



**CONTRIBUIÇÃO PARA A REGULAÇÃO DA
INTEGRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO E MICROREDES
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉCTRICA**

Paulo Moisés Almeida da Costa

Janeiro 2010

Sumário executivo

Este trabalho, baseado na dissertação de Doutoramento do seu autor [1], procura contribuir para a definição de um quadro regulatório adequado ao desenvolvimento dos conceitos de microgeração e de microredes no seio dos actuais sistemas de distribuição. Este desenvolvimento é essencialmente condicionado pela existência de barreiras produzidas pelo “não-alinhamento natural” entre os custos e os benefícios produzidos pela microgeração e pelas microredes. Este facto faz com que determinados agentes económicos (os que *obtem* mais custos que benefícios) não tenham interesse no estabelecimento destas entidades.

O sucesso do desenvolvimento da microgeração e das microredes requer, portanto, a definição de um quadro regulatório capaz de eliminar as barreiras referidas, criando uma situação de “mais benefícios que custos” para todos os agentes. Este processo implica a identificação e quantificação dos benefícios e os custos que a microgeração e as microredes podem produzir, visando a sua posterior partilha de forma a suprimir as situações que conduzem à existência das barreiras mencionadas. A principal contribuição deste trabalho consiste na definição de modelos para a avaliação dos principais benefícios que a microgeração e as microredes 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.

A contribuição da microgeração e das microredes para a capacidade de cobertura dos sistemas eléctricos é avaliada na secção 2.1 utilizando uma metodologia probabilística baseada em simulação de Monte-Carlo não cronológica. A contribuição referida é 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 as seguintes conclusões: i) a potência individual e a indisponibilidade dos microgeradores não influenciam significativamente o *CC*; ii) diferentes tecnologias de microgeração obtêm diferentes *CC*; iii) a fiabilidade inicial do sistema eléctrico tem alguma influência sobre o *CC*;

iv) a integração de sistemas *micro-CHP* em microredes melhora o seu *CC*; v) o controlo de carga por parte das microredes confere-lhes um *CC* significativo.

A secção 2.2 apresenta uma metodologia destinada a estimar o impacto da microgeração nas perdas das redes eléctricas com recurso à definição de factores de perdas evitadas. Estes factores são relacionados com os factores de ajustamento utilizados para imputar as perdas aos consumidores, garantindo consistência entre os valores cobrados aos consumidores e as perdas evitadas atribuídas à microgeração. O conceito de valor esperado é 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, definem-se intervalos de valores de perdas evitadas esperadas. A aplicação da metodologia a uma situação semelhante à portuguesa permitiu concluir que: i) o valor total de perdas evitadas por cada *kWh* de energia microgerada é significativo, aumentando à medida que aumenta a penetração de microgeração; ii) diferentes tecnologias de microgeração produzem diferentes valores de perdas evitadas anuais.

Na secção 2.3 é 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 são consideradas no modelo. O impacto produzido pelo número e disponibilidade dos sistemas de microgeração sobre o valor do benefício é 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; ii) a inclusão dos geradores *micro-CHP* em microredes permite melhorar o seu desempenho; iii) o benefício associado ao diferimento de investimentos produzido pelo controlo de carga das microredes é significativo.

A secção 2.4 concentra-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. As emissões evitadas são estimadas considerando diferentes períodos horários, de forma a contabilizar a variação temporal nas perdas das redes e a internalizar as variações nas emissões do sistema de produção convencional. A metodologia desenvolvida é 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 influência das microredes sobre a fiabilidade dos sistemas de distribuição é avaliada na secção 2.5. Para o efeito utiliza-se uma metodologia analítica que considera as características destas estruturas (possibilidade de funcionamento em modo isolado, probabilidade de sucesso na transição entre os modos interligado e isolado, controlo conjunto da carga e produção). A metodologia foi aplicada a um sistema de distribuição teste, tendo-se *obtido* as seguintes conclusões: i) as microredes melhoraram os índices de fiabilidade de consumidores dentro e fora destas estruturas; iii) a razão entre a carga e a produção da microrede influencia a extensão dos benefícios *obtidos*; iv) os índices de fiabilidade do sistema são também melhorados (em resultado do melhoramento nos índices individuais); Nesta secção identificam-se ainda os agentes económicos que podem beneficiar do impacto positivo que as microredes podem produzir sobre a fiabilidade. Adicionalmente, são 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.

1 Introdução

O desenvolvimento das tecnologias de Produção Distribuída (*PD*), a progressiva redução dos seus custos e os incentivos à sua utilização têm conduzido a um crescente interesse em sistemas de geração de pequena potência (alguns *kW*) a ligar com as redes de baixa tensão (*BT*), nomeadamente: geradores fotovoltaicos (*PV*), microturbinas, pilhas de combustível, sistemas *micro-eólicos* e geradores accionados por motores de combustão interna e externa (“*motores stirling*”).

Paralelamente ao desenvolvimento da microgeração, o conceito de microrede tem vindo a ser estudado como uma forma de integrar os sistemas de microgeração nas redes *BT*. Uma microrede (figura 1) consiste na associação de uma rede *BT*, microgeradores, cargas e dispositivos de armazenamento de energia, habitualmente com um único ponto de ligação à rede de média tensão (*MT*). Geralmente, estas entidades funcionam ligadas com a rede a

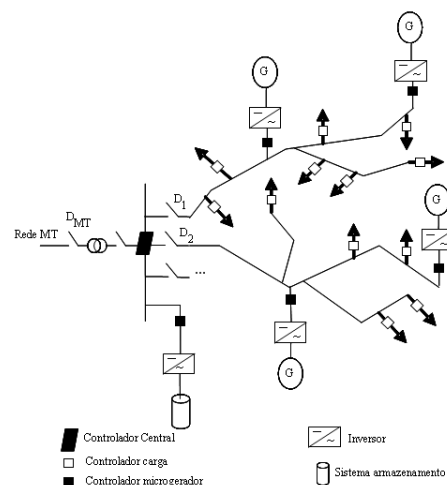


Figura 1- Arquitectura de uma microrede

montante podendo, contudo, operar isoladas em caso de ocorrência de um defeito nesta. As características das microredes permitem obter vantagens adicionais relativamente à simples ligação dos microgeradores às redes *BT*. Estas vantagens estão relacionadas, entre outros aspectos, 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.

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 [2]. Esta investigação tem-se centrado no estudo do comportamento técnico destas entidades, incluindo os potenciais impactos sobre as redes eléctricas e as estratégias de controlo e de operação destas estruturas. Os resultados

obtidos até ao momento são promissores, particularmente no que se refere à viabilidade técnica da microgeração e das microredes. Contudo, o sucesso do desenvolvimento destes conceitos depende do quadro regulatório definido para a respectiva integração nos actuais sistemas de distribuição. Apesar de determinante, a investigação sobre a regulação económica dos sistemas de distribuição, com inclusão da microgeração e das microredes, é ainda escassa.

A microgeração e as microredes, à semelhança da maioria das tecnologias emergentes, 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, com o conseqüente melhoramento do desempenho técnico-económico e aumento de competitividade face às tecnologias estabelecidas, é necessário que estas tecnologias sejam adoptadas para além de potenciais nichos de mercado [3-4]. Todavia, a difusão destas tecnologias tende a ser limitada por um conjunto de obstáculos, nomeadamente relacionados com os desequilíbrios entre os custos e os benefícios percebidos pelos diferentes agentes económicos envolvidos no seu desenvolvimento. Estas tecnologias, tal como a generalidade 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. Conseqüentemente, o investimento em microgeração e microredes tende a não ser atractivo. Por outro lado, o desenvolvimento destas tecnologias pode ter um impacto negativo sobre as receitas e custos dos operadores das redes de distribuição. Em resultado, estes operadores tenderão a dificultar o progresso da microgeração e das microredes, uma vez que estas entidades são percebidas como fontes de custos adicionais e de redução de receitas. Conseqüentemente, a identificação de potenciais obstáculos ao desenvolvimento da microgeração e das microredes e a definição de modelos de regulação que permitam a sua remoção, constituem uma tarefa importante.

O modelo de regulação a desenvolver deverá ser capaz de modificar a relação entre os custos e os benefícios percebidos pelos diferentes agentes económicos envolvidos no desenvolvimento da microgeração e das microredes. Para o efeito poderá ser utilizada uma política de regulação baseada na partilha dos custos e benefícios que resultam do

desenvolvimento daquelas entidades. Naturalmente, a definição de uma tal política apenas é desejável se o estabelecimento da microgeração e das microredes 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 (C) e benefícios (B) que tenderão a resultar do estabelecimento destas entidades no seio dos sistemas de distribuição.

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 microredes [2][5-6]. A respectiva quantificação é, por vezes, difícil, uma vez que nem todos são mensuráveis de forma individual [6]. 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 microredes não se resumem ao valor da electricidade gerada. Com efeito, 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 o principal objectivo deste trabalho. Entre os custos, realçam-se os suportados pelos investidores em microgeração e microredes (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 *obtem*, pelo menos de forma explícita. Por outras palavras, as entidades que *obtem* mais benefícios não são,

necessariamente, aquelas que mais contribuem para o financiamento dos mecanismos de incentivo (e vice-versa). 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 microredes, os custos e os benefícios anteriormente referidos, tendem a ser partilhados por quatro agentes económicos, a saber [1]: Investidores em microgeração e em microredes (*Inv*); Operadores das redes (*OR*); Consumidores (*Cons*); e Sociedade (*Soc*). Como foi anteriormente referido, a supressão das barreiras ao desenvolvimento da microgeração e das microredes implica que os benefícios obtidos por cada agente económico i sejam, pelo menos, iguais aos respectivos custos. A figura 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. Conclui-se que o facto de existir um

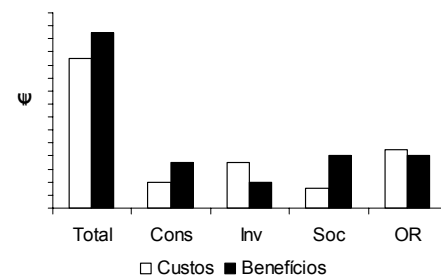


Figura 2 – Situação favorável à existência de barreiras

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.

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 [1][7-9], que pode resumir-se à transferência de benefícios entre os referidos agentes (figura 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 microredes. Consequentemente, não há lugar a qualquer benefício para nenhum dos agentes, incluindo aqueles que retirariam um benefício líquido do desenvolvimento referido. Uma possível abordagem para a partilha mencionada consiste em distribuir os benefícios líquidos produzidos pela microgeração e pelas microredes de tal forma que o benefício individual para cada agente económico seja dado por:

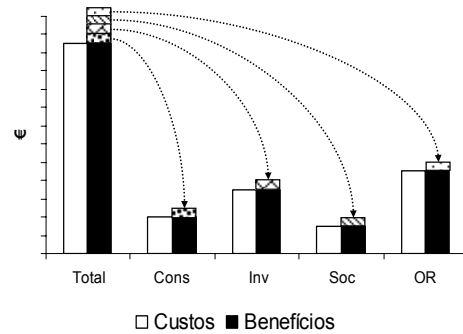


Figura 3 – Partilha dos benefícios líquidos

$$B_i^f = C_i + \eta_i \cdot \left(\sum_i (B_i - C_i) \right) \quad (1)$$

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 recupera os custos em que incorre e, adicionalmente, obtenha uma parte do diferencial entre os benefícios e os custos totais, tal como ilustrado na figura 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 microredes.

O mecanismo de incentivo ao investimento em microgeração e nas microredes, 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 microredes.

Naturalmente, a aplicação da expressão (1) implica a estimativa, à priori, dos custos e benefícios que resultam da microgeração e das microredes. Efectivamente, esta estimativa é a

base para a partilha definida em (1), a qual permitirá definir os mecanismos de incentivo, independentemente da respectiva natureza (tarifa “*feed-in*”, subsídio fixo ao investimento inicial em microgeração ou nas microredes, definição de uma comparticipação dos operadores das redes nos custos de instalação de uma microrede, 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 microredes.

2 Quantificação de benefícios

2.1 Segurança de abastecimento

2.1.1 Enquadramento

A segurança de abastecimento é um dos principais objectivos dos modernos sistemas eléctricos. Uma segurança de abastecimento insuficiente pode originar custos (económicos, sociais, políticos e de segurança de pessoas e bens) significativos. Por esta razão, muitos reguladores têm vindo a definir mecanismos de incentivo a um adequado investimento na capacidade de produção. Naturalmente, os custos económicos relacionados com a garantia de uma adequada capacidade de cobertura nos sistemas eléctricos são, em última instância, suportados pelos consumidores.

A adição de microgeração aos sistemas eléctricos contribui sempre para melhorar a respectiva capacidade de cobertura, uma vez que se aumenta a quantidade de geração disponível. O estabelecimento de microredes permite ainda aumentar a contribuição de algumas unidades de microgeração para a adequação, nomeadamente unidades de *micro-CHP*. Com efeito, estes geradores, quando integrados em microredes, podem ser entendidos como controláveis, estando sempre disponíveis para responder às situações de escassez de capacidade.

