Wu Yu-Chi, Chang Wei-Fu, “A Study on Optimal Reliability Indices in an Electrical Distribution System”, Proceedings of International Conference on Power System Technology, 2000.
- [225] Li Weixing, Wang Peng, Li Zhimin, Liu Yingchun, “Reliability Evaluation of Complex Radial Distribution Systems Considering Restoration Sequence and Network Constraints”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, N.º 2, April 2004.
- [226] R. Billinton, R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Pitman Advanced Publishing Program.
- [227] Mao Yiming, K. Miu, “Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N.º 4, November 2003.
- [228] P. P. Barker, R. W. De Mello, “Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems”, IEEE PES. Summer Meeting, Vol. 3, 2000, pp 1645-1656.
- [229] P. Wang, R. Billinton, “Time-sequential simulation techniques for rural distribution system reliability cost/worth evaluation including wind generation as alternate supply”, IEE Proc. Transmission, Distribution, and Generation, Vol.148, N.º4, 2001.
- [230] R.E. Brown, L.A.A. Freeman, “Analyzing the reliability impact of distributed generation”, IEEE/PES Summer meeting, 15-19, July 2001.
- [231] Teng Jen-Hao, Luor Tain-Syh, Liu Yi-Hwa, “Strategic Distributed Generator Placements For Service Reliability Improvements”, IEEE PES Summer Meeting, 2002.
- [232] Y. Sun, M.H. Bollen, G.W. Ault, “Probabilistic Reliability Evaluation for Distribution Systems with DER and Microgrids”, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 11-15 June, 2006.
- [233] I. S. Bae, J. O. Kim, J. C. Kim, C. Singh, “Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth”, “IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, N.º1, 2004.
- [234] J. A. Greatbanks, D. H. Popovic, M. Begovic, A. Pregelj, T.C. Green, “On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation”, Proceedings of IEEE PowerTech, Bologna, 2003.
- [235] Jen-Hao Teng, Yi-Hwa Liu, Chia-Yen Chen, Chi-Fa Chen, “Value-based distributed generator placements for service quality improvements”, Electrical Power & Energy Systems 29, Elsevier, 2007.

- [236] Anawach Sangswang, Krissanapong Kirtikara, “Reliability Improvement of a Distribution System Using PV Grid Connected System with Tie Switch”, IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems, 2006.
- [237] A. C. Neto, M. G. da Silva, A. B. Rodrigues, “Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints”, Proceedings of PMAFS, 2006.
- [238] J.A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, N.º 2, May 2006
- [239] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira, F. O. Resende, X. Wu, N. Jayawarna, N. Jenkins, F. Kanellos, N. Hatziaargyriou, “Control Strategies for MicroGrids Emergency Operation”, International Conference on Future Power Systems, 2005.
- [240] K.K. Kariuki, R.N. Allan, “Evaluation of reliability worth and value of lost load”, IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib., Vol.143, N.º 2, March 1996
- [241] R. Ghajar, R. Billinton, E. Chan, “Distributed Nature of Residential Customers Outage Costs”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N.º 3, August 1996.
- [242] S.A. Ali, G. Wacker, R. Billinton, “Determination and Use of Sector and Composite Customer Damage Functions”, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Alberta, Canada, 1999
- [243] A.A. Chowdhury, T.C. Mielnik, L.E. Lawton, M.J. Sullivan, A. Katz; “Reliability Worth Assessment in Electric Power Delivery Systems”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004
- [244] R. Billinton, W. Wangdee, “Approximate Methods for Event-Based Customer Interruption Cost Evaluation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N.º 2, May 2005.
- [245] A.A. Chowdhury, T.C. Mielnik, L.E. Lawton, M.J. Sullivan, A. Katz, D.O. Koval, “System Reliability Worth Assessment Using the Customer Survey Approach”, IEEE Annual Meeting Industry Applications Conference, 2004.
- [246] R. Billinton, E. Chan, G. Wacker, “Probability distribution approach to describe customer costs due to electric supply interruptions”, IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib., Vol.141, N.º 6, November 1994
- [247] N. Kaur, G. Singh, M.S. Bedi, T. Bhatti, “Evaluation of Customer Interruption Cost for Reliability Planning of Power Systems in Developing Economies”, 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, 2004
- [248] Z. Božić, “Customer Interruption Cost Calculation for Reliability Economics: Practical Considerations”, Proceedings of International Conference on Power System Technology, 2000.

- [249] G. Raymond, R. Billinton, “Economic costs of power interruptions: a consistent model and methodology”, *Electrical Power & Energy Systems Journal*, Elsevier, 2006
- [250] www.erse.pt, Julho 2008.
- [251] L. Goel, L.S. Low, “Composite power system adequacy assessment in terms of well-being”, *Computers and Electrical Engineering* 28, Pergamon, 2002.
- [252] R. Billinton, S. Adzanu, “Composite Generation and Transmission System Adequacy Assessment with Time Varying Loads Using A Contingency Enumeration Approach”, *Conference on Communications, Power and Computing*, Winnipeg, 1997.
- [253] A. M. Leite da Silva, L. Resende, L. Manso, V. Miranda, “Composite Reliability Assessment Based on Monte Carlo Simulation and Artificial Neural Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, N.º 3, August 2007
- [254] Brendan Kirby, Eric Hirst, “Maintaining Transmission Adequacy in the Future”, *Electricity Journal*, Elsevier, November 1999.
- [255] J. Tome Saraiva, V. Miranda, L. M. V. G. Pinto, “Generation/transmission power system reliability evaluation by Monte-Carlo simulation assuming a fuzzy load description,” *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 11, Nº 2, May 1996.
- [256] D. Anderson, “Power System Reserves and Costs with Intermittent Generation”, *UKERC*, London, UK, 2006.
- [257] G. Jannuzzi, “Políticas públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado – Uma análise da experiência recente dos EUA e do Brasil, *Universidade Estadual de Campinas*, 1999.
- [258] H. Jacobsen, S. Jensen, “Security of supply secured by market forces: Different stages and welfare prospects in relation to Danish and Nordic conditions”, *9th IAEE European Energy Conference*, June 10-12, Florence, 2007
- [259] Malcolm Abbott, “Is the Security of Electricity Supply a Public Good?”, *The Electricity Journal*, Elsevier, August/September, 2001.
- [260] Steven Stoft, “The Demand for Operating Reserves: Key to Price Spikes and Investment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, N.º 2, May 2003.
- [261] Cliff Rochlin, “Poor Hand Is Dealt In Effort to Debunk My ‘Elec. Card Trick’”, *The Electricity Journal* Volume 18, January-February 2005
- [262] G. A. Wikler, “Policy Options for Energy Efficiency Initiatives”, *The Electricity Journal*, January/February, Elsevier, 2000.
- [263] J. Eto, S. Stoft, S. Kito, “DSM shareholder incentives: recent designs and economic theory”, *Utilities Policy* 7, Pergamon, 1998

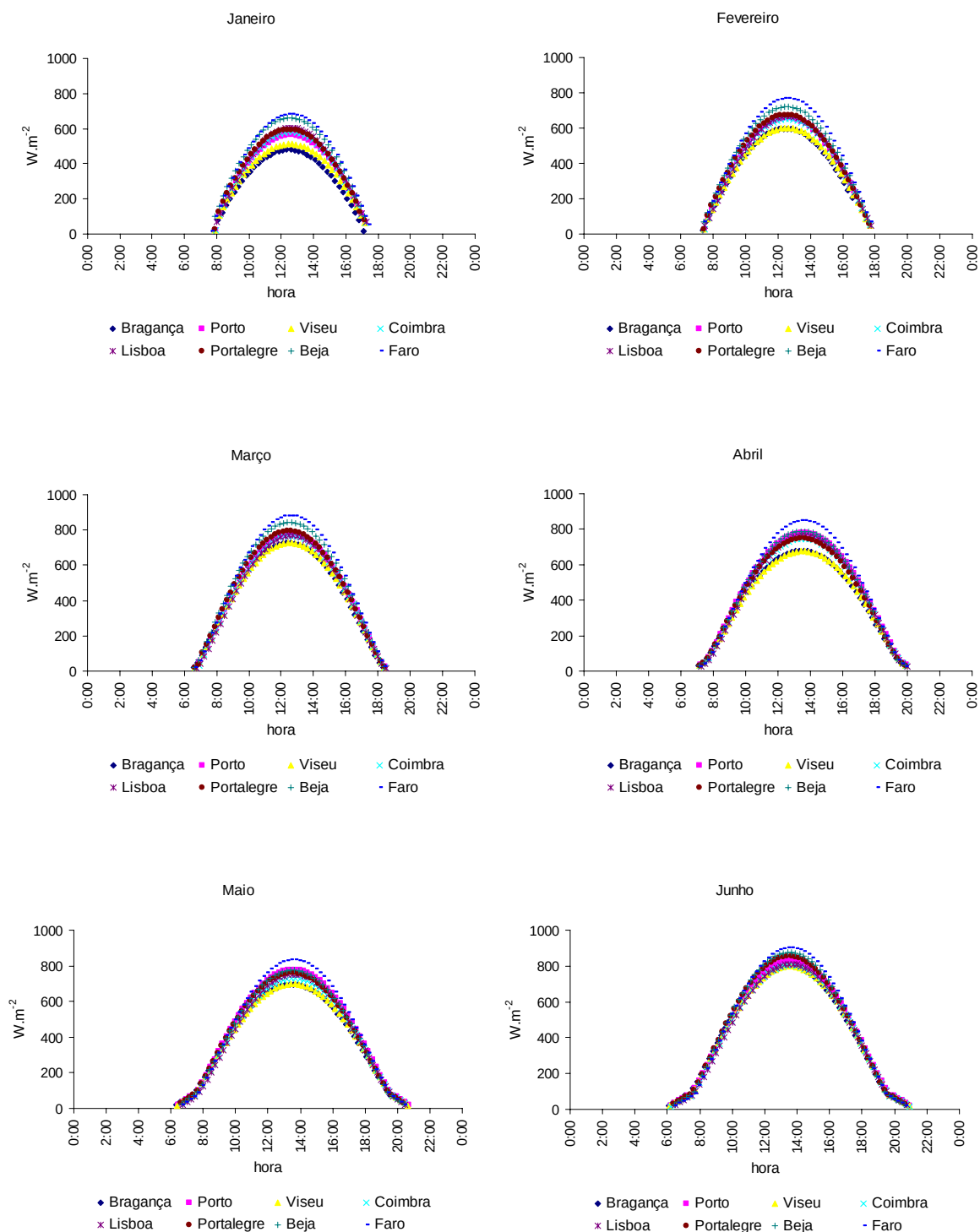
- [264] Dulce Coelho, “Planeamento de Sistemas Electroprodutores – um modelo para o planeamento de expansão de capacidade de geração de energia eléctrica”, Tese de Mestrado, Universidade de Coimbra, 1993.
- [265] Patrick Mann, “Integrated Resource Planning and Incentive Regulation”, Journal of Contemporary Water Research and Education, 1996
- [266] “Primer on Demand-Side Management - With an emphasis on price-responsive programs”, prepared for The World Bank by Charles River Associates, February 2005, disponível em <http://siteresources.worldbank.org/INTENERGY/Resources/> (em Setembro 2008)
- [267] Nick Eyre, “A golden age or a false dawn? Energy efficiency in UK competitive energy markets”, Energy Policy 26, Elsevier, 1998
- [268] Joseph Rto, “The Past, present, and Future of U.S. Utility Demand-Side Management Programs”, Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, University of Califórnia, 1996
- [269] K. Gehring, “Can Yesterday’s Demand-Side Management Lessons Become Tomorrow’s Market Solutions?”, The Electricity Journal, Elsevier, June, 2002.
- [270] Arif S. Malik, “Impact on power planning due to demand-side management (DSM) in commercial and government sectors with rebound effect – A case study of central grid of Oman”, Energy Journal 32, Elsevier, 2007.
- [271] Lin Gan, Gunnar S. Eskeland, Hans H. Kolsgus, “Green electricity market development: Lessons from Europe and the US”, Energy Policy Journal, Elsevier, 2007.
- [272] “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2008”, ERSE, Dezembro de 2007.
- [273] D.M. Cao, D. Pudjianto, G. Strbac, A. Martikainen, S. Kärkkäinen, J. Farin, “Costs and Benefits of DG Connections to Grid System – Studies on the UK and Finnish Systems”, DG Grid Project, December 2006
- [274] “Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, Diário da República, 1.ª Série – N.º 3 – 4 de Janeiro de 2008”.
- [275] “Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade, Análise intercalar, período 2009-2020, Sumário Executivo”, REN, Abril 2008.
- [276] “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2019), Consulta Pública, Sumário Executivo”, REN, Fevereiro de 2008
- [277] In-Su Bae, Jin-O Kim, “Reliability Evaluation of Customer in a Microgrid”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, N.º 3. August 2008.
- [278] C.L. Moreira, J. A. Peças Lopes, “Microgrids Dynamic Security Assessment”, International Conference on Clean Electrical Power, 21-23 May, 2007.