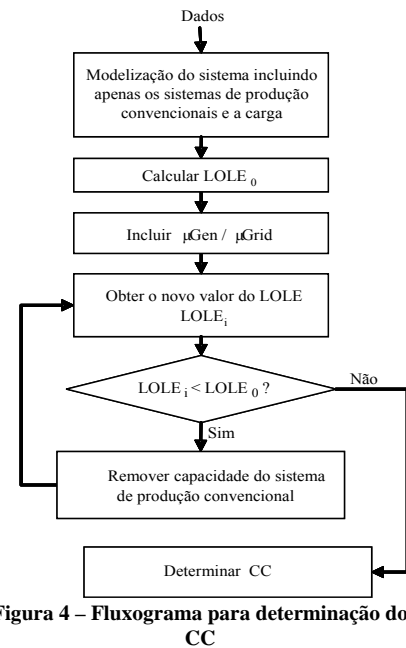
Contudo, apenas os sistemas *micro-CHP* com possibilidade de armazenamento da energia térmica devem ser assumidos como controláveis, uma vez que apenas estas unidades podem responder às necessidades do sistema eléctrico sem desperdiçar energia térmica (preservando o princípio da cogeração). A contribuição das microredes para a adequação do sistema produtor resulta ainda da capacidade destas estruturas para interromperem parte da sua carga interna em resposta a situações de escassez de capacidade. Esta interrupção poderá ser efectuada com custos económicos reduzidos, nomeadamente se incidir sobre cargas cuja interrupção não produz custos significativos (ex. sistemas de climatização).

A quantificação do valor económico associado à contribuição da microgeração e das microredes para a segurança de abastecimento é, no contexto da definição de um quadro regulatório baseado na partilha de custos e benefícios, essencial. Nesta secção apresenta-se uma metodologia baseada num processo de simulação de Monte-Carlo (*MC*) destinada a avaliar o Crédito de Capacidade (*CC*) a atribuir a diferentes tecnologias de microgeração e às microredes. O *CC* pode é entendido como uma medição da contribuição de uma determinada entidade para a adequação do sistema produtor para servir a carga prevista. Várias definições de *CC* têm vindo a ser utilizadas ao longo do tempo [1]. Neste trabalho, o *CC* é definido como a o valor da capacidade do sistema produtor convencional que, após adição da microgeração e das microredes, pode ser retirado do sistema, mantendo-se a fiabilidade inicial deste (concretamente o *LOLE* - “*Loss of Load Expectation*”).

2.1.2 Metodologia

Como foi referido no ponto anterior, a contribuição da microgeração e das microredes para a segurança do abastecimento pode ser medida em termos de *CC*, o qual pode ser estimado utilizando o algoritmo apresentado na figura 4. Note-se que, neste algoritmo, o índice de fiabilidade adoptado para medir (e comparar) a fiabilidade do sistema eléctrico é o *LOLE*. A escolha deste índice é justificada com o facto de ser aquele que mais frequentemente é utilizado em estudos de avaliação de *CC* (outros índices poderiam ser utilizados).

O fluxograma da figura 4 mostra que a determinação do *CC* implica o cálculo sucessivo do *LOLE* do sistema. Este cálculo é efectuado recorrendo à utilização de um modelo de fiabilidade baseado num processo de simulação de *MC* não cronológico. Este modelo permite lidar com o elevado número de variáveis aleatórias envolvidas na determinação do *CC* a atribuir à microgeração e às microredes (perfis de produção, probabilidade de avaria dos geradores, carga do sistema, etc.). A figura 5 mostra o algoritmo da metodologia de *MC*



utilizada, sendo: *N* o número de amostras; *F* o número de ocorrências de perda de carga e *PNS* a potência não fornecida devido às situações de perda de carga. Em cada amostra do processo de simulação, a produção disponível e a carga do sistema são sorteadas e comparadas de forma a avaliar a adequação da produção. Este procedimento é repetido até que seja atingida a convergência do processo, neste caso determinada pelo coeficiente de variação do valor da energia não fornecida esperada (*EENS*):

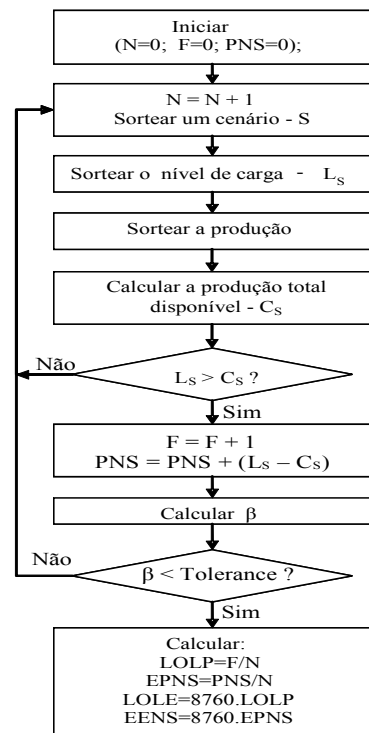
$$\beta = \frac{\sigma(EENS)}{\sqrt{N}} \quad (2)$$

Sendo: $\sigma(EENS)$ o desvio padrão do valor da *EENS* calculada por:

$$EENS = 8760 \times \frac{PNS}{N} \quad (3)$$

Após a convergência do processo de *MC*, vários índices de fiabilidade (além da *EENS*) podem ser calculados, incluindo o *LOLE*.

A produção total disponível em cada amostra do processo de simulação tem duas contribuições, uma referente aos geradores centralizados e outra aos sistemas de microgeração. A segunda contribuição é influenciada por condições climáticas, nomeadamente a radiação solar (painéis fotovoltaicos), a velocidade do vento (turbinas *micro-eólicas*) e a temperatura



ambiente (sistemas *micro-CHP*). Consequentemente, a contribuição de uma tecnologia de microgeração específica para a capacidade de produção apresenta variações sazonais e diárias. Uma vez que a carga do sistema também apresenta variações sazonais e diárias, os perfis de produção da microgeração e o perfil de carga tendem a apresentar correlações, as quais influenciam o *CC* das diferentes tecnologias de microgeração. Com efeito, uma tecnologia de microgeração com um reduzido factor de utilização (*FU*) pode ter maior contribuição para a adequação da produção que outra com maior *FU*, cuja produção está menos correlacionada com a carga. A inclusão no modelo de fiabilidade das variações referidas e das potenciais dependência entre variáveis é conseguida através da definição de cenários, os quais representam períodos temporais nos quais as variáveis podem ser assumidas como independentes. O número de cenários definido é tão reduzido quanto o possível, de forma a evitar tempos excessivos de computação. Contudo, este número deve ser o suficiente para garantir que se captura a maioria das dependências entre as diferentes variáveis envolvidas.

O processo de simulação de *MC* anteriormente referido é realizado para cada cenário e os resultados globais são obtidos através da agregação dos índices, tal como se ilustra na figura 5. Consequentemente, cada iteração do processo de simulação é iniciada com o sorteio do cenário, seguindo-se o sorteio do nível de carga do sistema (L_S). Este sorteio é efectuado utilizando o método da transformada inversa [10] e uma função de distribuição acumulada (*FDA*) adequada para representar o comportamento da carga no cenário previamente sorteado. O método da transformada inversa é também utilizado para sortear o *FU* das tecnologias de microgeração, pelo que o comportamento do *FU* das diferentes tecnologias em cada cenário deve ser representado por *FDA* adequadas. Como veremos adiante, os *FU* são parâmetros fundamentais no processo de avaliação da contribuição da microgeração para a capacidade de produção disponível no sistema. Note-se que os cenários permitem capturar o eventual comportamento irregular dos *FU*. Por exemplo, o comportamento do *FU* para a tecnologia fotovoltaica pode ser bem representado por uma *FDA* de uma distribuição uniforme em determinados cenários e por uma *FDA* de uma distribuição exponencial noutros.

A produção disponível (C_S) em cada iteração do processo de simulação de MC resulta da soma da capacidade disponível no sistema de produção centralizado com a referente à microgeração:

$$C_S = \sum_{i=1}^{NG} F_{Gi} \times C_{Gi} + \sum_j F_{j,S} \times C_j \times FU_{j,S} \quad (4)$$

onde: NG é o número de geradores do sistema centralizado, C_{Gi} é a capacidade de cada gerador i , $F_{j,S}$ representa o número de microgeradores da tecnologia j sem avaria no cenário S , C_j é a capacidade individual dos microgeradores da tecnologia j , $FU_{j,S}$ é o FU dos microgeradores da tecnologia j no cenário S e F_{Gi} é dado por:

$$F_{Gi} = \begin{cases} 0 & \text{if } U < FOR_i \\ 1 & \text{if } U \geq FOR_i \end{cases} \quad (5)$$

sendo: U um número aleatório na gama $[0,1]$ com distribuição uniforme e FOR_i a taxa de avarias do gerador i .

O valor $F_{j,S}$ depende do número de microgeradores (n) e da respectiva taxa de avarias (f), seguindo uma distribuição binomial. Contudo, para um elevado valor de n , a distribuição binomial pode ser aproximada por uma distribuição normal dada por:

$$F_{j,S} \sim N(n(1-f), \sqrt{n(1-f)f}) \quad (6)$$

Consequentemente, o número de microgeradores sem avaria em cada iteração do processo de simulação pode ser obtido por:

$$F_{\mu G} = n(1-f) + \sqrt{n(1-f)f} \times U_n \quad (7)$$

onde: U_n é um número aleatório com distribuição normal de média 0 e variância 1 .

Como foi referido anteriormente, os valores do FU de cada tecnologia de microgeração em cada iteração do processo de simulação ($FU_{j,S}$) são sorteados utilizando o método da transformada inversa e FDA adequadas. Estas FDA têm de ser construídas tendo em consideração o comportamento do FU em cada um dos cenários definidos. No caso dos geradores PV , os valores do FU podem ser calculados por:

$$FU_{PV} = \frac{I \times A \times \eta}{P_p} = \frac{\eta \times I}{v} \quad (8)$$

onde: P_p representa a potência de pico do gerador, I a irradiância incidente (W/m^2), A a superfície do gerador, η o rendimento do gerador e respectivos interfaces e v a razão entre a potência de pico e a superfície do gerador (W/m^2).

A utilização de valores típicos para os parâmetros η e v (gerador típico) permite que o FU seja função apenas da irradiação incidente, a qual é influenciada por diversos factores, nomeadamente: a localização geográfica dos sistemas PV , as condições climáticas, a orientação e inclinação com a horizontal dos geradores e os períodos anuais e diários. Naturalmente que não é prático definir FDA para cada uma das potenciais combinações destes factores. Consequentemente, devem ser utilizados perfis típicos de irradiação para que se obtenham FDA representativas do comportamento do FU de um gerador PV típico. Uma abordagem possível consiste em utilizar o perfil de irradiação de um dia típico de cada mês para um conjunto de localizações admitidas como representativas das variações geográficas da irradiação solar. Estes perfis típicos têm de ser obtidos considerando as condições mais frequentes de instalação dos geradores PV (orientação e ângulo de inclinação com a horizontal).

No que concerne aos geradores *micro-CHP*, o FU também varia ao longo do ano e das horas dos dias, em função das necessidades de energia térmica. O comportamento do FU pode ser estimado considerando perfis típicos de consumo de energia térmica nos edifícios. No caso dos geradores *micro-eólicos*, o comportamento do FU pode ser obtido através de informação relativa à velocidade do vento e da utilização de uma curva de

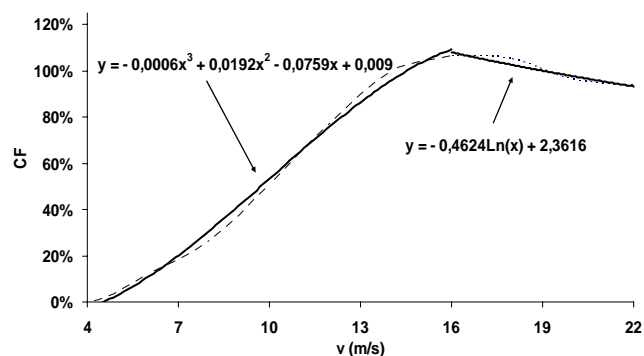


Figure 6 – Curva de potência para um gerador micro-eólico típico

potência típica destes geradores (figura 6). Com base nesta curva e em séries de vento para várias localizações geográficas é possível obter séries de FU para os geradores *micro-eólicos*.

Estas séries podem depois ser utilizadas para definir *FDA* representativas do comportamento típico do *FU* destes geradores em cada um dos cenários definidos (como veremos adiante).

2.1.3 Exemplo de aplicação

A metodologia descrita nas secções anteriores foi aplicada a um sistema eléctrico adaptado do sistema português com o objectivo de obter valores quantitativos e qualitativos para o *CC* da microgeração e das microredes. O sistema foi modelizado com a carga do sistema eléctrico português e o sistema produtor convencional foi modelizado considerando 24 unidades térmicas de 400 MW cada e com $FOR = 5\%$. Nestas condições, o valor do *LOLE* (na ausência de microgeração) corresponde a 27,8 h/ano, o qual não representa o valor típico do sistema eléctrico português. Este *LOLE* foi utilizado para se obter uma gama suficiente dos melhoramentos na fiabilidade do sistema que podem ser obtidos com a adição da microgeração e das microredes. A avaliação da influência da fiabilidade inicial do sistema no *CC* destas entidades foi efectuada com recurso a estudos adicionais.

Os valores de *CC* foram determinados comparando os índices de adequação do sistema base (sem microgeração e microredes) com os índices associados a várias penetrações de diferentes tecnologias de microgeração e às microredes. Várias situações típicas foram analisadas de forma a retirar conclusões sobre a sensibilidade do *CC* a parâmetros como a fiabilidade do sistema e ao número, dimensão e fiabilidade da microgeração.

Os cenários foram definidos tendo em consideração o comportamento diário e sazonal da carga do sistema e do *FU* dos sistemas de microgeração (particularmente dos sistemas *PV* e *micro-CHP*). O ano foi dividido em quatro períodos anuais, correspondendo às quatro estações do ano, para internalizar os efeitos da sazonalidade. Adicionalmente, foi utilizado o comportamento dos *FU* e da carga do sistema num dia típico de cada estação de forma a definir períodos diários, tal como se mostra na figura 7.

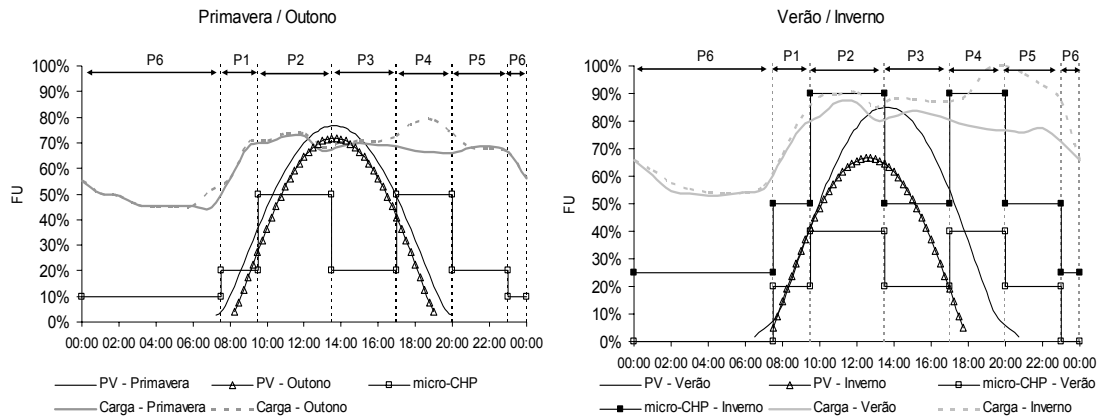


Figura 7 - Cenários utilizados no processo de simulação de MC

Os FU para os geradores PV foram definidos considerando a expressão (8) com $\eta = 10\%$ e $v = 100 \text{ W/m}^2$. Os valores da irradiância, em intervalos de 15 minutos, foram obtidos no sítio do projecto *PVGIS* [11]. No que concerne à carga, foram utilizados os diagramas cronológicos de carga (diários). Os FU para os sistemas *micro-CHP* foram definidos com base em pressupostos razoáveis.

A informação da figura 7 permitiu definir seis períodos diários ($P1$ a $P6$) de forma a contabilizar o comportamento diário do FU e do nível de carga. Consequentemente, foram definidos 24 cenários correspondendo a seis períodos diários e 4 períodos anuais.

Após a definição dos cenários, foram determinadas FDA que caracterizam o comportamento do FU dos sistemas de microgeração e da carga do sistema nestes cenários. A definição das FDA que caracterizam o comportamento da carga foi obtida com recurso a diagramas cronológicos de carga (períodos de 15 minutos). Esta informação permitiu a construção de histogramas os quais, posteriormente, foram aproximados utilizando FDA conhecidas. A figura 8 mostra a FDA obtida para o período “Primavera $P1$ ”, onde a aproximação foi feita utilizando uma função de distribuição de probabilidade uniforme (as FDA aplicáveis aos restantes 23 cenários podem ser encontradas em [1]).

Consequentemente, o nível de carga em cada iteração do processo de simulação de MC é dado por:

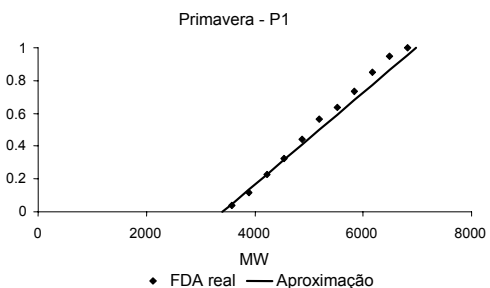


Figure 8 – FDA para nível de carga

$$L_s = m_s U + b_s \quad (9)$$

onde: m_s e b_s são os coeficientes da recta de aproximação do cenário S e U é um número aleatório entre 0 e 1 com distribuição uniforme.

As FDA que representam o FU dos geradores PV foram obtidas utilizando informação sobre a irradiação solar em cada um dos cenários definidos. A figura 9 mostra a FDA obtida para o cenário “Primavera – P1”, bem como a respectiva aproximação efectuada com recurso a uma distribuição uniforme (as restantes FDA podem ser encontradas em [1]). Naturalmente, o valor do FU

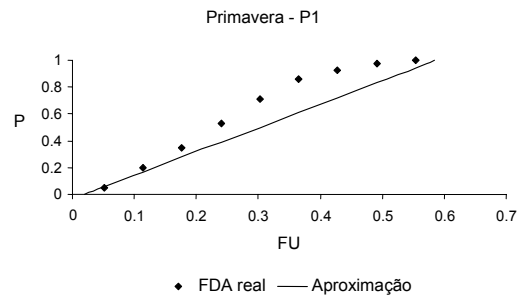


Figura 9 – FDA para o FU dos geradores PV

a utilizar em cada iteração do processo de simulação de MC é sorteado utilizando um procedimento similar ao definido para sortear o valor da carga.

Para o caso dos geradores *micro-eólicos* as FDA foram obtidas com recurso a um procedimento similar ao usado para o caso dos geradores PV . Para cada um dos cenários definidos foram construídos histogramas representativos do FU . Para o efeito foi utilizada informação relativa à velocidade do vento e a curva de potência típica adoptada para os geradores *micro-eólicos* (figura 6). A variação geográfica da velocidade do vento foi considerada utilizando informação sobre esta variável relativa a três localizações: Lisboa, Porto e Faro. A figura 10

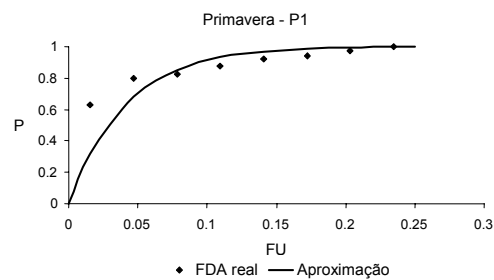


Figure 10 – FDA para o FU de geradores *micro-eólicos*

mostra, para o cenário “Primavera – P1”, o histograma obtido e a sua aproximação utilizando uma distribuição exponencial. Neste caso, o FU a ser utilizado em cada iteração do processo de simulação é dado por:

$$FU_s^{Eol} = -\lambda_s \times \ln(U) \quad (10)$$

onde: λ_s é a média da distribuição exponencial correspondente ao cenário S e U um número aleatório com distribuição uniforme na gama $[0,1]$.

No que concerne aos geradores *micro-CHP*, a sua maior previsibilidade permite a utilização de valores típicos para o *FU* em cada um dos cenários definidos (neste caso foram utilizados os valores apresentados na figura 7).

A aplicação da metodologia nas condições referidas mostrou que diferentes tecnologias de microgeração apresentam impactos na

segurança de abastecimento diferenciados.

Estas diferenças são, fundamentalmente, devidas às diferentes correlações entre os perfis de produção dos sistemas de microgeração e o comportamento da carga do

sistema. Consequentemente, o *CC* a atribuir às unidades de microgeração é função da

respectiva tecnologia. As figuras 11 e 12 mostram os principais resultados das simulações efectuadas. Recorde-se que o *CC* é aqui definido como a razão entre a capacidade térmica que pode ser removida do sistema (sem alterar o *LOLE*) e o total de

capacidade de microgeração que foi adicionada (*P*). Os resultados obtidos mostram que a influência da capacidade

individual e da indisponibilidade dos microgeradores no *CC* é limitada. Por exemplo, o *CC* obtido por um conjunto de 160000 sistemas de *micro-CHP* com $C_j = 3 \text{ kW}$ e $f = 10\%$ é de 64%.

Ou seja, a adição de 480 MW de sistemas *micro-CHP* permite a remoção de 307.2 MW de capacidade térmica convencional, mantendo inalterada a fiabilidade inicial do sistema (*LOLE* = 27,8 h). A redução para metade da indisponibilidade dos geradores ($f=5\%$) aumenta o *CC* em apenas 4,7% para *CC* = 67%. Caso a indisponibilidade seja aumentada em 250% ($f=25\%$), o *CC* diminui em apenas 17% para um valor de 53%. Resultados semelhantes podem ser obtidos

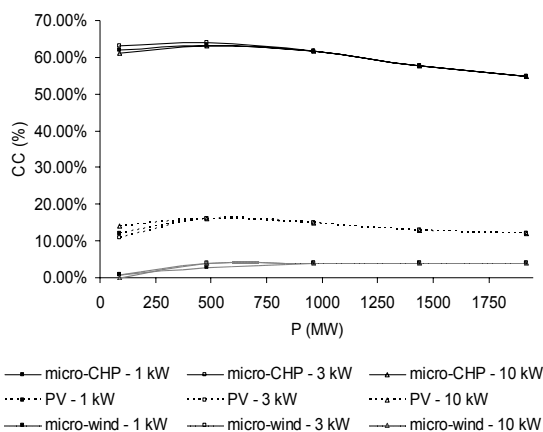


Figure 11 – Influência da capacidade individual no *CC* (microgeradores com $f=10\%$)

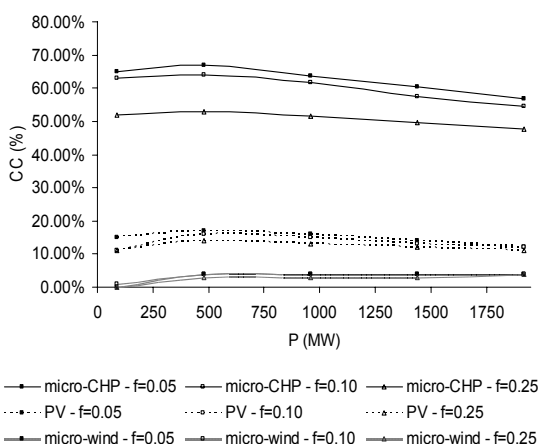


Figure 12 – Influência da *FOR* (f) dos microgeradores no *CC* (microgeradores de 3 kW)

para as outras tecnologias de microgeração. A figura 11 mostra que a influência da capacidade individual dos microgeradores sobre o CC é ainda menor. As figuras 11 e 12 mostram também que a variação do CC com o nível de penetração de microgeração é limitada. Estas características são, do ponto de vista da regulação, importantes. Efectivamente, este facto permite ao regulador adoptar valores típicos de CC para cada tecnologia de microgeração, independentemente das incertezas inerentes ao conhecimento exacto da capacidade e indisponibilidade dos microgeradores e do nível de penetração destas tecnologias.

A avaliação da influência da fiabilidade inicial do sistema no CC obtido pelos sistemas de microgeração foi efectuada simulando o sistema com diversos valores iniciais de $LOLE$ (27,8 h, 2,28 h, 0,54 h). A figura 13 mostra os resultados obtidos para sistemas de microgeração com potência de 3 kW e indisponibilidade de $f=10\%$. Os resultados mostram que a fiabilidade inicial do

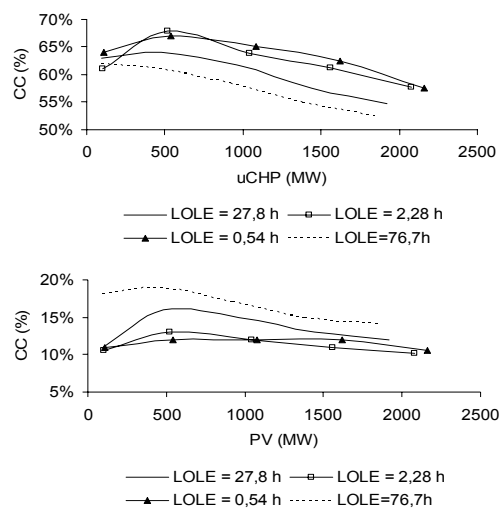


Figura 13 – Influência da fiabilidade inicial do sistema sobre o CC

sistema influência de forma dissimilar o CC dos microgeradores. Efectivamente o CC dos sistemas *micro-CHP* tende a ser superior em sistemas mais fiáveis, ocorrendo a situação inversa para o caso dos sistemas *PV* e *micro-eólicos*. Esta situação resulta do facto de as situações de perda de carga tenderem a ser mais concentradas em períodos de ponta de carga do sistema. Uma vez que o perfil de produção dos sistemas *micro-CHP* tem uma correlação significativa com a carga do sistema, a sua contribuição para evitar perdas de carga aumenta, bem como o respectivo CC . No que respeita aos sistemas *PV* e *micro-eólicos*, o aumento da fiabilidade do sistema tende a eliminar algumas situações de perda de carga que, de outra forma, seriam removidas quando os sistemas *PV* e *micro-eólicos* fossem adicionados ao sistema. Consequentemente o CC destas unidades diminui quando a fiabilidade do sistema aumenta. Importa referir que a influência da fiabilidade inicial do sistema no CC dos sistemas de microgeração é relativamente limitada, com as vantagens anteriormente referidas.