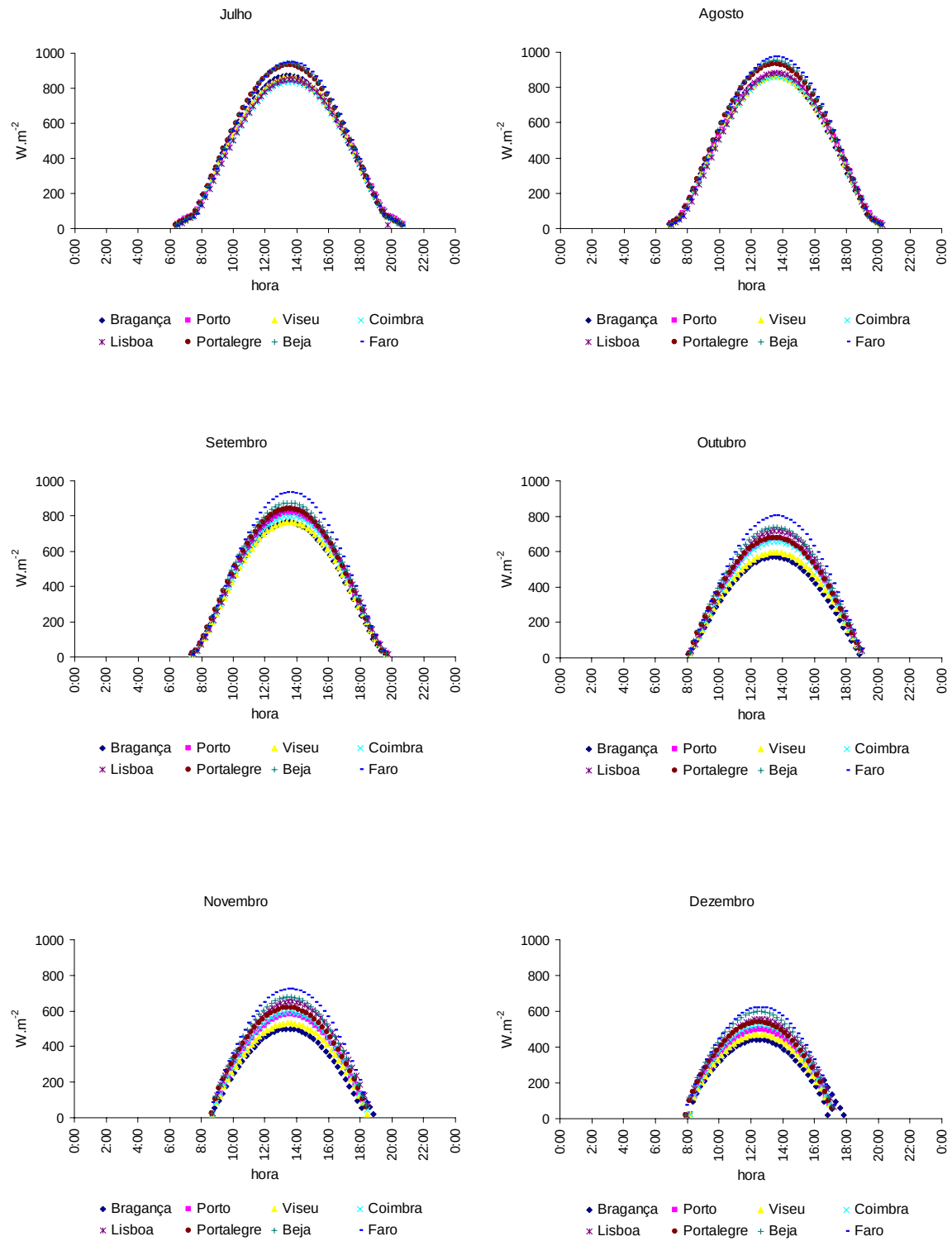
- [279] E. Dialynas, N.D. Hatziaargyriou, “Impact of Microgrids on Service Quality”, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE
- [280] R.N. Allan, K.K. Kariuki, “Reliability Worth Assessment of Electrical Distribution Networks”, Quality and Reliability Engineering International 15, John Wiley & Sons, Ltd., 1999
- [281] K.K. Kariuki, R.N. Allan, “Evaluation of reliability worth and value of lost load”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, N.º 2, March 1996.
- [282] Wijarn Wangdee, “Bulk Electric System Reliability Simulation and Application”, PhD Thesis, University of Saskatoon, 2005
- [283] Regulamento da Qualidade de Serviço, Despacho n.º 5255/2006, Direcção-Geral de Geologia e Energia, 2006.
- [284] R. E. Brown and J. J. Burke, “Managing the Risk of Performance Based Rates”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 893-898.
- [285] Z. Pan, “Electric Distribution System Risk Assessment Using Reliability Index Probability Distributions”, M.Sc. Thesis, University of Saskatchewan, Spring, 2003.
- [286] R. Billinton and Z. Pan, “Incorporating Reliability Index Probability Distributions in Performance Based Regulation”, Proceedings of IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, May 2002.
- [287] R. Billinton, L. Cui and Z. Pan, “Quantitative Reliability Considerations in Determination of Performance Based Rates and Customer Service Disruption Payments”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, No. 6, November 2002.
- [288] A. Anastasiadis, N. Hatziaargyriou, “Deferral of Network Upgrade Investment Due to Microgrids”, Proceedings of MedPower 2008, Thessaloniki, Greece, 2008
- [289] Decreto-Lei N.º 90/2006 de 24 de Maio de 2006
- [290] Decreto-Lei N.º 363/2007 de 2 de Novembro de 2007
- [291] Revisão do Regulamento Tarifário, Documento Justificativo, Erse, Junho de 2008.
- [292] J.F. Prada, “The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves”, Report EL99-005 WP, MIT, July 1999
- [293] R. Billinton, R. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, New York, 1996.
- [294] K. Tiedemann, “Estimating the Value of Reliability for Residential Customers”, Proceedings of PMAPS, 2004.

- [295] M. Lehtonen, Bettina Lemström, “Comparison of the methods for assessing the customers' outage costs”, Proceedings of International Conference on Energy Management and Power Delivery, EMPD 1995.
- [296] J. Reichl, A. Kollmann, R. Tichler, F. Schneider, “The importance of incorporating reliability of supply criteria in a regulatory system of electricity distribution: An empirical analysis for Austria”, Energy Policy Journal 36, Elsevier, 2008.
- [297] M. Beenstock, E. Goldin, Y. Haitovsky, “Response bias in a conjoint analysis of power outages”, Energy Economics Journal 20, Elsevier, 1998.
- [298] L. Goela, R. Gupta, M.F. Ercan, “Comparison of subtransmission system reliability worth for diverse systems by including health considerations”, Electric Power Systems Research Journal 74, Elsevier, 2005.
- [299] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, “Impact of a High Penetration of Microgeneration and μ Grids in the Security of Supply”, Proceedings of MedPower 2008, Thessaloniki, Greece, 2008

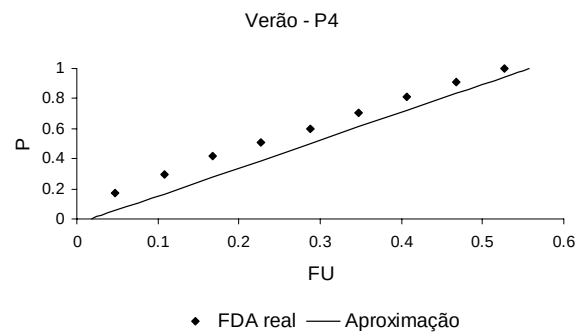
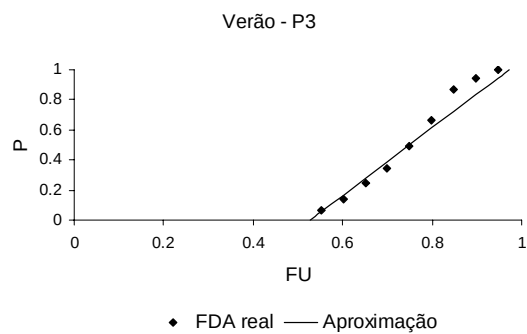
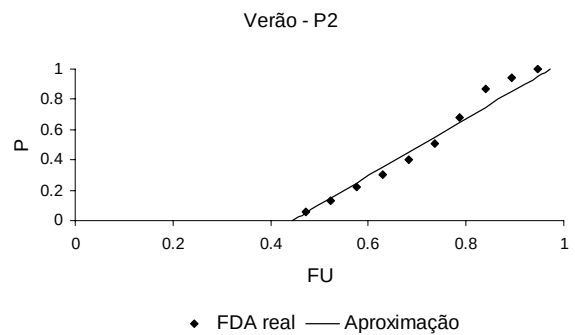
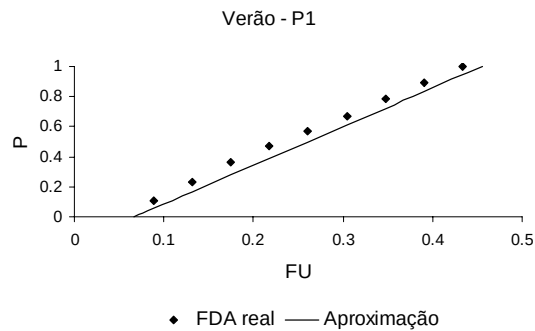
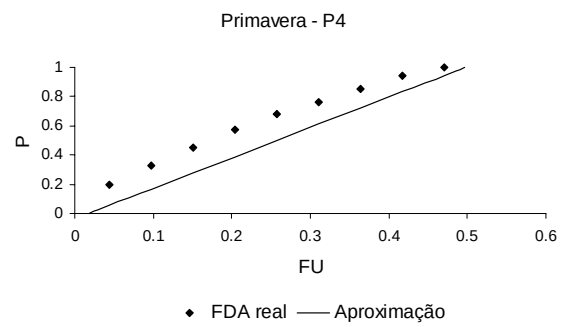
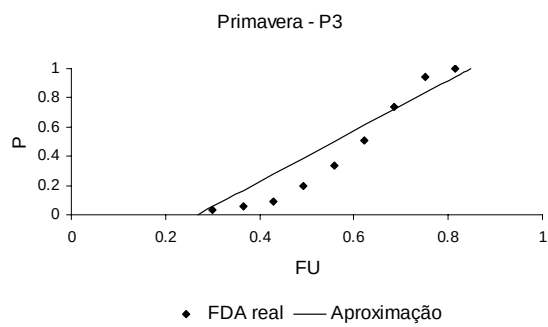
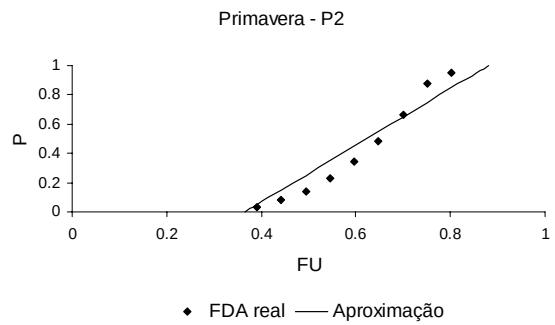
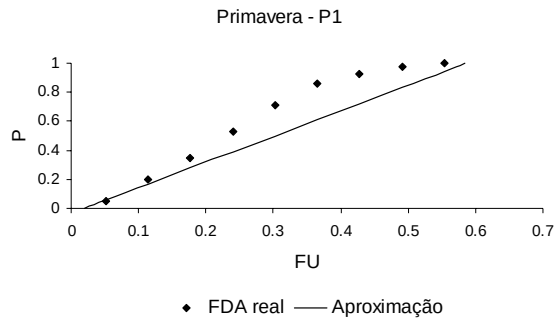
Anexos

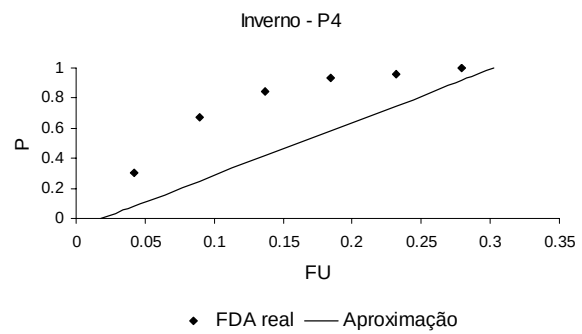
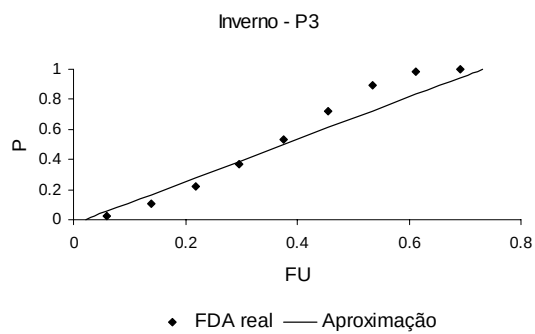
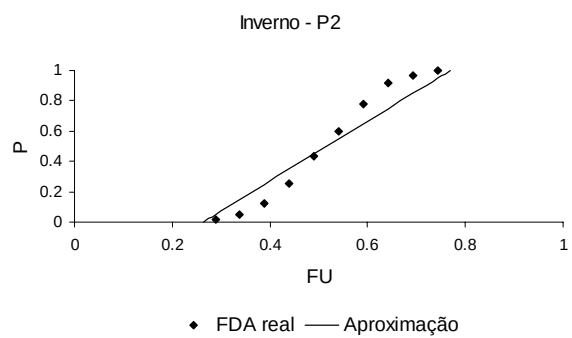
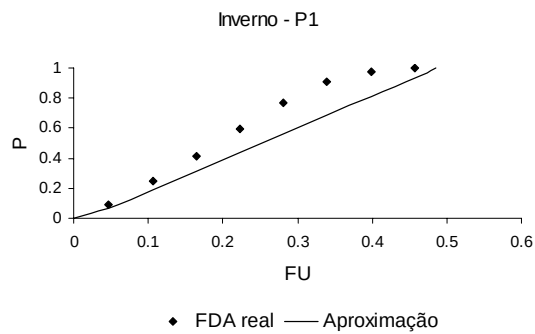
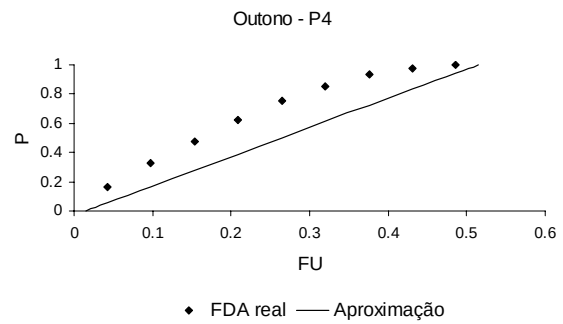
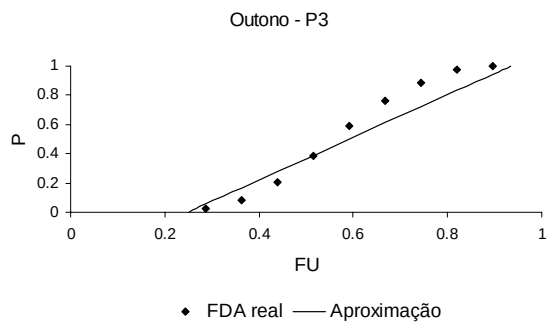
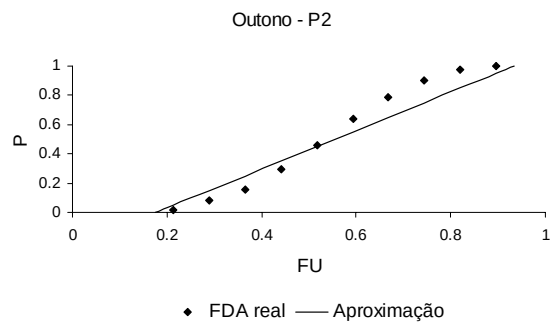
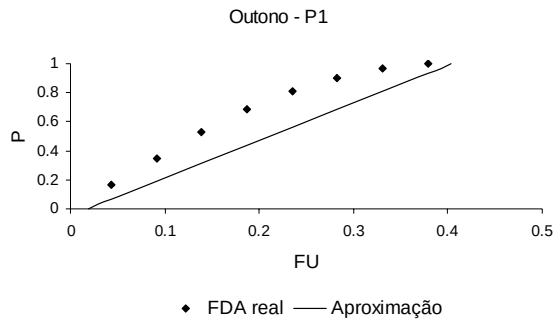
A.1. Perfis de irradiância solar