Como já foi mencionado, a contribuição específica das microredes para a segurança de abastecimento depende das cargas e geradores que estas estruturas podem controlar. A figura 14 mostra a influência das microredes no *CC* dos sistemas *micro-CHP*, admitindo diferentes quantidades destes geradores

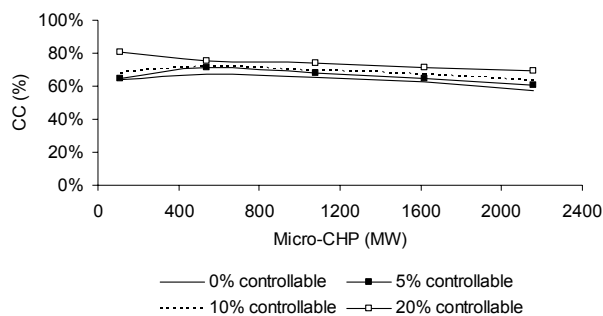


Figure 14 – Influência das microredes no *CC* dos sistemas *micro-CHP*

como controláveis (resultados para um sistema com *LOLE* inicial de $0,54h$). No que respeita ao controlo de carga, o *CC* expresso em MW corresponde à carga total do sistema que é controlada pela acção das microredes [1].

2.2 Perdas evitadas

2.2.1 Enquadramento

A ligação de microgeração às redes *BT* tende a produzir perdas evitadas em todos os níveis de tensão das redes eléctricas (particularmente enquanto o nível de penetração de microgeração for relativamente baixo). Estas perdas evitadas representam um valor económico que importa avaliar no contexto da definição de um quadro regulatório baseada na partilha de custos e benefícios. Consequentemente, a definição de uma metodologia que permita quantificar o valor das perdas evitadas pela microgeração é fundamental, constituindo a base para a posterior valorização económica deste benefício.

Um aspecto importante neste contexto é o estabelecimento de uma relação coerente 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

Tabela 1 – Factores de ajustamento para perdas em % (aplicáveis a Portugal Continental) [31]

	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

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 1, que contém os valores dos *FAP* a aplicar em Portugal Continental durante o ano de 2008 [12]. 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*).

2.2.2 Metodologia

Nesta secção apresenta-se uma metodologia para quantificação das perdas evitadas pela microgeração. 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. Os *FAP* apresentados na tabela 1 são obtidos por:

$$\gamma^h = \frac{p^h}{P_C^h} = \frac{p_f + p_v^h}{P_C^h} \quad (11)$$

onde: p^h representa a totalidade das perdas anuais numa determinada rede no período h , P_C^h o consumo total anual no período h , p_f e p_v^h são os valores das perdas fixas e perdas variáveis (função da carga) no mesmo período h .

Assumindo um modelo como o da figura 15, as perdas variáveis podem ser estimadas por [1]:

$$p_v = R \left(\frac{S_{inj}}{V} \right)^2 = \alpha P_{inj}^2 \quad \text{with} \quad \alpha = \frac{R \times (1 + tg^2 \varphi)}{V^2} \quad (12)$$

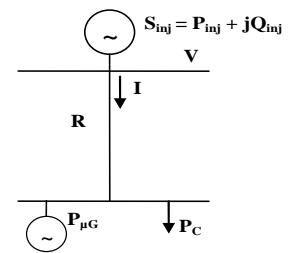


Figura 15 – Modelo de rede para estimação de perdas

onde: $S_{inj}=P_{inj}+jQ_{inj}$ é a potência aparente injectada na rede; R a resistência equivalente da rede; V a tensão na emissão, assumida como constante; e $\cos \varphi$ o factor de potência também admitido constante.

A expressão (12) pode ser reescrita em função da carga (P_c) [1]:

$$p_v = \frac{-2\alpha P_c + 1 - \sqrt{-4\alpha P_c + 1}}{2\alpha} \quad (13)$$

Nesta expressão, o valor P_c inclui as perdas fixas da rede. Com base em (13) é possível obter um factor de perdas evitadas (δ) tal que (a demonstração detalhada desta dedução pode ser encontradas em [1]):

$$\delta = \frac{d(p_v(0) - p_v)}{dP_{\mu G}} = \frac{1}{\sqrt{1 - 4\alpha(P_c - P_{\mu G})}} - 1 \quad (14)$$

Admitindo uma situação inicial correspondente a $P_{\mu G}=0$, a expressão (14) pode ser reescrita de forma a relacionar os valores de δ e dos FAP :

$$\delta_j^h = \frac{1 + \gamma}{\sqrt{\gamma^2 + 2\gamma \cdot (2 \cdot \xi_j - 1) + 1}} - 1 \quad (15)$$

sendo: γ o FAP , $\xi = p_f/p$ a fracção de perdas fixas no total das perdas e j o tipo de rede (transporte, distribuição em AT , distribuição em MT ou distribuição em BT).

A expressão (15) foi obtida admitindo que a energia microgerada está confinada às redes BT e apenas é aplicável às redes a montante deste nível de tensão. Efectivamente, ao facto da energia microgerada poder fluir nas redes BT torna o factor de perdas evitadas a aplicar a estas redes 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. Consequentemente, a quantificação das perdas evitadas nestas redes tem de ser efectuada utilizando uma abordagem diferente daquela adoptada para as redes a montante. Tal quantificação pode ser conseguida utilizando uma metodologia analítica para definir o factor de perdas evitadas pela microgeração nas redes BT .

As perdas eléctricas num ramo BT sem

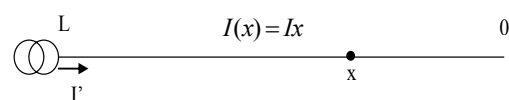


Figura 16 – Rede BT sem microgeração

microgeração (figura 16) são obtidas por:

$$p(0) = \int_0^L (Ix)^2 r dx = \frac{r I^2 L^3}{3} = \frac{R I'^2}{3} \quad (16)$$

sendo: r a resistência por unidade de comprimento do ramo, L o respectivo comprimento, I a corrente por unidade de comprimento, R a resistência total do ramo e I' a corrente total injectada no ramo.

Considerando agora a existência de um sistema de microgeração ligado num determinado ponto (B) do ramo BT (figura 17),

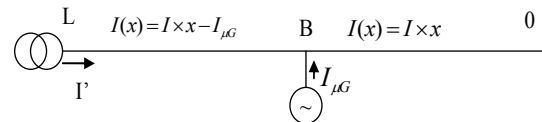


Figura 17 – Rede BT com 1 sistema de microgeração

as perdas valerão:

$$p = \int_0^B (Ix)^2 r dx + \int_B^L (Ix - I_{\mu G})^2 r dx = p(0) - R \cdot [I' I_{\mu G} (1 - b^2) - I_{\mu G}^2 (1 - b)] \quad (17)$$

onde: $b = B/L$ e $I_{\mu G}$ é a corrente microgerada.

O valor das perdas evitadas por um sistema de microgeração, em percentagem das perdas iniciais, é então dado por:

$$\frac{P_{ev}}{p(0)} = 3 \cdot [(1 - b^2)f - (1 - b)f^2] \quad (18)$$

onde: $f = I_{\mu G} / I'$.

Note-se que o sistema de microgeração pode ser localizado em qualquer ponto do ramo BT , não existindo razão que leve a acreditar que uma determinada localização é mais provável que outra. Consequentemente, o valor esperado de perdas evitadas (p_{ev}^{esp}) pode ser determinado admitindo que b é uma variável aleatória com densidade de probabilidade uniforme:

$$p_{ev}^{esp} = \int_0^1 \frac{p_{av}}{p(0)}(b) db = 2f - \frac{3f^2}{2} \quad (19)$$

Como foi referido anteriormente, o valor esperado de perdas evitadas nas redes BT é influenciado pelo número e dimensão dos sistemas de microgeração ligados ao ramo BT e pela distribuição de carga nesse ramo. Com o objectivo de avaliar a influência do número e dimensão dos sistemas de microgeração, foram estabelecidas expressões de perdas evitadas aplicáveis a: i)

situações em que existem dois sistemas de microgeração; ii) situações em que a microgeração se distribui uniformemente ao longo do ramo BT . Note-se que o caso em que se admite uma distribuição uniforme da microgeração é meramente teórico, tendo sido considerado com o objectivo de retirar conclusões mais gerais sobre a influência do número de unidades de microgeração no valor das perdas evitadas. Efectivamente, este caso tende a corresponder à situação mais favorável em termos de redução de perdas, sendo útil para se efectuar o enquadramento do valor das perdas evitadas, tal como adiante se explicita.

No que concerne à influência da distribuição de carga nos ramos BT , foram estabelecidas expressões de perdas evitadas aplicáveis às seguintes situações: i) carga uniformemente distribuída; ii) carga uniformemente decrescente. A última distribuição foi considerada devido ao facto de corresponder à situação em que os postos de transformação estão localizados junto das cargas mais importantes. Naturalmente, podem ser obtidas expressões para qualquer outro tipo de distribuição de carga que se julgue adequada para modelizar a realidade dos sistemas eléctricos.

A tabela 2 mostra as expressões obtidas para as situações referidas. Em [1] podem ser encontradas as deduções destas expressões, bem como de outras relacionadas com a determinação da localização óptima dos sistemas de microgeração e com o máximo

Tabela 2 – Expressões de perdas evitadas esperadas

	Carga uniformemente distribuída	Carga uniformemente decrescente
Um sistema de microgeração	$p_{ev}^{esp} = 2f - \frac{3f^2}{2}$	$p_{ev}^{esp} = \frac{5}{2}(f - f^2)$
Dois sistemas de microgeração	$p_{ev}^{esp} = 2f - f^2 \left(\frac{3}{2} + v^2 - v \right)$	$p_{ev}^{esp} = \frac{5}{6}f(2fv(1-v) - 3(f-1))$
Microgeração unifor. distribuída	$\frac{p_{ev}}{p(0)} = 2f - f^2$	$\frac{p_{ev}}{p(0)} = \frac{5}{2}f - \frac{5}{3}f^2$

valor de perdas evitáveis pela microgeração. Nas expressões apresentadas na tabela 2, o valor c representa a localização do segundo sistema de microgeração (o primeiro está localizado em b). O valor $v = I_{\mu G1}/I_{\mu G}$ representa a dimensão relativa dos sistemas de microgeração.

A avaliação das perdas evitadas para situações genéricas pode ser conseguida utilizando as expressões apresentadas na tabela 2. A variação no valor das perdas evitadas, originada pela incerteza no número e dimensão dos sistemas de microgeração e no tipo de distribuição de carga nas redes BT , pode ser contabilizada através da definição de intervalos de perdas evitadas. A figura 18 mostra os limites máximo e mínimo para os valores das perdas evitadas aplicáveis às

situações de carga uniformemente distribuída e uniformemente decrescente. Esta figura permite concluir que, para um valor de penetração de microgeração $f \in [0,2;0,4]$ o valor esperado das perdas variáveis evitadas (dependentes

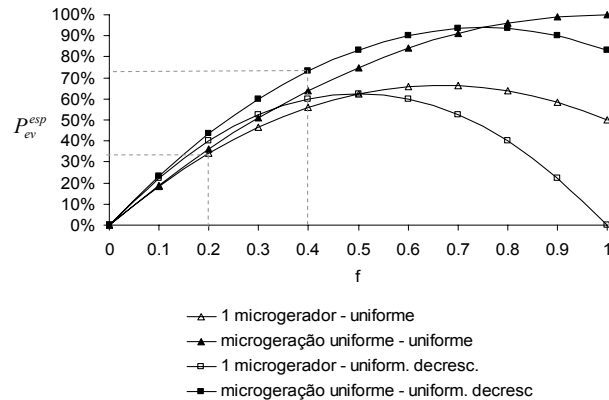


Figura 18 – Valores máximo e mínimo das perdas evitadas

da carga) pertence ao intervalo $[34\%; 73\%]$. Este intervalo inclui todas as incertezas anteriormente referidas, e tende a diminuir à medida que se reduz a incerteza no nível de penetração da microgeração (f). Por exemplo, para $f \in [0,3;0,4]$ obtém-se um intervalo para as perdas variáveis evitadas de $[47\%; 73\%]$. Com base neste intervalo o regulador pode estimar um factor k representativo da influência da microgeração nas perdas variáveis das redes *BT*. Tomando como referência o exemplo anterior em que $f \in [0,3;0,4]$ teremos $k \in [0,47; 0,73]$. Este factor k é posteriormente utilizado para estabelecer o factor de perdas evitadas aplicável às redes *BT* (ver expressão (21)).