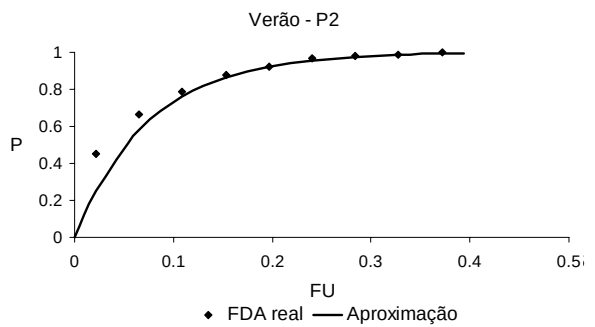
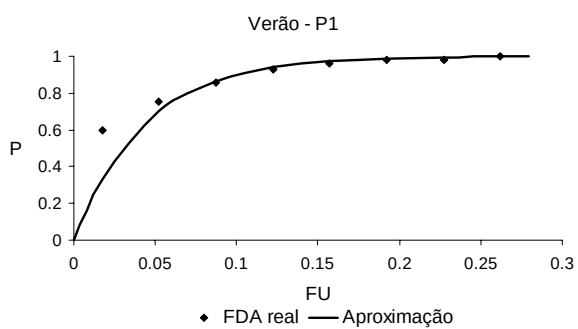
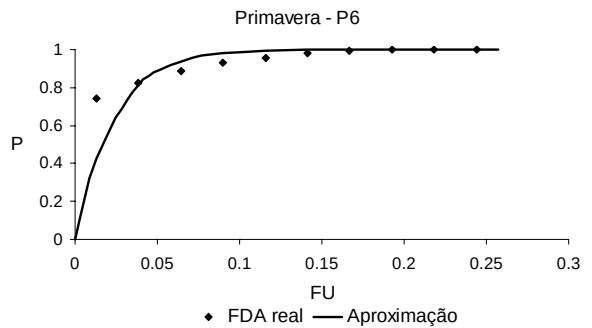
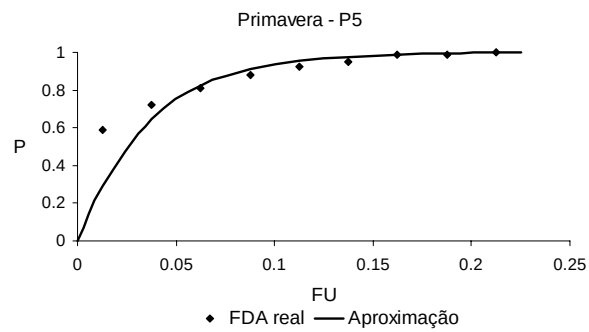
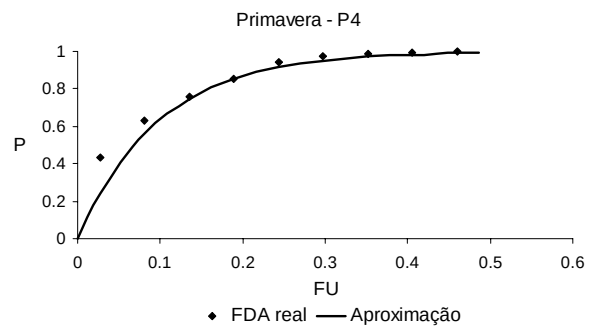
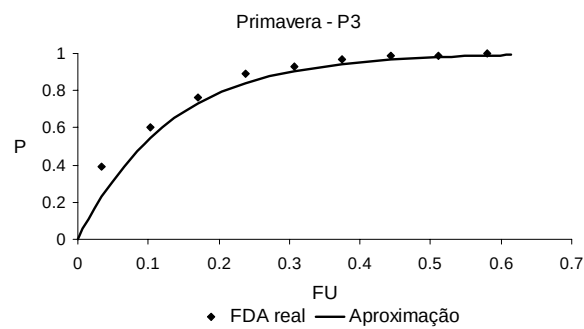
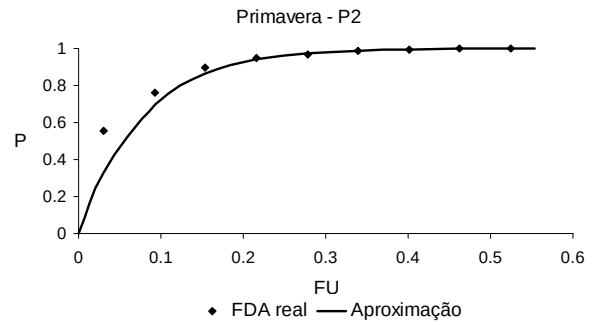
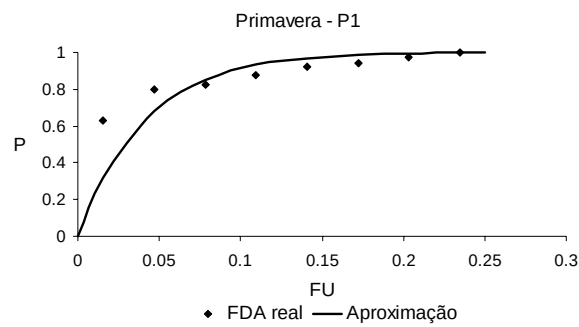


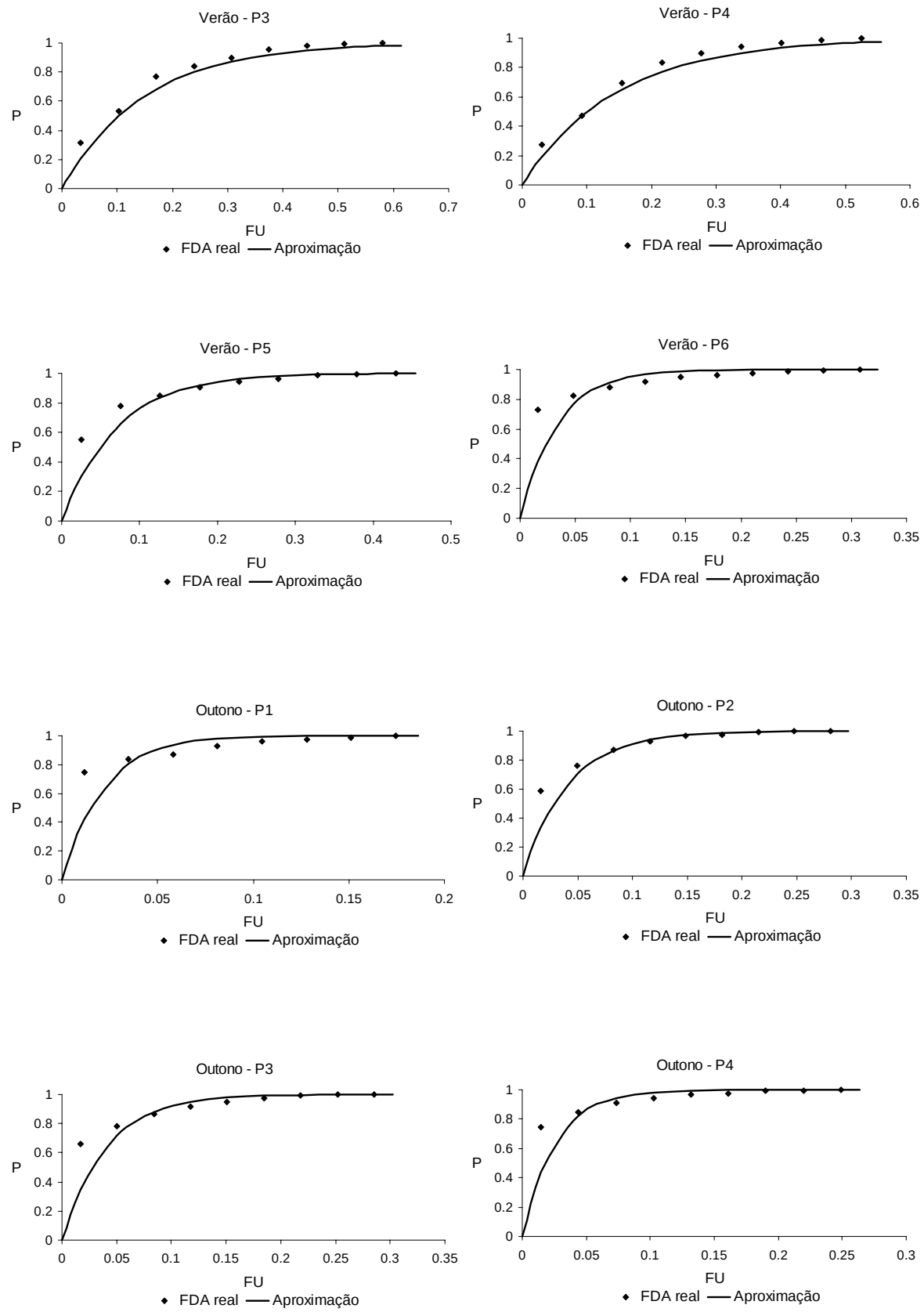
A.2. Factores de utilização para geradores PV

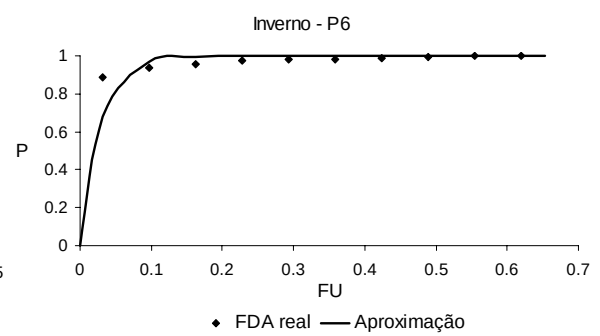
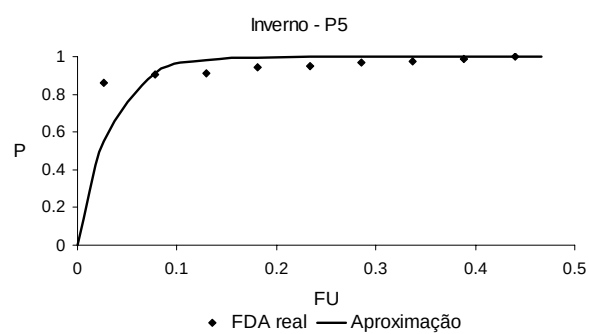
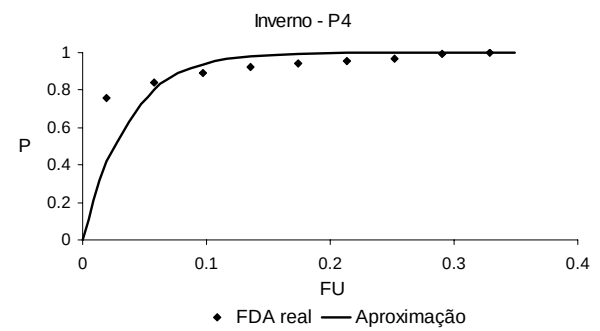
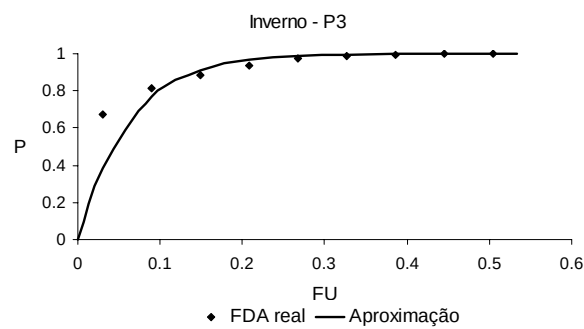
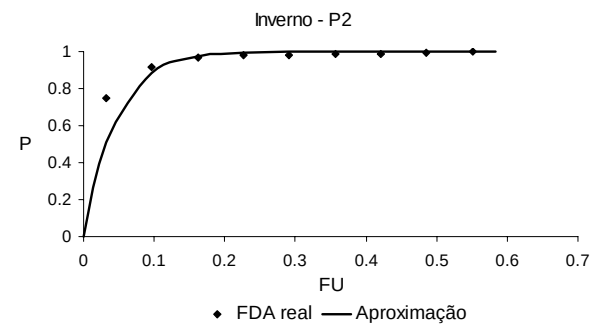
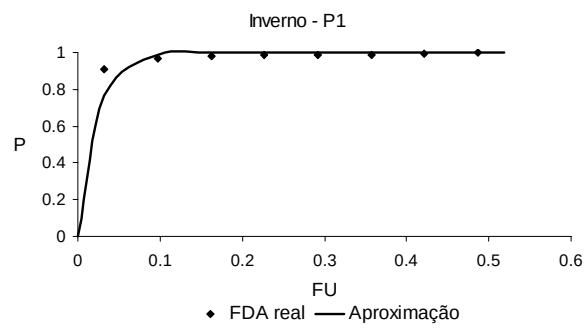
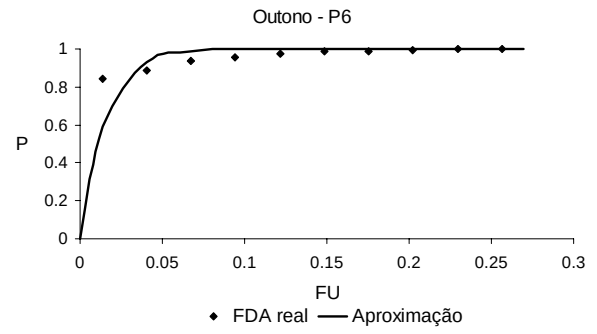
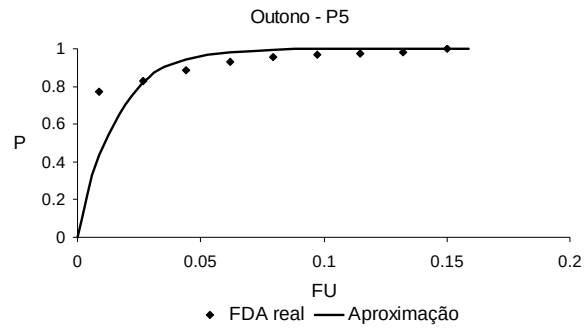




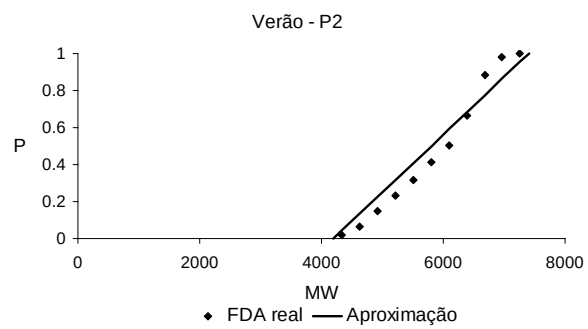
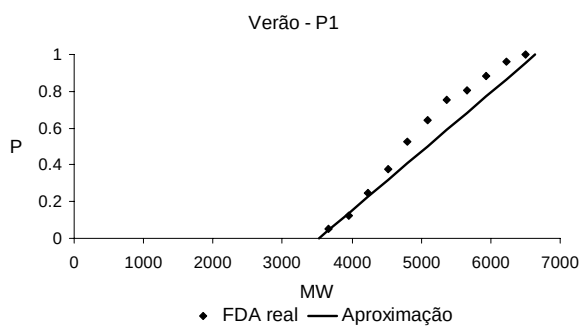
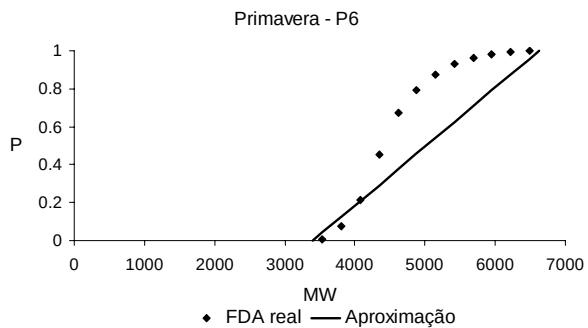
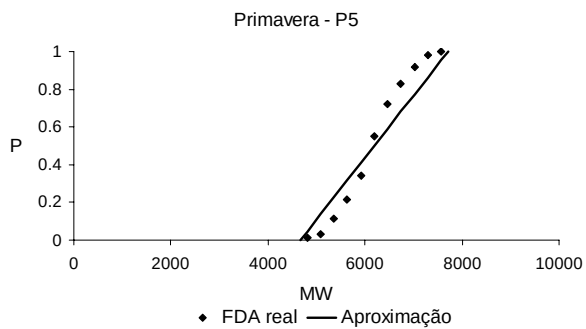
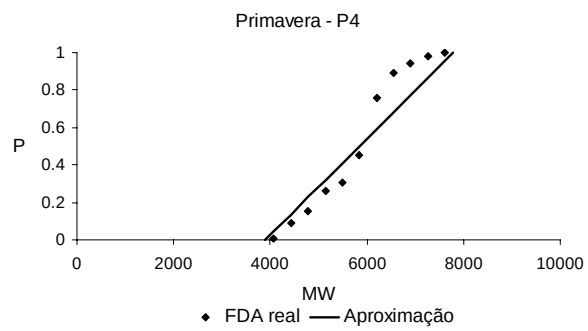
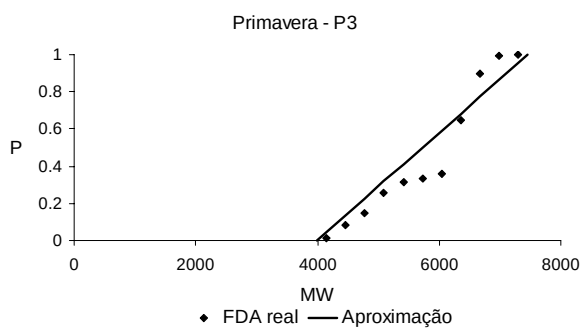
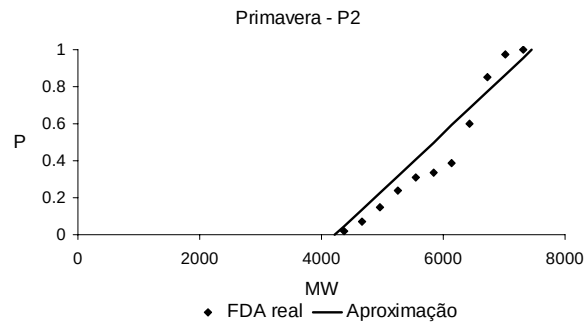
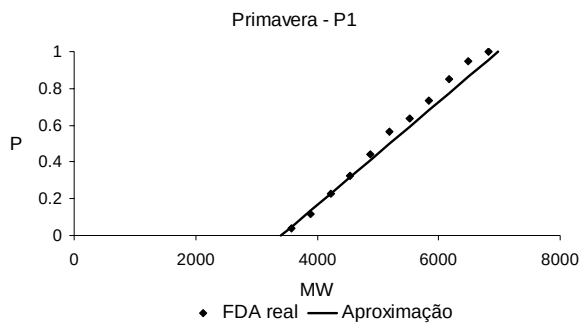
A.3. Factores de utilização para geradores micro-eólicos

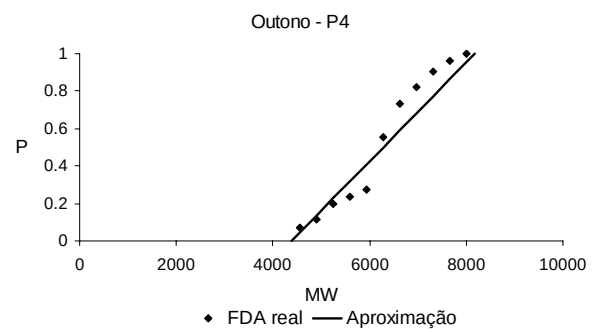
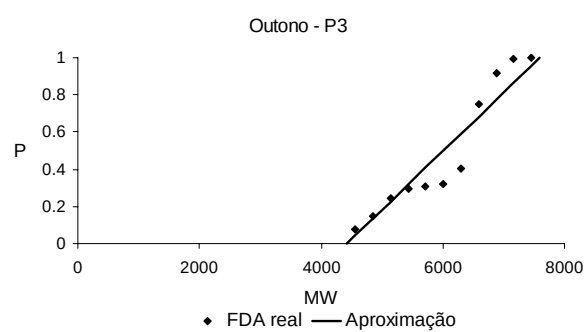
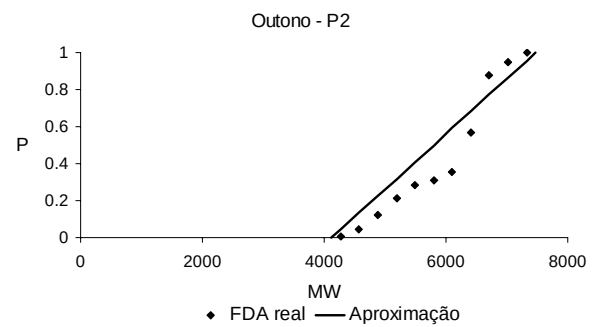
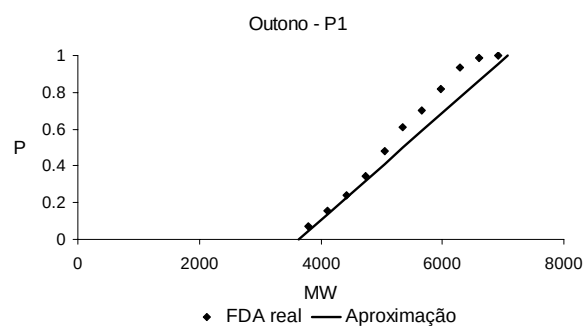
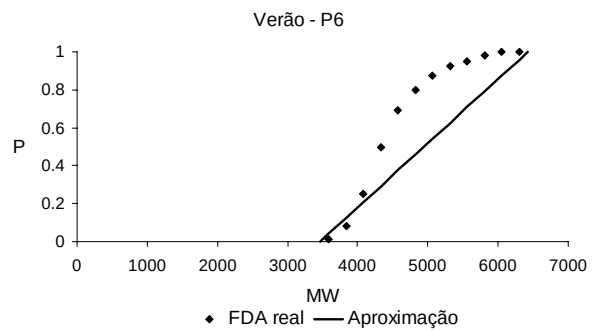
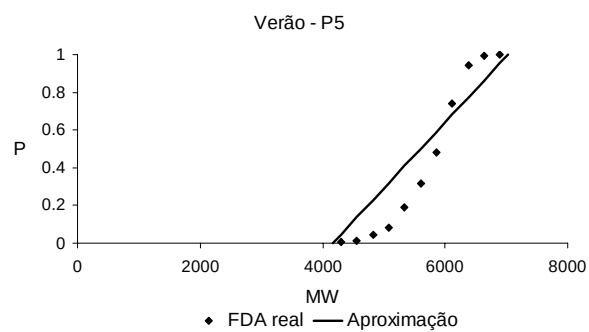
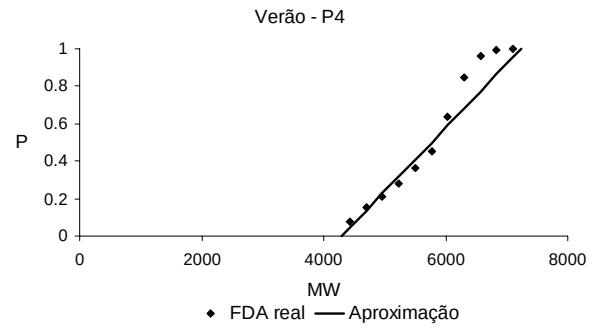
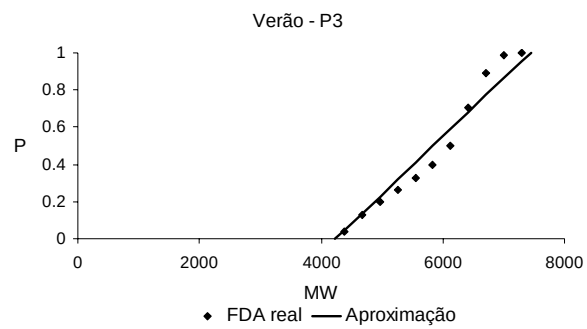


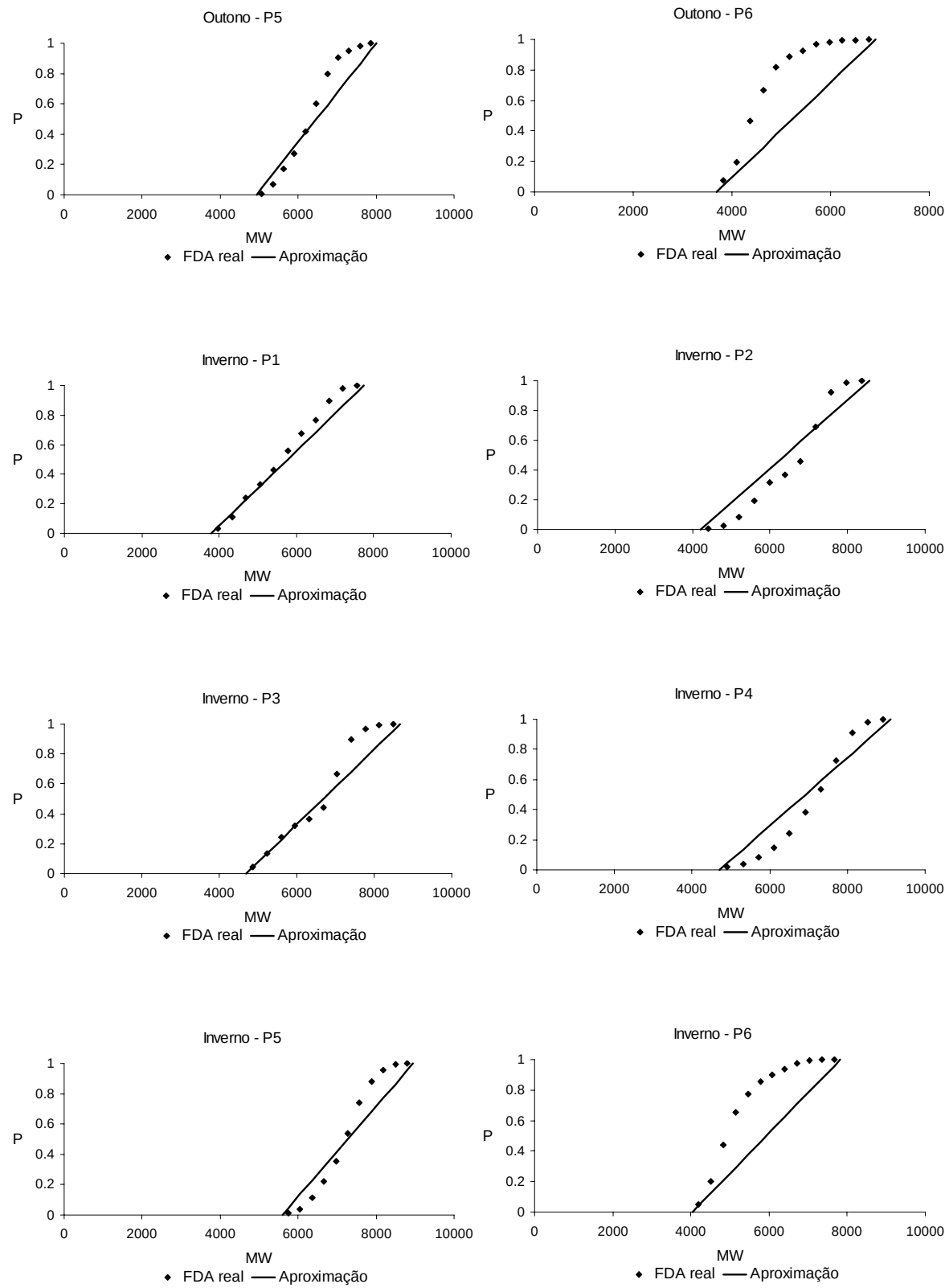




A.4. Diagramas de carga classificada



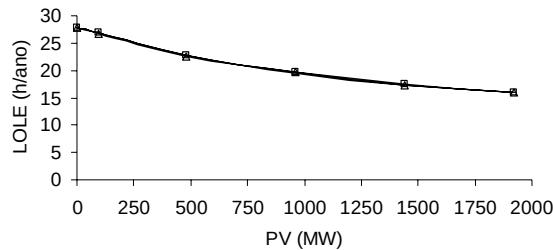




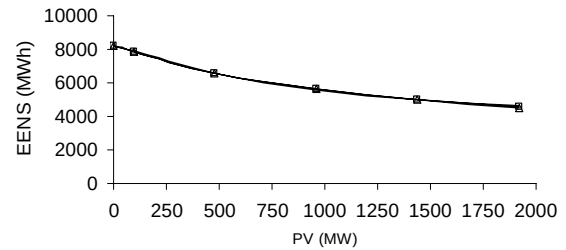
A.5. Resultados obtidos para a microgeração