Como foi anteriormente referido, os sistemas de microgeração permitem 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 (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, tendo em consideração a expressão (15), teremos, para cada rede a montante da rede *BT* e para cada período horário:

$$\delta_{\text{Rede}}^h = \frac{1 + \gamma_{\text{Rede}}^h}{\sqrt{\gamma_{\text{Rede}}^h{}^2 + 2\gamma_{\text{Rede}}^h(2\xi_{\text{Rede}}^h - 1) + 1}} - 1 \quad (20)$$

sendo: Rede = {RT, RD_{AT}, 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 anteriormente referido, definir o factor k , o qual é posteriormente utilizado na definição dos factores de perdas evitadas nas redes *BT*, ou seja:

$$\delta_{BT}^h = k\gamma_{BT}^h(1 - \xi_{BT}^h) \quad (21)$$

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:

$$P_{ev, h}^{RD_{BT}} = \delta_{BT}^h \times P_{\mu G, h} \quad (22)$$

Na rede de *MT*, as perdas evitadas serão dadas pelo produto entre o factor de perdas evitadas desta rede e o valor da potência microgerada do ponto de vista da rede *MT*, o qual vale:

$$P_{\mu G, h}^{MT} = P_{\mu G, h} + \delta_{BT}^h \times P_{\mu G, h} = P_{\mu G, h}(1 + \delta_{BT}^h) \quad (23)$$

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:

$$P_{ev, h}^{MT} = \delta_{MT}^h \times P_{\mu G, h}(1 + \delta_{BT}^h) \quad (24)$$

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

$$\begin{aligned} P_{\mu G, h}^{AT} &= P_{\mu G, h}(1 + \delta_{BT}^h) + \delta_{MT}^h \times P_{\mu G, h}(1 + \delta_{BT}^h) = \\ &= P_{\mu G, h}(1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) \end{aligned} \quad (25)$$

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

$$P_{ev,h}^{RD_{AT}} = \delta_{AT}^h \times P_{\mu G,h} (1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) \quad (26)$$

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

$$P_{\mu G,h}^{RT} = P_{\mu G,h} (1 + \delta_{AT}^h)(1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) \quad (27)$$

As perdas evitadas na rede de transporte valem:

$$P_{ev,h}^{RT} = \delta_{RT}^h \times P_{\mu G,h} (1 + \delta_{AT}^h)(1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) \quad (28)$$

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

$$P_{\mu G,h}^{\text{Ref}_{\text{prod}}} = P_{\mu G,h} (1 + \delta_{RT}^h)(1 + \delta_{AT}^h)(1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) \quad (29)$$

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:

$$P_{ev,h} = P_{\mu G,h} \left((1 + \delta_{RT}^h)(1 + \delta_{AT}^h)(1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) - 1 \right) \quad (30)$$

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

$$\delta_h = (1 + \delta_{RT}^h)(1 + \delta_{AT}^h)(1 + \delta_{MT}^h)(1 + \delta_{BT}^h) - 1 \quad (31)$$

2.2.3 Exemplo de Aplicação

A metodologia apresentada na secção anterior foi 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 3. Os valores de f a utilizar em cada período foram estimados com base nas previsões dos consumos

Tabela 3 – 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%

eléctricos que serviram de base ao estabelecimento das tarifas eléctricas para o ano de 2008 [13]. As tabelas 4 e 5 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).

A metodologia apresentada na secção anterior foi aplicada ao sistema eléctrico português utilizando, tanto quanto possível, dados reais deste sistema. Foram, contudo, efectuadas algumas suposições,

Tabela 4 – Previsão da energia eléctrica a ser veiculada pelas redes em 2008

	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 5 – Previsão das perdas eléctricas para as redes em 2008

	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

nomeadamente no que se refere aos valores das perdas fixas das redes eléctricas, os quais são apresentados na tabela 3. Os valores de f a utilizar em cada período foram estimados com base nas previsões dos consumos eléctricos que serviram de base ao estabelecimento das tarifas eléctricas para o ano de 2008 [13]. As tabelas 4 e 5 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).

Admitindo um cenário correspondente à penetração de 100 MW de sistemas *micro-CHP* com indisponibilidade de 5%, e considerando os perfis de produção referidos na secção 2.1 (detalhes sobre estes perfis podem ser encontrados em [1]), podem obter-se os valores de energia microgerada apresentados na tabela 6. Esta informação, conjuntamente com aquela referente à

Tabela 6 – 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

previsão da electricidade para as redes *BT* (tabela 4) permite estimar os valores de f para cada período horário

Tabela 7 – 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%

e o correspondente valor de k , necessário para definir os factores de perdas evitadas nas redes *BT*. A tabela 7 mostra os valores de k obtidos para cada período horário. Note-se que, neste

caso, os valores de k foram obtidos para um valor específico de potência instalada de microgeração (100 MW de sistemas *micro-CHP*). Contudo, o que geralmente se conhece são previsões sobre a quantidade de microgeração que será instalada (na forma de um intervalo de potências). Nestes casos, a definição do factor k pode ser efectuada utilizando intervalos de valores de f [1]. 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 8 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. A tabela 9 mostra o valor de perdas anuais evitadas pelos 100 MW de sistemas *micro-CHP* o

Tabela 8 – 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%

qual corresponde, em valor absoluto, a 32,05 GWh. Conclui-se, portanto, que a microgeração de uma quantidade de

Tabela 9 – Perdas evitadas por 100 MW de sistemas *micro-CHP*

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

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 19 mostra, 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 $f=5\%$ para os geradores). A mesma informação é mostrada na figura

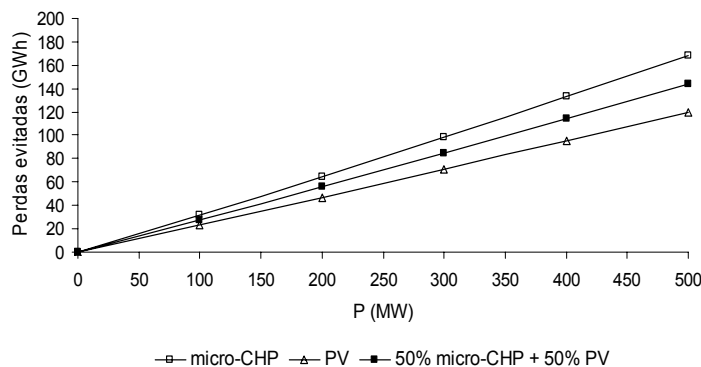


Figura 19 – Perdas evitadas pela microgeração

em 20, mas expressando as perdas do sistema em percentagem das perdas iniciais. 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 [14]).

A tabela 10 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, desta tabela, que os sistemas *PV* apresentam um maior valor de perdas evitadas por unidade de energia

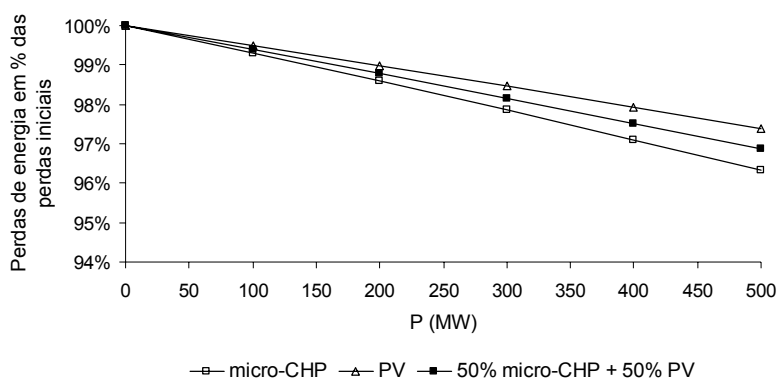


Figura 20– Evolução das perdas totais em percentagem das perdas iniciais (sem microgeração)

Tabela 10 – 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%

microgerada, apesar dos sistemas *micro-CHP* produzirem, em termos absolutos, mais perdas evitadas.

2.3 Diferimento de investimentos

2.3.1 Enquadramento

O desenvolvimento das microredes e da microgeração no seio dos sistemas eléctricos

tem, necessariamente, impacto sobre os perfis de carga das redes eléctricas. A capacidade das microredes 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 microrede, 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 microredes 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 microredes para efectuarem um controlo conjunto da carga e da produção.

Várias metodologias têm vindo a ser propostas com o objectivo de quantificar o valor económico resultante do diferimento de investimentos (uma revisão alargada destas metodologias pode ser encontrada em [1]). Contudo, estas metodologias 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 microredes.

Na secção seguinte é apresentada uma metodologia para avaliação do valor económico dos diferimentos produzidos pelas microredes 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 microredes. 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 microredes. Antes da apresentação das metodologias importa referir que vários estudos recentemente elaborados [2][15-16] referem que actuais redes de distribuição podem absorver quantidades significativas de microgeração, sem necessidade de investimentos significativos no seu reforço.

2.3.2 Metodologia aplicável à microgeração

Como foi anteriormente referido, várias metodologias para estimação dos benefícios relacionados com o diferimento de investimentos têm vindo a ser propostas na literatura especializada. As metodologias que predominam são as baseadas na variação do valor actualizado (*VA*) de um plano de investimentos. Nestes métodos, o *VA* do diferimento pode ser obtido por:

$$\Delta PV = \sum_{k=1}^N \left[1 - \frac{1}{(1+i)^{\Delta_k}} \right] \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (32)$$

onde: N é o período de estudo, em anos; I_k representa os investimentos de capital no ano k

relacionados com o crescimento da carga nas redes eléctricas; Δt_k é o tempo de diferimento e i é a taxa de actualização.

O método do *VA* original permite estimar o custo evitado originado pelo diferimento, por um prazo de um ano, de um plano de investimentos. Naturalmente, este período de diferimento apenas pode ser admitido quando a redução na ponta de carga dos sistemas eléctricos (δL_k) é, pelo menos, igual ao crescimento esperado para essa ponta (ΔL_k) [1][17]. Contudo, quando $\delta L_k < \Delta L_k$, o tempo de diferimento tende a ser uma fracção do ano, correspondendo ao quociente $\delta L_k / \Delta L_k$ [1][17].

Embora possível, a utilização de um período de diferimento não inteiro (em anos) não é consistente com as práticas do planeamento das redes eléctricas. Efectivamente, estas práticas tendem a considerar que o diferimento de investimentos ocorre por um número inteiro de anos [1][17]. Consequentemente, quando o nível de penetração da microgeração é tal que o valor de δL_k (resultante da acção dos microgeradores) é inferior a ΔL_k , a utilização da expressão (32) torna-se desadequada para estimar os benefícios resultantes do diferimento de investimentos nas redes de transporte e distribuição (*T&D*). Note-se que, no caso concreto da microgeração e das microredes, a contribuição para a redução no crescimento da

ponta será, provavelmente, inferior ao valor esperado para o respectivo crescimento, ou seja $\delta L_k < \Delta L_k$. A tabela 11 mostra, para o sistema eléctrico português, a evolução da ponta anual na

Tabela 11 – 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	

rede nacional de transporte, bem como o respectivo crescimento em valor absoluto (*MW*), no período 2003-2007. 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 microredes 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 microredes permitirão contribuirá também para a potência disponibilizada. Contudo, parece pouco provável que as contribuições simultâneas da microgeração (só por si) e das microredes sejam suficientes para provocar uma redução anual no crescimento da ponta superior ao valor previsto para o respectivo crescimento. Consequentemente é necessário adaptar a expressão (32) a esta realidade.

Li e Zielke [17] apresentaram uma metodologia que pode ser utilizada para estimar os benefícios resultantes do diferimento nas redes de *T&D* quando $\delta L_k < \Delta L_k$. Esta metodologia é baseada na demonstração feita por estes autores de que uma redução na ponta de carga (δL_k) tal que $0 < \delta L_k < \Delta L_k$, produz o diferimento, por uma ano, de $\frac{\delta L_k}{\Delta L_k} \times 100\%$ dos investimentos relacionados com o crescimento da carga previstos para o ano k . Com base na demonstração de Li e Zielke, a expressão (32) pode ser reescrita na forma [1]:

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{1}{(1+i)}\right) \sum_{k=1}^N \frac{\delta L_k}{\Delta L_k} \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (33)$$

Naturalmente, para uma determinada tecnologia de microgeração, o valor δL_k é função do respectivo regime de funcionamento no período em que ocorre a ponta de carga das redes de *T&D* (os quais não têm necessariamente de coincidir). No caso concreto de Portugal, a ponta de carga das redes de *T&D* tende a verificar-se no período nocturno de um dia de Inverno. Consequentemente, os sistemas *PV* tendem a não contribuir para o diferimento de investimentos nas redes de *T&D*. Os sistemas *micro-CHP*, por seu lado, apresentam uma contribuição significativa para tais diferimentos. Admitindo que uma tecnologia genérica de microgeração tem um *FU* nos períodos de ponta de carga das redes eléctricas, a expressão (33) transforma-se em:

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{1}{(1+i)}\right) \sum_{k=1}^N \frac{FU \times P_{inst}}{\Delta L_k} \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (34)$$

onde: P_{inst} representa a potência instalada da tecnologia de microgeração genérica considerada.

O valor definido em (34) pode ser anualizado para que se obtenha um custo evitado por

unidade de potência instalada (C_{ev}), expresso em €/kWinst.ano:

$$\sum_{t=1}^N \frac{C_{ev}}{(1+r)^t} P_{inst} = \left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU \times P_{inst} \cdot I_t}{\Delta L_t (1+r)^t} \quad (35)$$

$$C_{ev} = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU \cdot I_t}{\Delta L_t (1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}}$$

A expressão (35) 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 (ΔL_t) ao longo dos anos pode, geralmente, ser aproximado por uma função exponencial tal que:

$$P_t = (1+x)P_{t-1} \quad (36)$$

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:

$$\Delta L_t = xP_0(1+x)^{t-1} \quad (37)$$

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 12 permite ilustrar este facto para um sistema com uma ponta inicial de 9110 MW e um crescimento anual da

Tabela 12 – 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%

carga de 3%. A coluna mais à direita 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.

A expressão (35) pode, tendo em consideração a expressão (37), ser reescrita na forma (o valor C_{ev} está referido ao ano zero):

$$C_{ev} = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU}{xP_0(1+x)^{t-1}} \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (38)$$

Note-se que a expressão (38) não considera as influências da indisponibilidade dos microgeradores, das perdas evitadas e da incerteza no FU . Estes factores são importantes, pelo que importa contabilizar a sua influência sobre o valor C_{ev} . A indisponibilidade dos geradores influencia directamente a confiança que se pode ter nestes sistemas para substituição de soluções de reforço de rede mais convencionais (as quais, recorde-se, também estão sujeitas a avarias). O valor C_{ev} fornecido pela expressão (38) considera que os sistemas de microgeração nunca sofrem avarias no período de ponta das redes eléctricas. 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 (38) na forma:

$$C_{ev} = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \sum_{t=1}^N \frac{FU(1-f)}{xP_0(1+x)^{t-1}} \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (39)$$

sendo: f a indisponibilidade dos microgeradores.