A.5.1. Influência da quantidade de microgeração, da respectiva potência individual e probabilidade de avarias sobre LOLE e a EENS

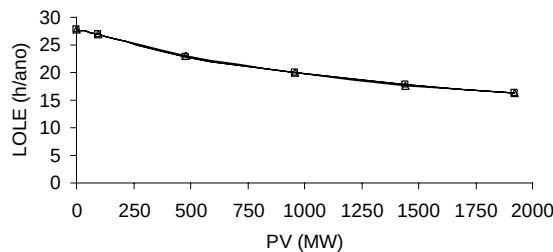
A.5.1.1. PV



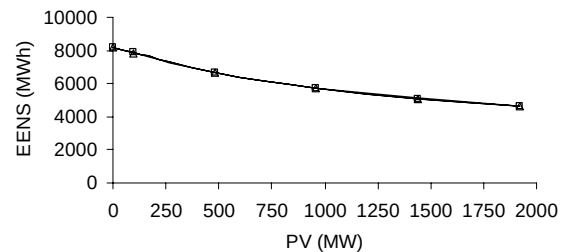
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.05$ —●— 10 kW - $f=0.05$



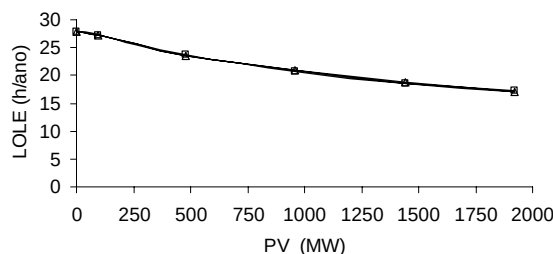
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.05$ —●— 10 kW - $f=0.05$



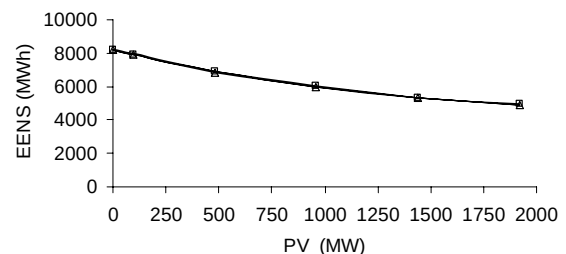
—■— 1 kW - $f=0.10$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —●— 10 kW - $f=0.10$



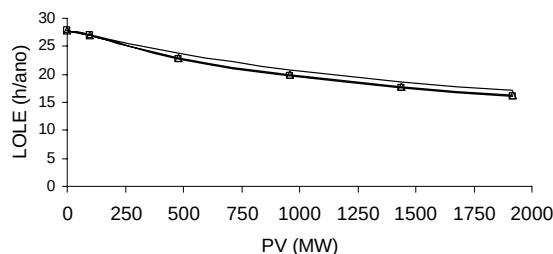
—■— 1 kW - $f=0.10$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —●— 10 kW - $f=0.10$



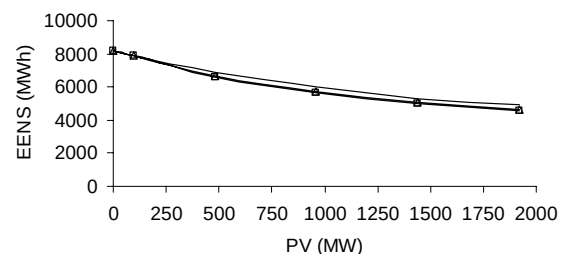
—■— 1 kW - $f=0.25$ —▲— 3 kW - $f=0.25$ —●— 10 kW - $f=0.25$



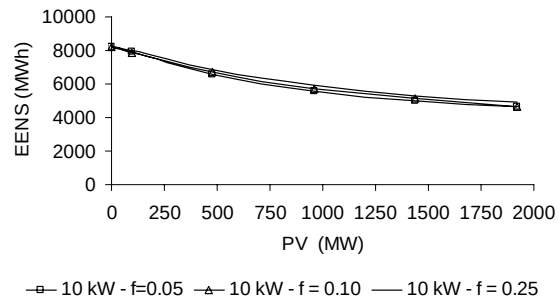
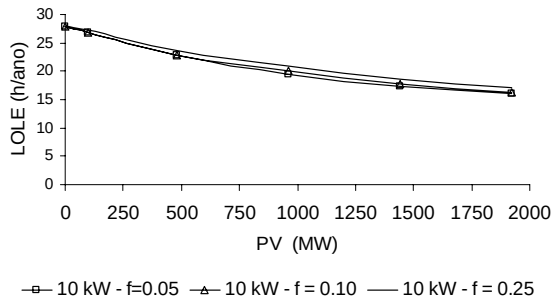
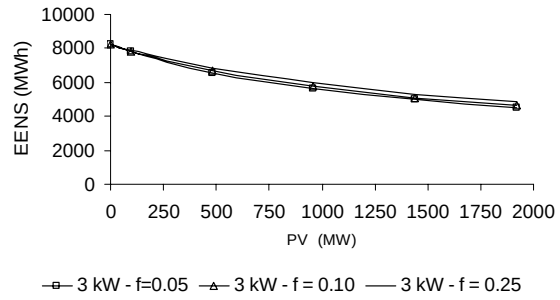
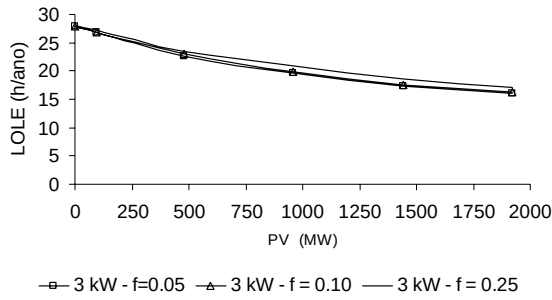
—■— 1 kW - $f=0.25$ —▲— 3 kW - $f=0.25$ —●— 10 kW - $f=0.25$



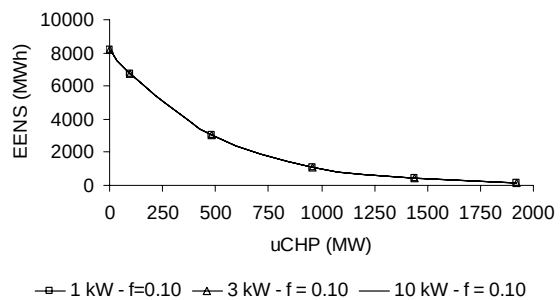
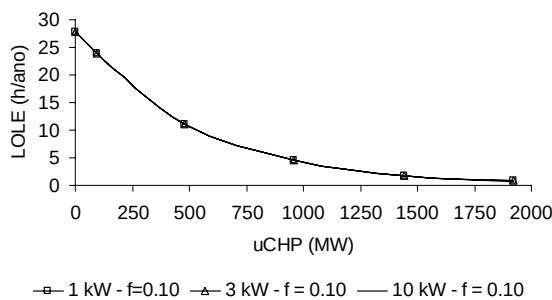
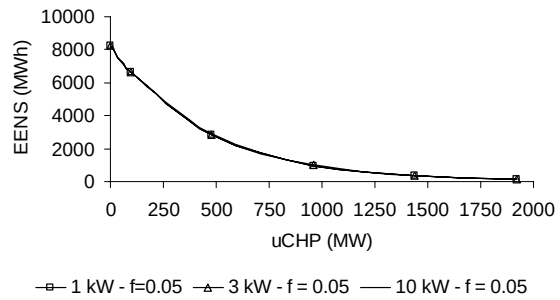
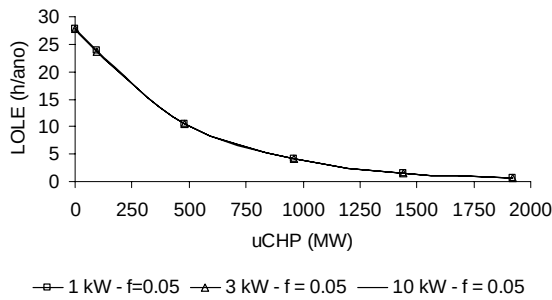
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 1 kW - $f=0.10$ —●— 1 kW - $f=0.25$

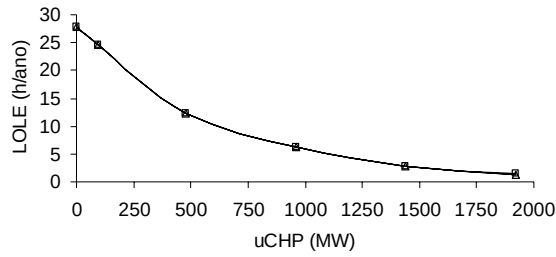


—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 1 kW - $f=0.10$ —●— 1 kW - $f=0.25$

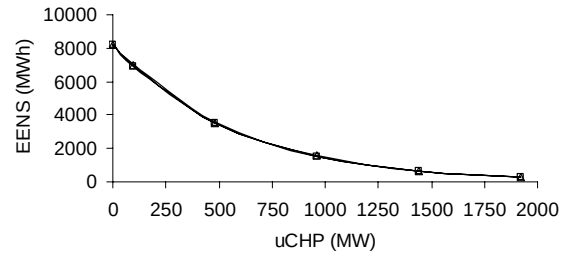


A.5.1.2. Micro-CHP

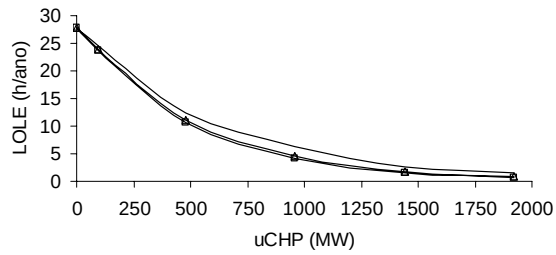




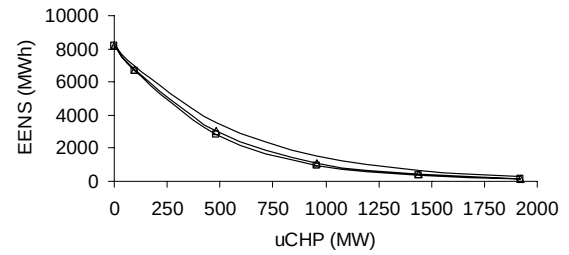
—■— 1 kW - $f=0.25$ —▲— 3 kW - $f=0.25$ —●— 10 kW - $f=0.25$



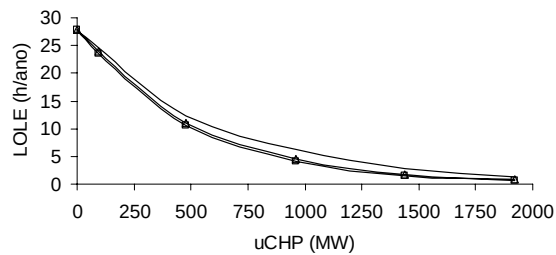
—■— 1 kW - $f=0.25$ —▲— 3 kW - $f=0.25$ —●— 10 kW - $f=0.25$



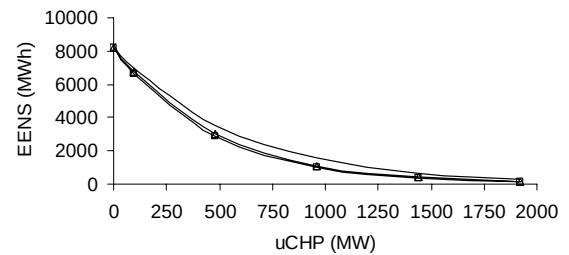
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 1 kW - $f=0.10$ —●— 1 kW - $f=0.25$



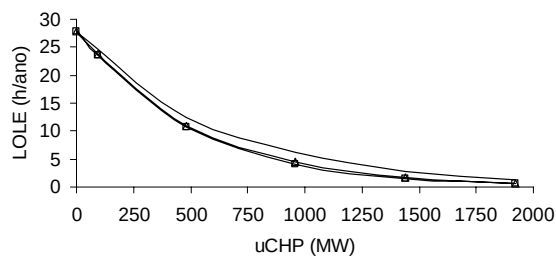
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 1 kW - $f=0.10$ —●— 1 kW - $f=0.25$



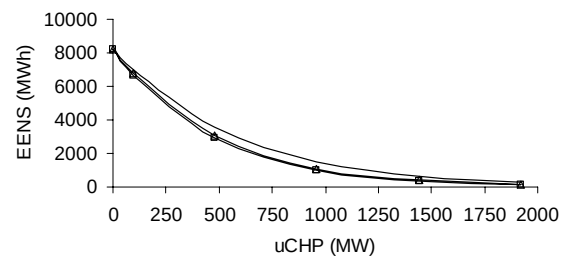
—■— 3 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —●— 3 kW - $f=0.25$



—■— 3 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —●— 3 kW - $f=0.25$

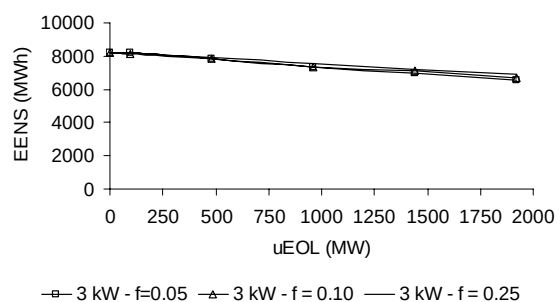
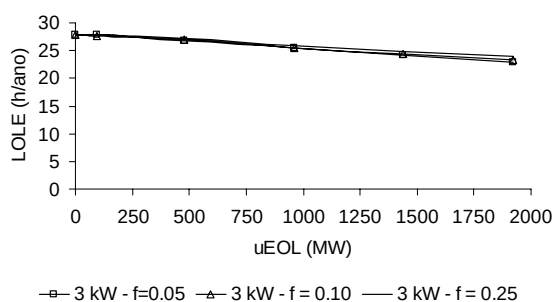
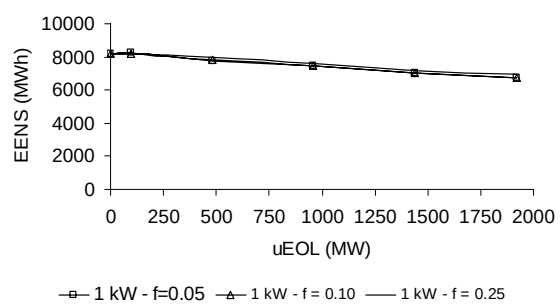
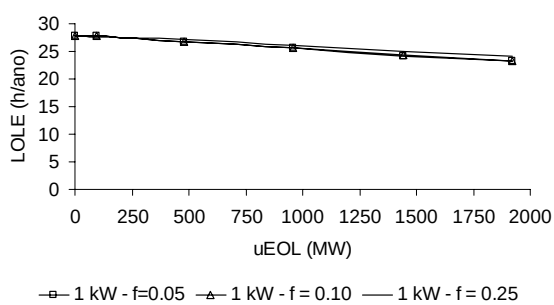
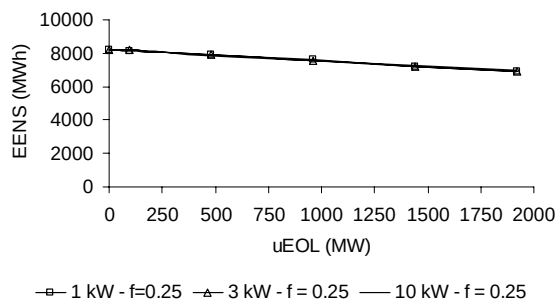
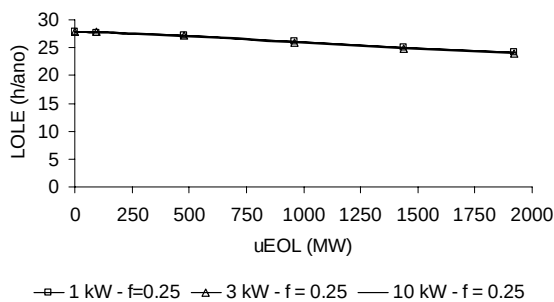
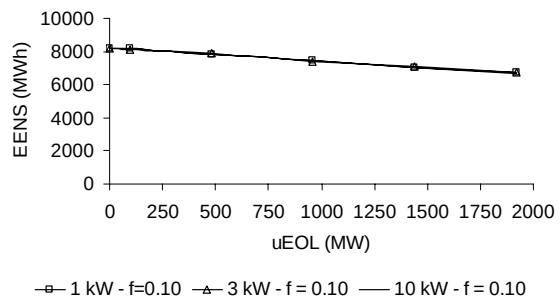
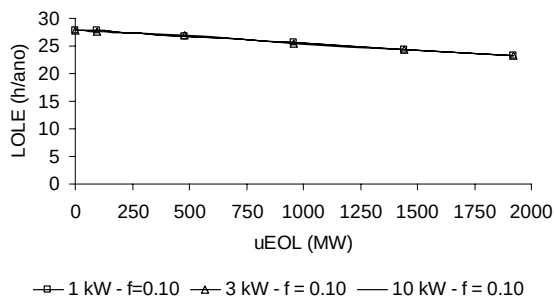
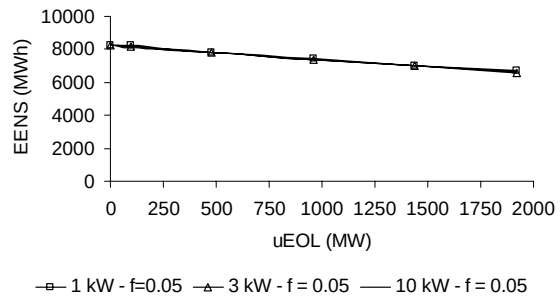
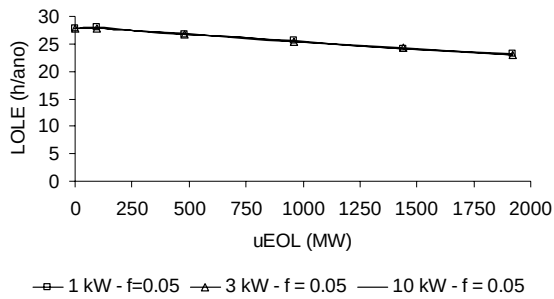


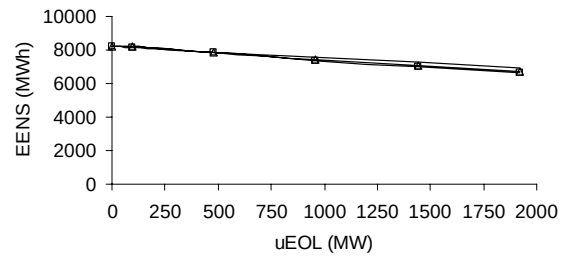
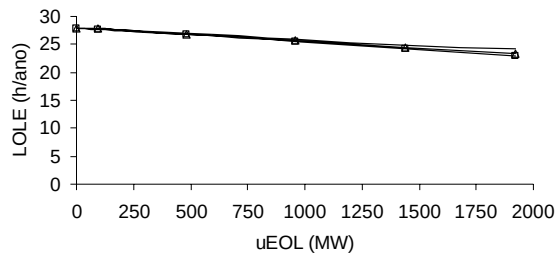
—■— 10 kW - $f=0.05$ —▲— 10 kW - $f=0.10$ —●— 10 kW - $f=0.25$



—■— 10 kW - $f=0.05$ —▲— 10 kW - $f=0.10$ —●— 10 kW - $f=0.25$

A.5.1.3. Micro-eólico



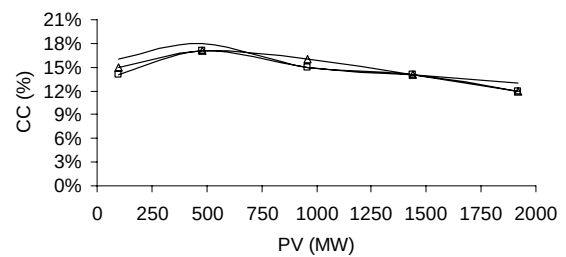
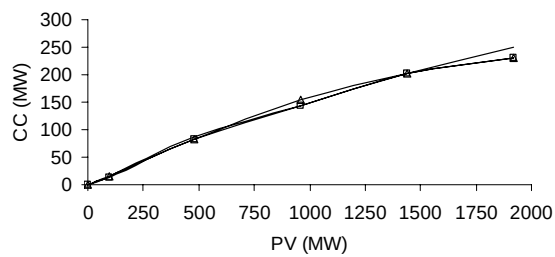


—■— 10 kW - f=0.05 —▲— 10 kW - f=0.10 —■— 10 kW - f=0.25

—■— 10 kW - f=0.05 —▲— 10 kW - f=0.10 —■— 10 kW - f=0.25

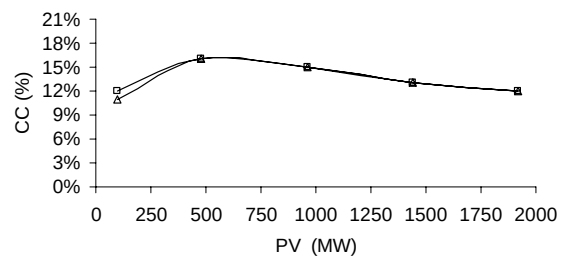
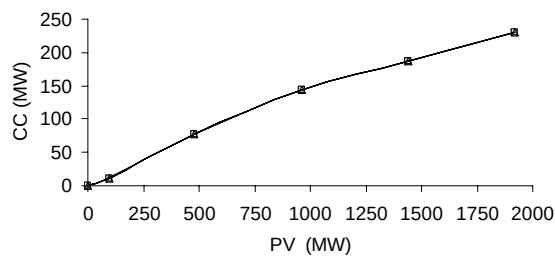
A.5.2. Influência da potência individual e da probabilidade de avarias dos geradores PV sobre o respectivo CC

A.5.2.1. PV



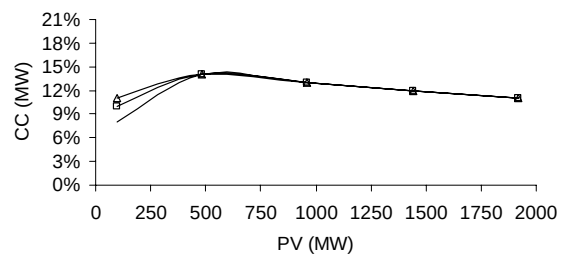
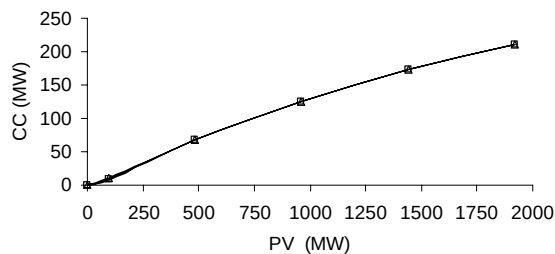
—■— 1 kW - f=0.05 —▲— 3 kW - f=0.05 —■— 10 kW - f=0.05

—■— 1 kW - f=0.05 —▲— 3 kW - f=0.05 —■— 10 kW - f=0.05



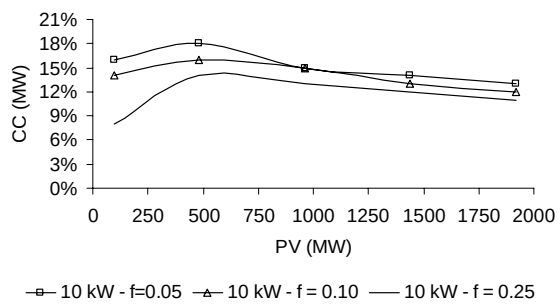
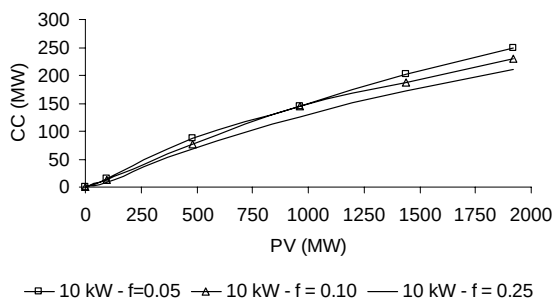
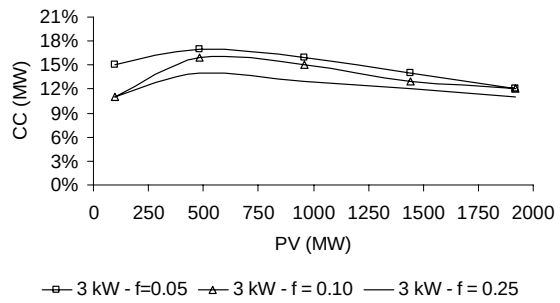
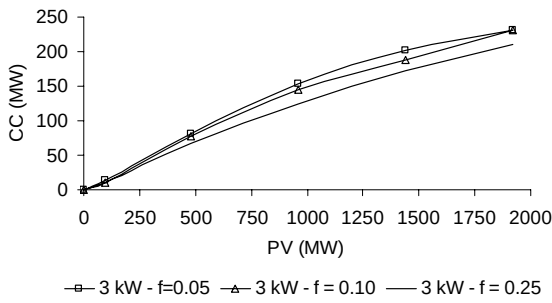
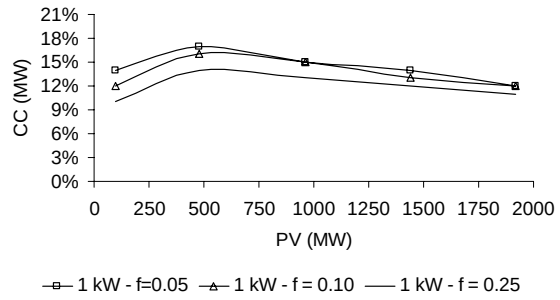
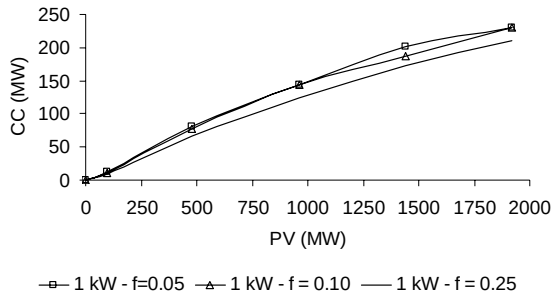
—■— 1 kW - f=0.10 —▲— 3 kW - f=0.10 —■— 10 kW - f=0.10