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:

$$P_{disp} = FU \cdot P_{inst} \cdot (1-f) \quad (40)$$

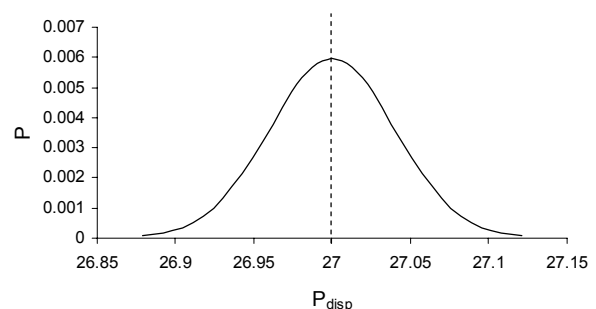


Figura 21 – Potência disponibilizada por um conjunto de microgeradores

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 21 mostra este facto (utilizando a aproximação normal discutida na secção 2.1) para o caso particular de um conjunto de 50000 microgeradores de 1 kW cada com $f = 10\%$ 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.

Apesar da elevada probabilidade do valor de P_{disp} ser inferior ao valor médio definido por (40), 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 22, 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 três desvios padrão ($P_{3\sigma}$),

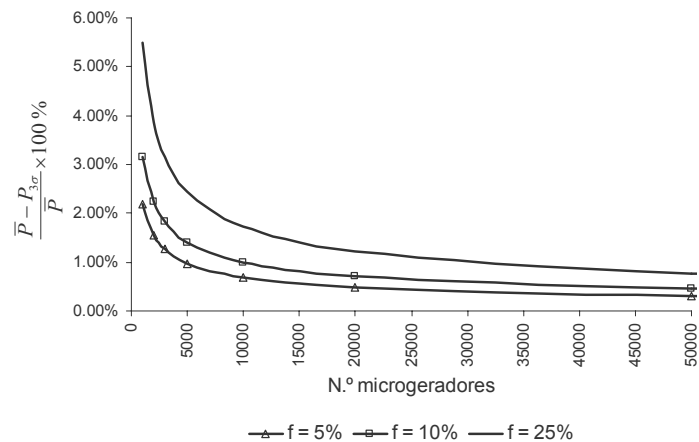


Figura 22 – Influência da indisponibilidade dos microgeradores no diferimento de investimentos

em percentagem do valor médio. A figura 22 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 valores conservadores para este parâmetro. Neste caso, a utilização da expressão (39) não introduz erros de avaliação significativos.

2.3.3 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 23 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 na secção 3.1). 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*.

As incertezas que caracterizam a contribuição dos sistemas de microgeração para a redução na ponta ao longo dos anos

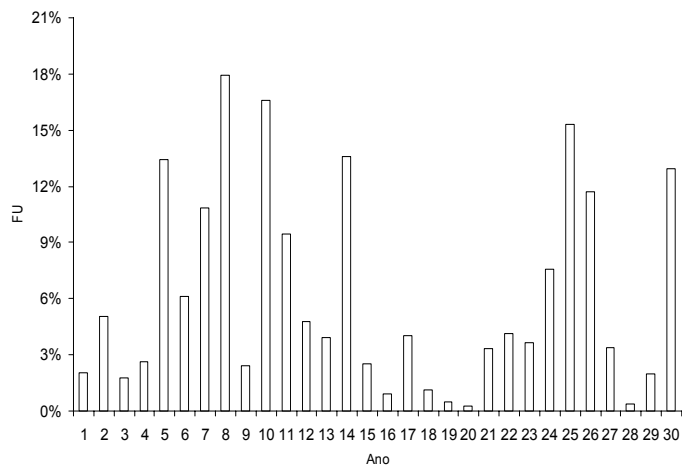


Figura 23 – Variação do *FU* das micro-turbinas eólicas

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 (39) pode ser reescrita na forma:

$$C_{ev} = \rho \sum_{t=1}^N FU_t \cdot \varphi_t \quad (41)$$

sendo: FU_t uma variável aleatória com distribuição adequada à tecnologia de microgeração,

cuja contribuição para a redução da ponta se pretende avaliar e:

$$\rho = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right)(1-f)}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (42)$$

$$\varphi_t = \frac{I_t}{xP_0(1+x)^{t-1}(1+r)^t} \quad (43)$$

Tendo em consideração as propriedades da combinação linear de variáveis aleatórias teremos que:

$$E[C_{ev}] = \rho \cdot E[FU] \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t \quad (44)$$

$$\sigma[C_{ev}] = \rho \cdot \sigma[FU] \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^N \varphi_t^2} \quad (45)$$

As expressões (44) e (45) 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, estas expressões tendem a fornecer valores diferentes.

2.3.4 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 (39) por $(1 + \delta_p)$. Neste caso, o valor de ρ definido na expressão (42) assume a forma:

$$\rho = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right)(1-f)(1+\delta_p)}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (46)$$

sendo: δ_p o factor de perdas evitadas em período de ponta definido na secção 2.2.

2.3.5 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:

$$\bar{I} = \frac{\sum_{n=1}^{N_1} I_n (1+j)^n + \sum_{n=1}^{N_2} \frac{I_n}{(1+j)^n}}{N_1 + N_2} \quad (47)$$

onde: N_1 e N_2 representam, respectivamente, o número de anos do histórico e de planeamento considerados.

Note-se que na expressão (47) os investimentos já efectuados e os planeados são actualizados ao ano zero, tendo em consideração a inflação (j). Para o crescimento anual da carga pode também adoptar-se um valor típico, nomeadamente a média do crescimento verificado nos últimos anos.

2.3.6 Extensão da metodologia para aplicação às 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 (40), corrigida para incluir a influência das perdas evitadas, assume a forma:

$$P_{disp} = P_{inst} \cdot (1 - f) \cdot (1 + \delta_p) \quad (48)$$

O valor C_{ev} para unidades *micro-CHP* controláveis será (o desvio padrão do valor esperado para C_{ev} é nulo).

$$E[C_{ev}] = \rho \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right) \cdot (1-f)(1+\delta_p) \cdot \sum_{t=1}^N \frac{I_t}{xP_0(1+x)^{t-1}(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}} \quad (49)$$

O valor esperado e o respectivo desvio padrão para o custo evitado adicional originado pela integração destes sistemas numa microrede será:

$$E[\Delta C_{ev}^{\mu CHP}] = \rho \cdot \sum_{t=1}^N \varphi_t (1 - E[FU]) \quad (50)$$

$$\sigma[\Delta C_{ev}^{\mu CHP}] = \rho \cdot \sigma[FU] \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^N \varphi_t^2} \quad (51)$$

Note-se que, nas expressões (50) e (51) 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.

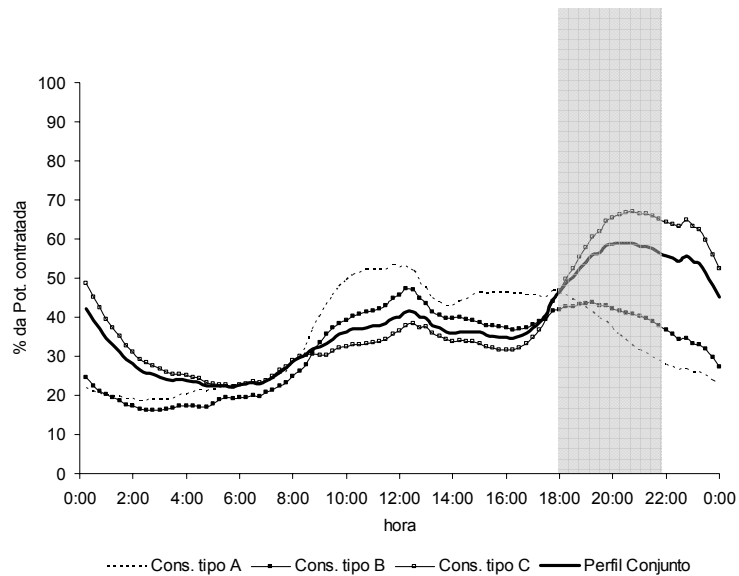
A contribuição resultante do controlo de carga, para uma determinada microrede, depende, por um lado, da potência total que a microrede apresenta em horas de ponta e, por outro, da parte desta potência que, efectivamente, pode ser interrompida. Ambos os factores são directamente influenciados pela estrutura de consumidores que constituem a microrede, nomeadamente no que se refere ao número e tipo de consumidores (domésticos, comerciais, industriais, serviços). A figura 24 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:

$$P^C = FC \cdot \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NC_i} PC_{j,i} \quad (52)$$

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 24 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%. 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:

$$P_{disp}^C = \beta \cdot \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NC_i} PC_{j,i} \quad (53)$$

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. 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 (53) na forma:

$$P_{disp}^C = (1 + \delta_p) \cdot \beta \cdot \sum_{i=1}^{NT} \sum_{j=1}^{NC_i} PC_{j,i} \quad (54)$$

O valor do custo evitado originado pelas microredes por esta via, expresso em €/kW de carga instalada, poderá então ser determinado por:

$$E[C_{ev}] = \rho \cdot E[\beta] \cdot \sum_{i=1}^N \varphi_i \quad (55)$$

$$\sigma[C_{ev}] = \rho \cdot \sigma[\beta] \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^N \varphi_i^2} \quad (56)$$

sendo:

$$\rho = \frac{\left(1 - \frac{(1+j)}{(1+r)}\right)(1 + \delta_p)}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+r)^i}} \quad (57)$$

$$\varphi_i = \frac{I_t}{xP_0(1+x)^{t-1}(1+r)^t} \quad (58)$$

2.3.7 Exemplo de Aplicação

O exemplo que se segue tem por objectivo ilustrar a aplicação da metodologia a um caso de estudo baseado no sistema eléctrico português. Contudo, os resultados *obtidos* não são directamente aplicáveis a este sistema devido à dificuldade em recolher a informação necessária com o rigor adequado a tal desiderato.

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 [18-24]. No caso da rede de transporte, existe também informação disponível relativa aos investimentos planeados para o futuro [25-26]. 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 13 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 13 – 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 Informatico
“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	

2.3.7.1 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 14 mostra a evolução da ponta de carga na rede de transporte no período

Tabela 14 – 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	---	---

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%. Assim, adopta-se aqui um valor de crescimento anual da ponta para a rede de transporte igual a $x = 4\%$.

A obtenção dos valores relativos à evolução da ponta nas redes de distribuição é uma tarefa mais complexa, não só pela multiplicidade de redes existente, mas também pela menor quantidade de informação disponível. Neste exemplo

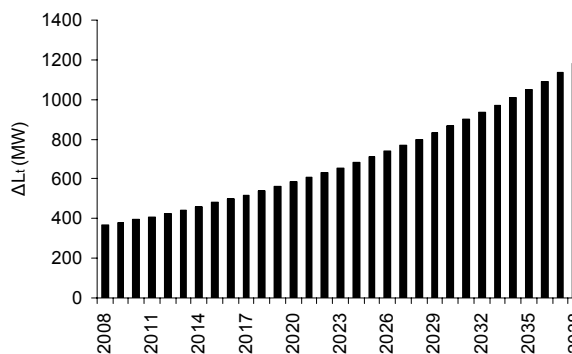


Figura 25 – Crescimento da ponta de carga na rede de

tomou-se para a distribuição a mesma taxa de crescimento de ponta que a utilizada

para a rede de transporte. A figura 25 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.

2.3.7.2 Contribuição da microgeração e das microredes 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 microredes para a redução no crescimento esperado da ponta (δL_t).

Tabela 15 – 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

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 15 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 (44) e (45), 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 26 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.

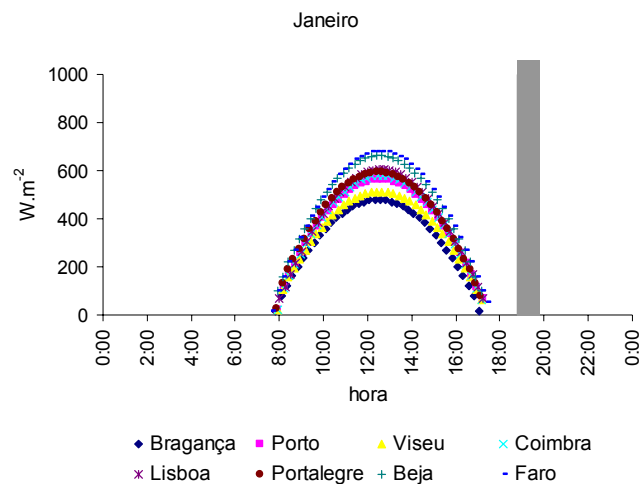


Figura 26 – Contribuição dos sistemas *PV* para o valor

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 na secção 2.1. O factor de utilização será, portanto, modelizado através de uma distribuição exponencial com média (igual ao desvio padrão) de 3,56%. A figura 27 mostra a função densidade de probabilidade e a função distribuição acumulada aplicáveis.

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 na secção 2.1 ($FU = 90\%$).