—■— 1 kW - f=0.10 —▲— 3 kW - f=0.10 —■— 10 kW - f=0.10

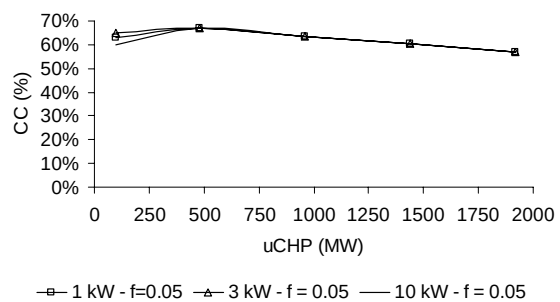
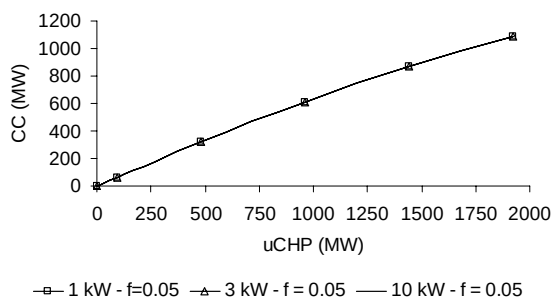


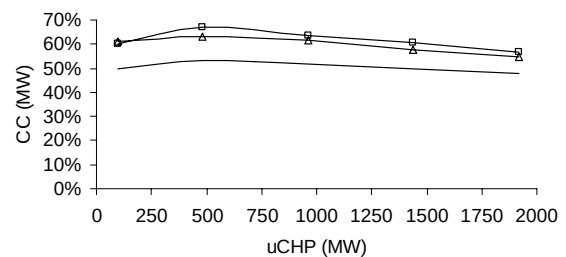
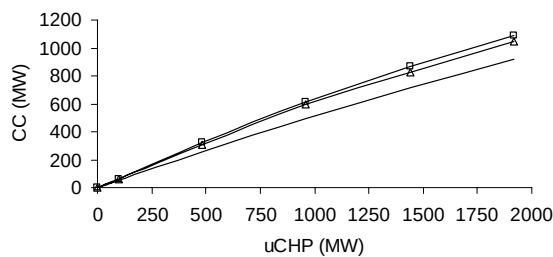
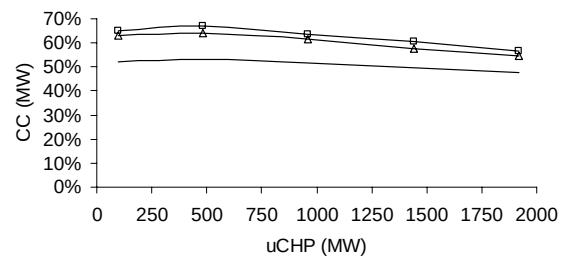
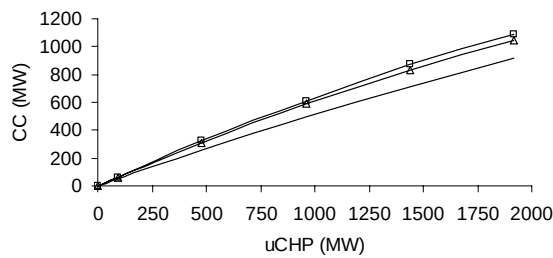
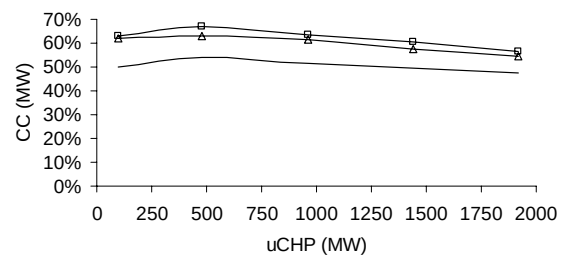
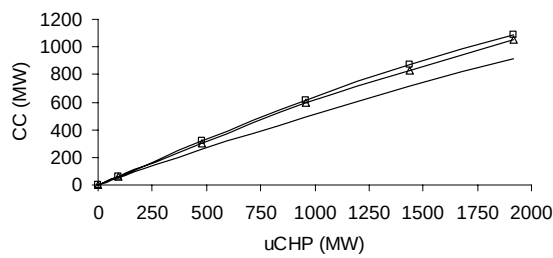
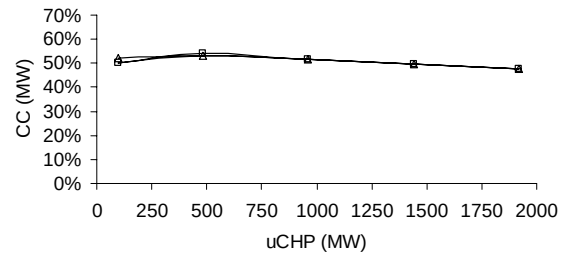
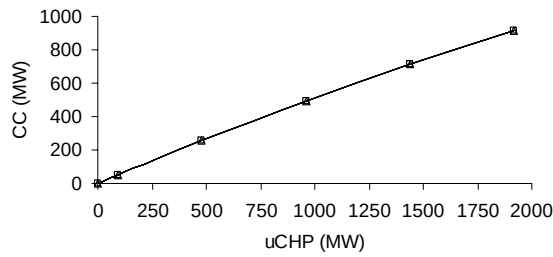
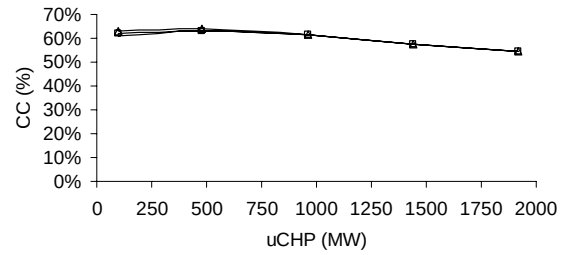
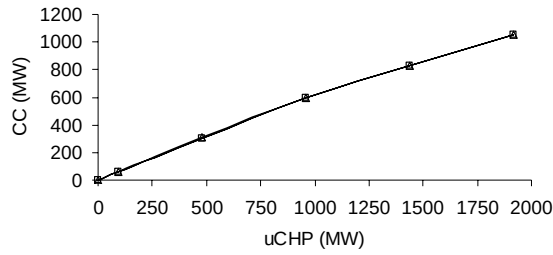
—■— 1 kW - f=0.25 —▲— 3 kW - f=0.25 —■— 10 kW - f=0.25

—■— 1 kW - f=0.25 —▲— 3 kW - f=0.25 —■— 10 kW - f=0.25

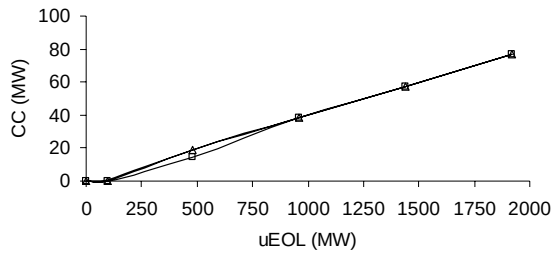


A.5.2.2. Micro-CHP

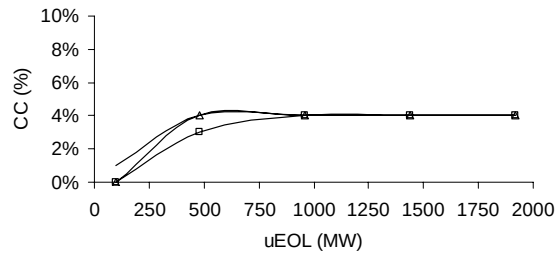




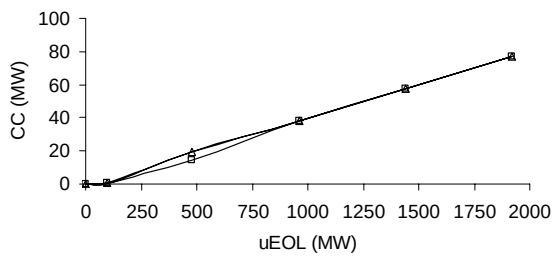
A.5.2.3. Micro-eólico



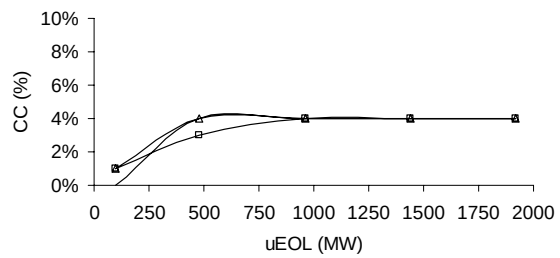
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.05$ —■— 10 kW - $f=0.05$



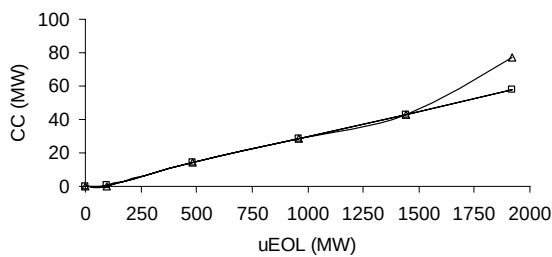
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.05$ —■— 10 kW - $f=0.05$



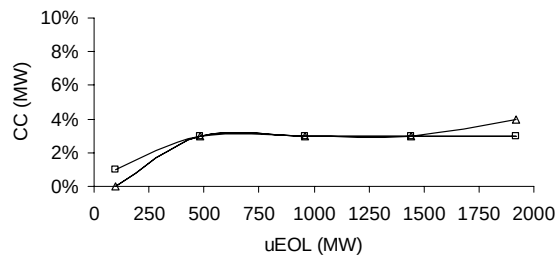
—■— 1 kW - $f=0.10$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —■— 10 kW - $f=0.10$



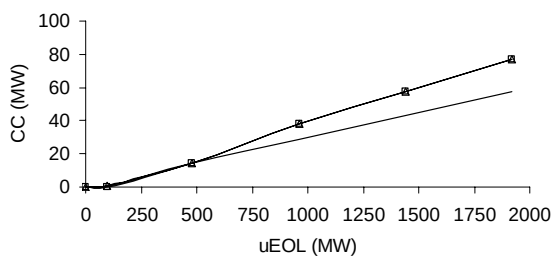
—■— 1 kW - $f=0.10$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —■— 10 kW - $f=0.10$



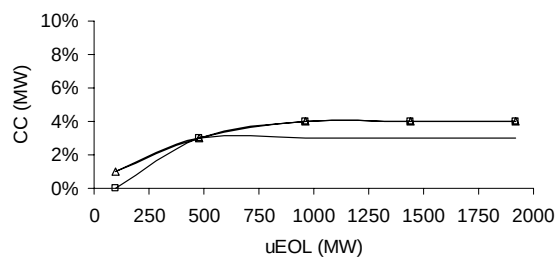
—■— 1 kW - $f=0.25$ —▲— 3 kW - $f=0.25$ —■— 10 kW - $f=0.25$



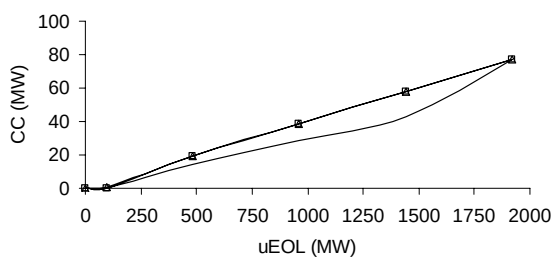
—■— 1 kW - $f=0.25$ —▲— 3 kW - $f=0.25$ —■— 10 kW - $f=0.25$



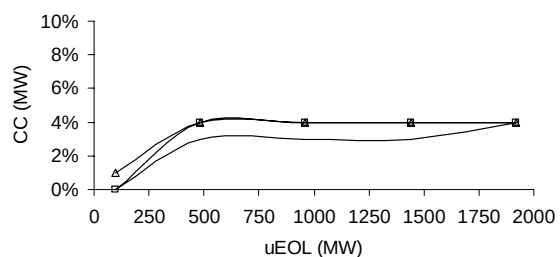
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 1 kW - $f=0.10$ —■— 1 kW - $f=0.25$



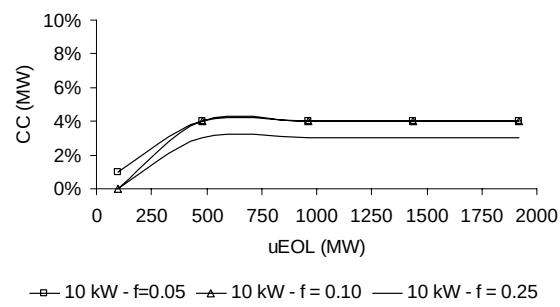
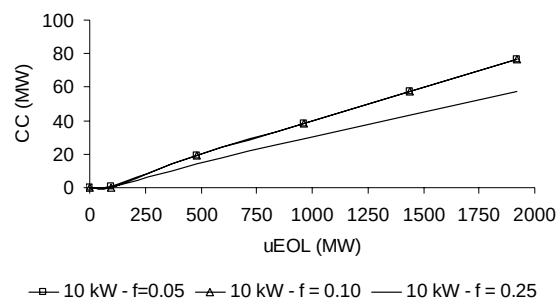
—■— 1 kW - $f=0.05$ —▲— 1 kW - $f=0.10$ —■— 1 kW - $f=0.25$



—■— 3 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —■— 3 kW - $f=0.25$



—■— 3 kW - $f=0.05$ —▲— 3 kW - $f=0.10$ —■— 3 kW - $f=0.25$



B.1. Impacto da microgeração nas perdas das redes BT com carga uniformemente decrescente

B.1.1. Perdas num ramo BT na ausência de microgeração

Admitindo que num determinado ramo BT a carga eléctrica está distribuída de forma uniformemente decrescente e que, em cada ponto do ramo, vale I_x teremos que a corrente eléctrica num ponto x do ramo pode ser obtida por:

$$I(x) = \int_0^x I_x dx = \frac{I_x^2}{2} \quad (B1)$$

Sendo x um ponto qualquer à distância x contada a partir do fim do ramo, tal como ilustrado na figura B1.

A corrente I' , no início do ramo, pode então ser obtida por:

$$I' = \int_0^L I_x dx \Rightarrow I' = \frac{IL^2}{2} \quad (B2)$$

Sendo L o comprimento do ramo.