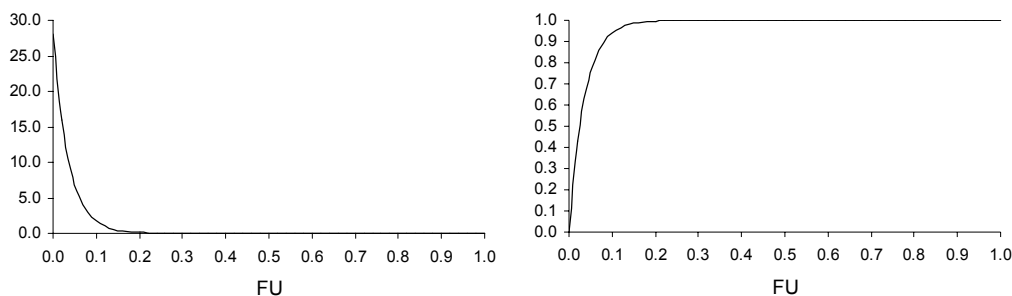


Figura 27 – Densidade de probabilidade e FDA para o factor de utilização dos sistemas *micro-eólicos*

2.3.7.3 Custo evitado pela microgeração

Rede de transporte

Como foi anteriormente referido, 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 16 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 [18-26]. 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 16 é originada pelo crescimento da carga nas redes eléctricas. A tabela 17 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 (47). Note-se que na actualização dos investimentos ao

ano de 2008 foi utilizada uma taxa de inflação de 2%.

Tabela 16 – 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 17 – 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 18 contém informação sobre outros parâmetros adoptados na aplicação da metodologia. O factor de perdas evitadas em horas de ponta é outro parâmetro necessário à aplicação da metodologia apresentada.

Na secção 2.2 mostrou-se que este factor é

influenciado pelo nível de penetração e tipo de microgeração considerado. A tabela 19 mostra, para diferentes valores de potência instalada de sistemas *micro-CHP*, os valores assumidos pelo

Tabela 18 – Parâmetros para aplicação da metodologia

j	r	N (anos)
2%	7%	20

Tabela 19 – 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%

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 $\delta p = 15\%$.

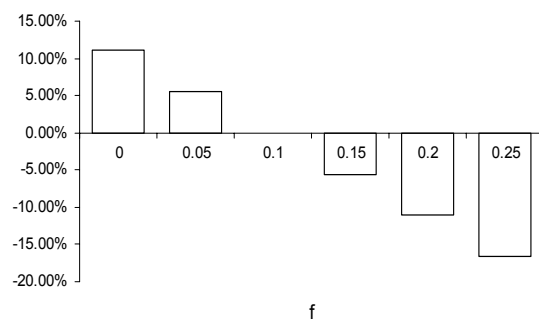
A aplicação das expressões (44) e (45), tendo em consideração a informação apresentada anteriormente, permite determinar o valor económico produzido por cada tecnologia de microgeração. No caso dos sistemas *PV*, este valor será nulo, tal como se justifica no ponto 2.3.7.2. A tabela 20 mostra, para o 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 20 – 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

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 28 mostra a variação do valor $E[C_{ev}]$



relativamente ao caso base, definido como $E[C_{ev}] = 0.18$ €/kW.ano, 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. A figura 29 mostra o valor total do benefício produzido pelos sistemas *micro-eólicos*, admitindo uma vida útil para estes sistemas de 20 anos.

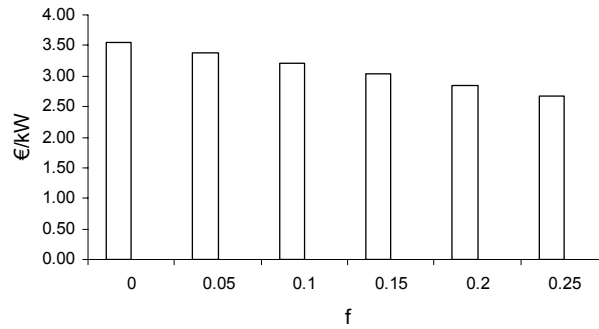


Figura 29 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas micro-eólicos – rede de transporte (N=20 anos)

tabela 21 mostra 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 21 – 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

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 30 mostra o valor total do benefício produzido pelos sistemas *micro-CHP* admitindo uma vida útil de 20 anos para os sistemas.

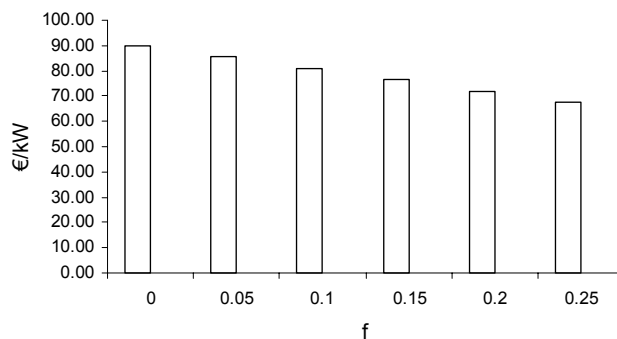


Figura 30 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas *micro-CHP* – rede de transporte (N=20 anos)

Rede de distribuição

A tabela 22 sumaria a informação sobre os investimentos na rede de distribuição [18-26]. 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 23 mostra o investimento que, neste exemplo, se admite como associado ao reforço das redes, originado pelo crescimento da carga.

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 24 mostra os factores de perdas evitadas para diferentes penetrações de *micro-CHP*. Também neste caso as variações nos factores de perdas são reduzidas, pelo que se admite o valor constante $\delta_p = 9\%$.

Tabela 22 - Investimento nas redes de distribuição (10⁶ €)

	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 23 – Cálculo do valor médio de investimento associado ao crescimento da carga (10⁶ €)

		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								

A tabela 25 e a figura 31 mostram os resultados obtidos para os sistemas *micro-eólicos* enquanto que a tabela 26 e a figura 32

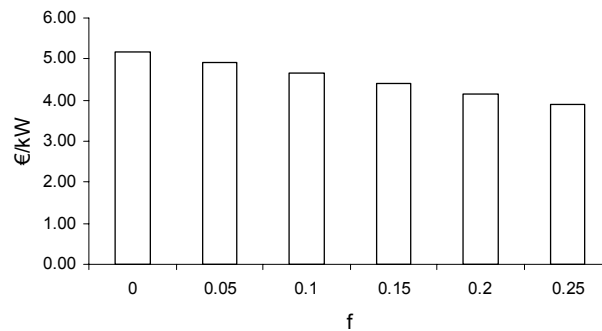
mostram os resultados para o caso dos sistemas *micro-CHP*.

Tabela 24 – Factores de perdas evitadas nas redes *BT* e *MT* em horas e para diferentes penetrações de *micro-CHP*

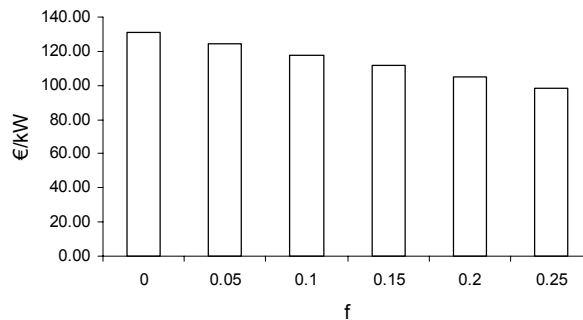
P (MW)	100	200	300
δ_p	8,93%	8,97%	9,44%

Tabela 25 – 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

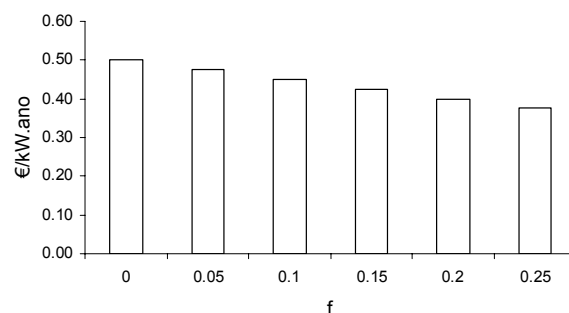
Figura 31 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas *micro-eólicos* – rede de distribuição ($N = 20$ anos)Tabela 26 – Benefício anual produzido pelos sistemas *micro-CHP* - rede de distribuição

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 32 – Valor total do benefício produzido pelos sistemas *micro-CHP* – rede de distribuição ($N = 20$ anos)

2.3.7.4 Custo evitado pelas microredes

A contribuição das microredes 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 (50) permite determinar o custo evitado adicional, originado pela integração destas unidades no seio de uma microrede. As figuras

Figura 33 – Benefício anual adicional produzido pelos sistemas *micro-CHP* – rede de transporte

33 a 36 mostram os resultados obtidos para o caso de estudo referente às redes de transporte e de distribuição.

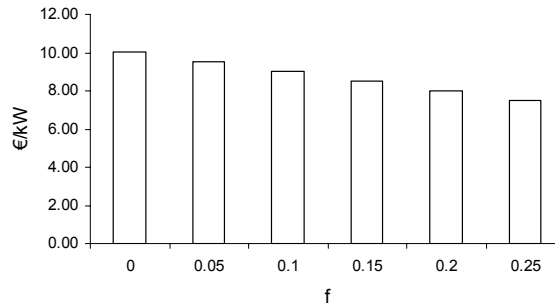


Figura 34 – Valor total do benefício adicional produzido pelos sistemas *micro-CHP* – rede de transporte ($N = 20$ anos)

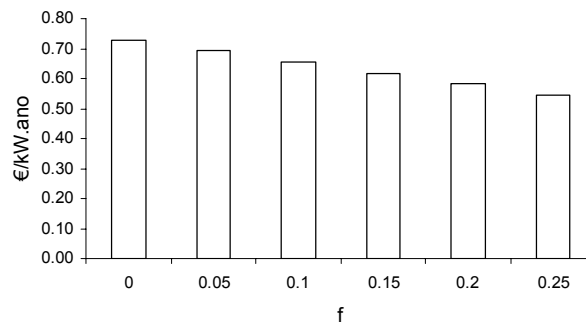


Figura 35 – Benefício anual adicional produzido pelos sistemas *micro-CHP* – rede de distribuição

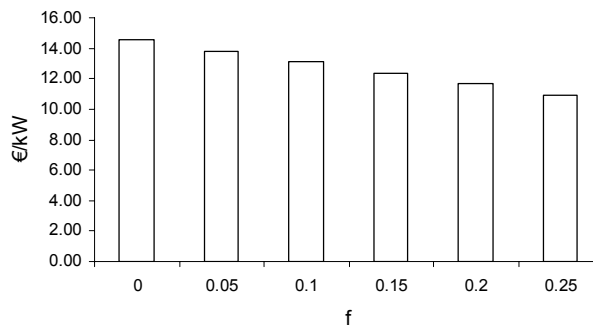


Figura 36 – Valor total do benefício adicional produzido pelos sistemas *micro-CHP* – rede distribuição ($N=20$ anos)

As expressões (55) e (56) permitem determinar o benefício associado ao diferimento de investimentos, produzido pelo controlo da carga. A tabela 27 mostra os resultados *obtidos* para a rede de transporte,

Tabela 27 – Benefício anual produzido pelo controlo da carga – rede de transporte

expressos em Euros por ano e por unidade de

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

potência de carga instalada na microrede. 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.

A figura 37 mostra o benefício total, por kW de potência instalada (carga) na microrede, admitindo um período de vida útil de 20 anos. Os resultados referentes ao caso da rede de distribuição são apresentados na tabela 28 e figura 38.

Tabela 28 – Benefício anual produzido pelo controlo da carga – rede de distribuição

β	0.05	0.1	0.15
$E[C_{ev}]$ (€/kW _{inst} .ano)	0.36	0.73	1.09
$\sigma[C_{ev}]$ (€/kW _{inst} .ano)	0.04	0.08	0.11

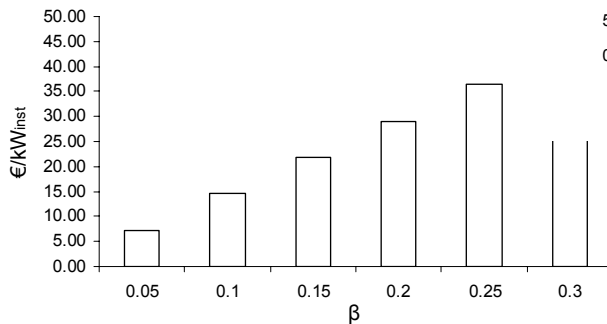
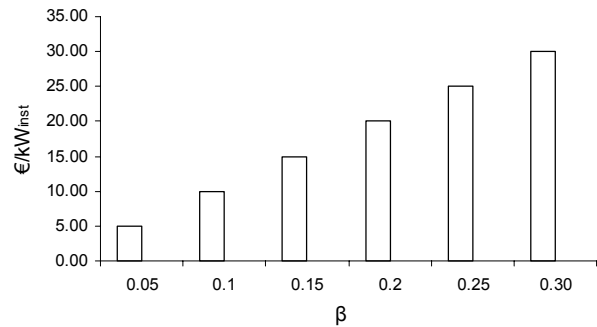


Figura 38 – Valor total do benefício produzido pelo controlo da carga – rede de distribuição ($N = 20$ anos)

Figura 37 – Valor total do benefício produzido pelo controlo da carga – rede de transporte ($N = 20$ anos)



2.4 Emissões evitadas

2.4.1 Enquadramento

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 microredes 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 [27], 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 microredes originando menores valores de emissões. Contudo, a exploração das microredes 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.