As perdas variáveis com a carga do ramo BT são obtidas por:

$$p(0) = \int_0^L \left(\frac{I_x}{2} \right)^2 r dx = \frac{r I^2 L^5}{20} = \frac{I'^2 R}{5} \quad (B3)$$

B.1.2. Uma unidade de microgeração

Admitindo agora uma única unidade de microgeração colocada num qualquer ponto B do ramo, entre 0 e L , teremos:

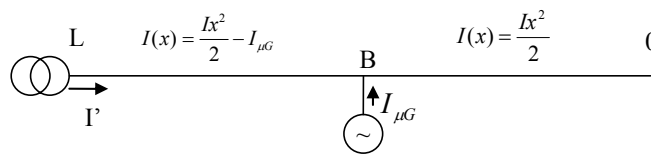


Fig. B1 – 1 unidade de microgeração e carga distribuída de forma uniformemente decrescente

$$p = \int_0^B \left(\frac{Ix^2}{2} \right)^2 r dx + \int_B^L \left(\frac{Ix^2}{2} - I_{\mu G} \right)^2 r dx \quad (B4)$$

$$p = p(0) - R \cdot \left[\frac{2}{3} I' I_{\mu G} (1 - b^3) - I_{\mu G}^2 (1 - b) \right]$$

O valor de perdas evitadas será então dado por:

$$p_{ev} = R \cdot \left[\frac{2}{3} I' I_{\mu G} (1 - b^3) - I_{\mu G}^2 (1 - b) \right] \quad (B5)$$

As perdas evitadas pelo sistema de microgeração, em percentagem do valor inicial das perdas, valerão:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 5 \cdot \left[\frac{2}{3} (1 - b^3) f - (1 - b) f^2 \right] \quad (B6)$$

A localização que fornece o valor máximo de perdas evitadas pode ser obtida por:

$$\frac{d(p_{ev} / p(0))}{d(b)} = 0 \Rightarrow b = -\sqrt{\frac{f}{2}} \quad \vee \quad b = \sqrt{\frac{f}{2}} \quad (B7)$$

Uma vez que f varia entre 0 e 1, apenas a segunda solução é admissível. A comparação deste resultado com o obtido para a situação em que a carga estava uniformemente distribuída ($b=f/2$) mostra que o máximo valor de perdas evitadas, para o mesmo valor de f , ocorre agora para um valor de b superior.

O máximo valor de perdas evitadas pode ser obtido substituindo o resultado obtido em (B7) na expressão (B6):

$$p_{ev,f}^{\max} = \frac{5}{3} (2f + f^2 (\sqrt{2f} - 3)) \quad (B8)$$

O valor de f (e portanto de $I_{\mu G}$) que maximiza as perdas evitadas, em função de b pode ser obtido por:

$$\frac{d(p_{ev} / p(0))}{d(f)} = 0 \quad (B9)$$

$$f = \frac{1}{3} (b^2 + b + 1) \Rightarrow I_{\mu G} = \frac{1}{3} (b^2 + b + 1) I'$$

Substituindo o resultado obtido em (B6) obtém-se o valor máximo de perdas evitadas por um sistema de microgeração localizado numa posição específica b , ou seja:

$$p_{ev,b}^{\max} = \frac{5}{9} (1 - b) (b^2 + b + 1)^2 \quad (B10)$$

O máximo valor absoluto de perdas evitadas por um único sistema de microgeração pode ser obtido a partir da expressão (B10):

$$\frac{p_{ev,b}^{\max}}{db} = 0 \quad (B11)$$

$$b = \frac{1}{2}(i\sqrt{3} - 1) \vee b = \frac{1}{2}(-i\sqrt{3} - 1) \vee b = \frac{1}{10}(1 + \sqrt{21}) \vee b = \frac{1}{10}(1 - \sqrt{21})$$

Das quatro soluções apenas a terceira tem significado, sendo $b=0,5583$ (em oposição ao valor de $b=0,667$ encontrado para o caso da carga uniformemente distribuída). O máximo valor absoluto de perdas evitadas será agora de:

$$p_{ev}^{\max\_abs} = 85,81\% \quad (B12)$$

Ou seja, o máximo valor absoluto de perdas evitadas é agora inferior aquele encontrado para o caso da carga uniformemente distribuída (88,9 %).

O valor esperado para as perdas evitadas por um sistema de microgeração, em função de $p(0)$, vale:

$$p_{ev}^{esp} = \int_0^1 \frac{p_{ev}}{p(0)}(b) db = \frac{5}{2}(f - f^2) \quad (B13)$$

O valor de f que conduz ao máximo valor esperado de perdas evitadas pode ser obtido através de:

$$\frac{d(p_{ev}^{esp})}{df} = 0 \Rightarrow f = \frac{1}{3} \quad (B14)$$

O máximo valor absoluto para as perdas evitadas será:

$$p_{ev,max}^{esp} = 62,5\% \quad (B15)$$

Ou seja, um valor ligeiramente inferior ao verificado para o caso de carga uniformemente distribuída o qual ocorria para $f = 2/3$ sendo o respectivo valor de 67%.

B.1.3. Duas unidades de microgeração

As perdas no ramo após a presença dos dois sistemas de microgeração (figura B2) valem, para $b \leq c$:

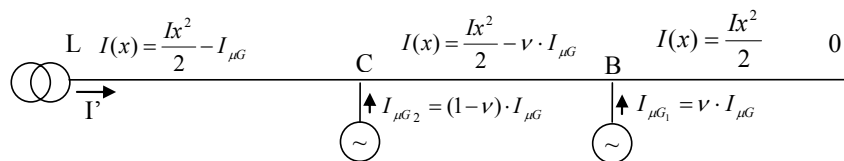


Fig. B2 – Rede BT com duas unidades de microgeração ($B \leq C$) – carga uniformemente decrescente

$$\begin{aligned}
 p &= \int_0^B \left(\frac{Ix^2}{2} \right)^2 r dx + \int_B^C \left(\frac{Ix^2}{2} - \nu I_{\mu G} \right)^2 r dx + \int_C^L \left(\frac{Ix^2}{2} - I_{\mu G} \right)^2 r dx \\
 &= p(0) - R \left(\frac{2}{3} I_{\mu G} (\nu \cdot (c^3 - b^3) + 1 - c^3) + I_{\mu G}^2 (\nu^2 \cdot (b - c) + c - 1) \right)
 \end{aligned} \quad (B16)$$

As perdas evitadas pelos dois sistemas de microgeração em função das perdas iniciais $p(0)$, valem:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f(\nu \cdot (c^3 - b^3) + 1 - c^3) + f^2(\nu^2 \cdot (b - c) + c - 1) \right] \quad \text{se } b \leq c \quad (B17)$$

A expressão das perdas evitadas para o caso em que $b > c$ pode ser obtido de forma análoga à anterior, tendo em conta a alteração da posição relativa dos dois sistemas de microgeração (figura B3):

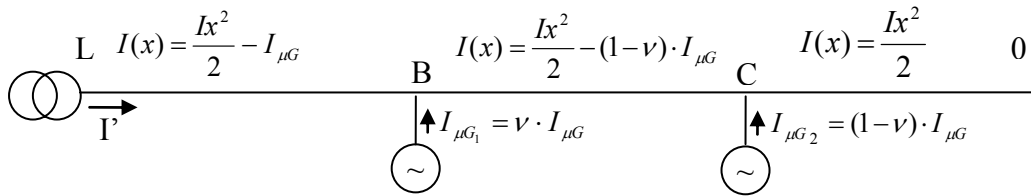


Fig. B3 – Rede BT com duas unidades de microgeração ($B > C$) - carga uniformemente decrescente

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f((1 - \nu) \cdot (b^3 - c^3) + 1 - b^3) + f^2((1 - \nu)^2 \cdot (c - b) + b - 1) \right] \quad \text{se } b > c \quad (B18)$$

Logo:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = \begin{cases} 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f(\nu \cdot (c^3 - b^3) + 1 - c^3) + f^2(\nu^2 \cdot (b - c) + c - 1) \right] & \text{se } b \leq c \\ 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f((1 - \nu) \cdot (b^3 - c^3) + 1 - b^3) + f^2((1 - \nu)^2 \cdot (c - b) + b - 1) \right] & \text{se } b > c \end{cases} \quad (B19)$$

Também neste caso pode determinar a localização dos sistemas de microgeração que conduzem ao máximo valor de perdas evitadas (ou seja os pares (b, c)):

$$\frac{\partial \frac{p_{ev}}{p(0)}}{\partial b} = -10b^2 \nu f + 5\nu^2 f^2 \quad (B20)$$

$$\frac{\partial \frac{p_{ev}}{p(0)}}{\partial c} = 10fc^2(\nu - 1) + 5f^2(1 - \nu^2) \quad (B21)$$

As expressões (B20) e (B21) permitem determinar o par (b, c) correspondente ao máximo valor de perdas máximas:

$$f_b = 0 \Rightarrow -10b^2 \nu f + 5\nu^2 f^2 = 0 \Rightarrow b = \sqrt{\frac{f\nu}{2}} \vee b = -\sqrt{\frac{f\nu}{2}} \quad (B22)$$

$$f_c = 0 \Rightarrow 10fc^2(v-1) + 5f^2(1-v^2) = 0$$

$$\Rightarrow c = \sqrt{\frac{f(v+1)}{2}} \vee c = -\sqrt{\frac{f(v+1)}{2}} \quad (\text{B23})$$

As soluções negativas das expressões (B22) e (B23) não podem ser consideradas pelo que o par (b, c) para o qual ocorre o máximo valor de perdas evitadas é $\left(\sqrt{\frac{fv}{2}}, \sqrt{\frac{f(v+1)}{2}}\right)$.

Substituindo este par em (B19) permite obter o valor máximo da variação nas perdas, em função de f e v :

$$p_{ev, f, v}^{\max} = \frac{5}{3} f \cdot \left(2 + \sqrt{2f^3 v^5} - (v^2 - 1)\sqrt{2f^3(v+1)} - 3f\right) \quad (\text{B24})$$

O valor de f que maximiza as perdas evitadas em função de v e da localização (b, c) dos microgeradores pode ser obtido por:

$$\frac{d}{df} \frac{p_{ev}}{p(0)} = 0$$

$$f = \frac{1}{3} \frac{v(b^3 - c^3) + c^3 - 1}{v^2(b - c) + c - 1} \text{ se } b \leq c \quad (\text{B25})$$

Substituindo este valor na expressão (B24) obtém-se o valor máximo de perdas evitadas por dois sistemas de microgeração em função das respectivas localizações e de v :

$$p_{ev, b, c}^{\max} = \frac{5}{9} \frac{\left((v(c^3 - b^3) - c^3 + 1)^2\right)}{v^2(b - c) + c - 1} \text{ se } b \leq c \quad (\text{B26})$$

O valor de v que maximiza as perdas evitadas em função de f e da localização (b, c) dos microgeradores pode ser obtido por:

$$\frac{d}{dv} \frac{p_{ev}}{p(0)} = 0 \Rightarrow v = \frac{b^2 + cb + c^2}{3f} \text{ se } b \leq c \quad (\text{B27})$$

Substituindo o par (b, c) encontrado em (B22) e (B23) teremos que:

$$4v - \sqrt{v(v+1)} = 1 \Rightarrow v = 0,4528 \quad (\text{B28})$$

Substituindo este valor em (B24) temos:

$$p_{ev, f}^{\max} = \frac{5}{3} f (2 + 1,55\sqrt{f^3} - 3f) \quad (\text{B29})$$

Derivando e igualando a zero podemos obter o valor de f que conduz ao valor máximo absoluto de perdas evitadas:

$$\begin{aligned} \frac{d}{df} p_{ev,f}^{\max} &= 0 \\ f &= 0,7684 \quad \vee \quad f = 1,377 \end{aligned} \quad (B30)$$

Apenas a primeira solução pode ser considerada. Substituindo este valor em (B29) obtemos o máximo absoluto de perdas evitadas:

$$p_{ev}^{\max-abs} = 94,6\% \quad (B31)$$

Ou seja, um valor ligeiramente inferior ao obtido para a situação em que a carga foi considerada uniformemente distribuída (96%).

O valor esperado para as perdas evitadas pelos sistemas de microgeração, em função de $p(0)$, vale:

$$p_{ev}^{esp} = \int_0^1 \int_0^1 \frac{p_{ev}}{p(0)}(b, c) dc db \quad (B32)$$

A integração da expressão (B32) pode ser reescrita na forma:

$$\begin{aligned} p_{ev}^{esp} &= \int_0^1 \left[\int_b^1 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f(v \cdot (c^3 - b^3) + 1 - c^3) + f^2(v^2 \cdot (b - c) + c - 1) \right] dc + \right. \\ &\quad \left. + \int_0^b 5 \cdot \left[\frac{2}{3} f((1 - v) \cdot (b^3 - c^3) + 1 - b^3) + f^2((1 - v)^2 \cdot (c - b) + b - 1) \right] dc \right] db \\ &= \frac{5}{6} f(2fv(1 - v) - 3(f - 1)) \end{aligned} \quad (B33)$$

O valor de v que, para cada f , maximiza o valor esperado das perdas evitadas pode ser obtido por:

$$\frac{dp_{ev}^{esp}}{dv} = 0 \Rightarrow v = \frac{1}{2} \quad (B34)$$

Substituindo este valor em (B33) obtemos:

$$p_{ev, \max, f}^{esp} = \frac{5}{6} f \left(-\frac{5}{2} f + 3 \right) \quad (B35)$$

O máximo valor absoluto para as perdas evitadas esperadas pode ser obtido por:

$$\begin{aligned} \frac{d}{df} p_{ev, \max, f}^{esp} &= 0 \\ f &= \frac{3}{5} \end{aligned} \quad (B36)$$

Substituindo este valor em (B35) obtém-se:

$$p_{ev, \max}^{esp} = \frac{3}{4} \quad (B37)$$

Ou seja, o valor máximo para as perdas evitadas esperadas é, neste caso igual a 75% e portanto inferior aos 80% que se obtiveram para o caso de carga distribuída de forma uniforme.

Admitindo agora o caso limite em que a microgeração ($I_{\mu G}$) está uniformemente distribuída ao longo do ramo, sendo j o valor de microgeração por unidade de comprimento do ramo, teremos que as perdas podem ser obtidas por:

$$p = \int_0^L \left(\frac{Ix^2}{2} - jx \right)^2 r dx = p(0) - R \left(\frac{I_{\mu G} I'}{2} - \frac{I_{\mu G}^2}{3} \right) \quad (B38)$$

As perdas evitadas, expressas em percentagem das perdas iniciais, podem ser obtidas por:

$$\frac{p_{ev}}{p(0)} = \frac{5}{2} f - \frac{5}{3} f^2 \quad (B39)$$