2.4.2 Metodologia para avaliação das emissões evitadas

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:

$$E_{ev} = (1 + \delta) \cdot e_{Ref} \quad (59)$$

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 [28]. Nestas circunstâncias, as emissões evitadas por um sistema *micro-CHP*, admitindo que o seu funcionamento é sempre determinado pela necessidade de energia térmica, valem:

$$E_{ev} = E_{el} + E_b - E_{\mu CHP} \quad (60)$$

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 39, a produção de 1 kWh de energia térmica num sistema *micro-CHP* implica um acréscimo de emissões dado por:

$$\Delta E_1 = \left(\frac{1}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_b} \right) \cdot e_f \quad (61)$$

sendo: e_f o factor de emissão do combustível primário expresso em kg do poluente por kWh de energia térmica produzida.

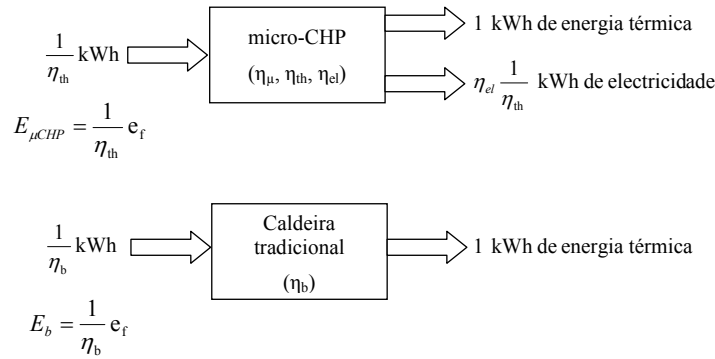


Figura 39 – Emissões produzidas por uma caldeira tradicional e por um sistema *micro-CHP*

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:

$$\Delta E_2 = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} (1 + \delta) \cdot e_{Ref} \quad (62)$$

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:

$$\Delta E = \Delta E_2 - \Delta E_1 = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} (1 + \delta) \cdot e_{Ref} - \left(\frac{1}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_b} \right) \cdot e_f \quad (63)$$

Esta expressão pode ser reescrita para que o valor das emissões evitadas seja expresso por unidade de energia eléctrica produzida, ou seja:

$$\Delta E = (1 + \delta) \cdot e_{Ref} - \left(\frac{1}{\eta_{el}} - \frac{\eta_{th}}{\eta_{el} \eta_b} \right) \cdot e_f \quad (64)$$

Note-se que as expressões anteriores 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 (64) 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 29 mostra as gamas típicas de rendimento para diferentes tecnologias

Tabela 29 – Rendimentos típicos para unidades de micro-CHP

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

de microgeração [29-31]. Outros parâmetros necessários à aplicação da expressão (64) 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.

Como foi constatado na secção 2.2, 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 adiante). Consequentemente, as expressões (59) e (64) 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:

$$\zeta^p = \begin{cases} (1 + \delta^p) \cdot e_{Ref}^p & \text{(sistema sem emissões)} \\ (1 + \delta^p) \cdot e_{Ref}^p - \left(\frac{1}{\eta_{el}} - \frac{\eta_{th}}{\eta_{el}\eta_b} \right) \cdot e_f & \text{(sistema com emissões)} \end{cases} \quad (65)$$

A expressão 65 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):

$$E_{ev}^{\mu G} = P_{inst} (1 - f) \sum_p FU^p T^p \zeta^p \quad (66)$$

sendo: P_{inst} a potência total instalada da tecnologia de microgeração; FU^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.

2.4.3 Exemplo de Aplicação

A metodologia apresentada foi aplicada ao sistema eléctrico português, embora não se pretenda retirar conclusões de aplicação directa a este sistema. Efectivamente, perante a insuficiente informação disponível, foram efectuados alguns pressupostos e aproximações que impedem tal aplicação. Adicionalmente, no exemplo que se segue, apenas se determinou as emissões evitadas de CO₂. Contudo, a metodologia pode, com relativa facilidade, ser aplicada ao caso de outros poluentes (bastando para tal que a informação necessária esteja disponível).

2.4.3.1 Centrais marginais do sistema electroprodutor

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, conseqüentemente, 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 30 [14].

Tabela 30 – 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 gásóleo	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) [32]. 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 [16][33-34]. 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 [33], 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 *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, conseqüentemente, 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. Conseqüentemente, 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% [33]. 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 [16] é referido que as actuais centrais a carvão são mais competitivas que as centrais CCTG, mesmo após a internalização do preço de mercado do CO_2 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 40 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. Pelo exposto admite-

se, neste estudo, que a referência de emissões do sistema produtor convencional corresponde às emissões das centrais CCTG, ou seja $e_{Ref} = 370 \text{ g } CO_2/kWh$. 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 [33][35].

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

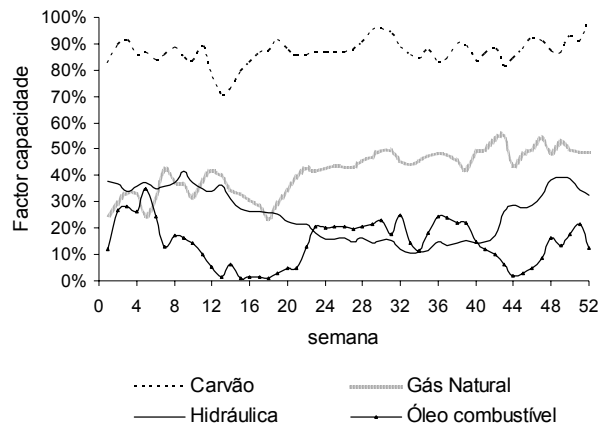


Figura 40 – Valor médio do FU para centrais do sistema electroprodutor português no período

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.

2.4.3.2 Emissões evitadas específicas

A expressão (65) 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 na secção 2.2, 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 sistemas *PV* (todos com uma indisponibilidade de $f = 5\%$). Nestas circunstâncias, os factores de perdas evitadas, determinados de acordo com a metodologia proposta na secção 2.2, assumem os valores apresentados na tabela 31. A tabela 32 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 (65) e tendo em consideração os factores de perdas evitadas apresentados na tabela 31.

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 CO_2 valem $56,1 \text{ kg } CO_2/GJ$, ou seja

(tendo em consideração que $1 \text{ GJ} = 278 \text{ kWh}$) $e_f =$

$0,202 \text{ kg } CO_2/kWh$. As emissões evitadas por

diferentes tecnologias de *micro-CHP* são apresentadas na tabela 34 e foram calculadas

Tabela 31 – 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 32 – Emissões evitadas por microgeradores sem emissões (g CO_2 / kWh)

Períodos horários		
Ponta	Cheias	Vazio
425	417	407

Tabela 33 – 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

admitindo os rendimentos típicos para as tecnologias apresentados na tabela 33 (obtidos com recurso à tabela 29). O rendimento considerado para a caldeira de referência foi $\eta_b = 95\%$.

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.

Tabela 34 - 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 Stirling	71	63	52

O valor anual de emissões evitadas por um determinado sistema de microgeração pode ser obtido considerando o seu perfil típico de produção anual (definidos em [1]) e os valores específicos de emissões evitadas apresentados nas tabelas 32 e 34. As tabelas 35 e 36 mostram os valores de energia microgerada e de emissões evitadas, por unidade de potência instalada, para sistemas *micro-CHP* (baseados num motor “*stirling*”), 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 35 – 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 36 – 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 41 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.

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 37 mostra esta influência para o caso de um sistema *micro-CHP* baseado num motor “*stirling*”.

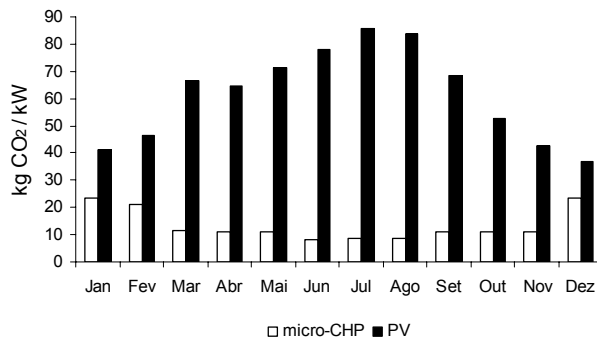


Figura 41 – Comparação entre emissões evitadas por um sistema PV e um sistema micro-CHP

Tabela 37 – 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

2.5 Fiabilidade

2.5.1 Enquadramento

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 [36].

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 [36-37]. Consequentemente, as empresas de distribuição tendem a operar as suas infra-estruturas no limite da respectiva capacidade e, por vezes, em condições de sobrecarga [38]. 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 [36]. A constituição de microredes no seio dos sistemas de distribuição pode ser uma destas formas. Efectivamente, a capacidade das microredes para operarem isoladas da rede a montante (quando esta avaria) 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 microrede podem também ser melhorados devido ao comportamento destas estruturas (nomeadamente no que se refere à sua capacidade para

auxiliarem na reconfiguração da rede *MT*, após a ocorrência de um defeito nesta). A influência positiva das microredes sobre os índices de fiabilidade individuais de alguns consumidores beneficia também os índices de fiabilidade globais da rede de distribuição. Em consequência, as microredes 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 microredes 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 microredes, por exemplo em resposta a necessidades de reconfiguração após a ocorrência de um defeito.

2.5.2 Metodologia de avaliação do impacto das microredes na fiabilidade

2.5.2.1 Impacto na fiabilidade dos consumidores das microredes

As redes eléctricas de *BT* apresentam, geralmente, uma estrutura radial (ou em anel explorada em anel aberto) com início num ponto de transformação (figura 42). 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:

$$\lambda_C = l_{BT} \lambda_{BT} + \lambda_{up} \quad (67)$$

$$U_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up} \quad (68)$$

$$END_C = (l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up}) \times L_C \quad (69)$$

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);

λ_{up} e U_{up} o número de interrupções e a indisponibilidade do sistema a montante da rede BT ; r_{BT} o tempo médio de reparação de uma avaria num ramo BT ; e L_C a carga do consumidor C .

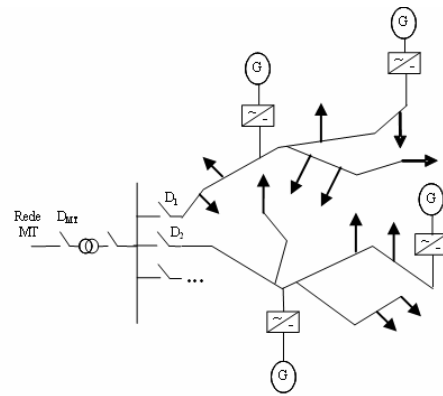


Figura 42 – Rede eléctrica de distribuição em BT

As expressões (67) a (69) 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:

$$END = \sum_c (l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up}) \times L_C \quad (70)$$

A transformação da rede BT da figura 42 em microrede (figura 43) 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.

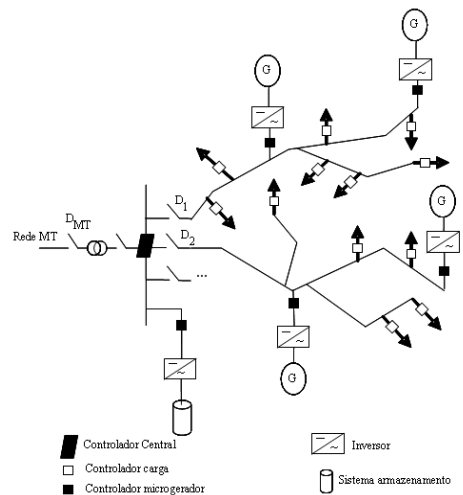


Figura 43 – Rede BT transformada para operar como microrede

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 (67) a (69) assumem a forma:

$$\lambda_C = l_{BT} \lambda_{BT} \quad (71)$$

$$U_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} \quad (72)$$

$$NDE_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} L_C \quad (73)$$

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).

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 [39]. 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 [39], 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:

$$\lambda_C = l_{BT} \lambda_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M \quad (74)$$

$$U_C = l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L T_a + \lambda_{up} P_M T_a \quad (75)$$

$$NDE_C = \left(l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L T_a + \lambda_{up} P_M T_a \right) L_C \quad (76)$$

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 [40-41], 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.

As expressões (74) e (75) 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 (74) a (76), substituindo em (74) o termo $\lambda_{up}P_M$ por λ_{up} e, nas expressões (75) e (76) 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:

$$RCP = \frac{\sum_{i=1}^G P_i}{\sum_{i=1}^C L_i} \quad (77)$$

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:

$$CD = (1 - RCP) \times \sum_{i=1}^C L_i \quad (78)$$

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 [42-43]. 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 (78). Admitindo que α é o coeficiente de segurança que define a amplitude da reserva em percentagem da carga não deslastrada, teremos que:

$$CD = \left(1 - \frac{RCP}{1 + \alpha}\right) \times \sum_{i=1}^C L_i \quad (79)$$

O valor de α depende das características de cada microrede, 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.

2.5.2.2 Impacto na fiabilidade dos consumidores fora das microredes

Os índices de fiabilidade de consumidores não integrados em microredes podem também ser melhorados, devido à constituição destas estruturas no seio dos sistemas de distribuição. Estes melhoramentos resultam da potencial contribuição das microredes para a execução de reconfigurações da rede de *MT* que, de outra forma, seriam impossíveis. Por

exemplo, tomando como referência a rede *MT* da figura 44, um defeito no ramo 14 fará actuar a protecção *F2* e, conseqüentemente, 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

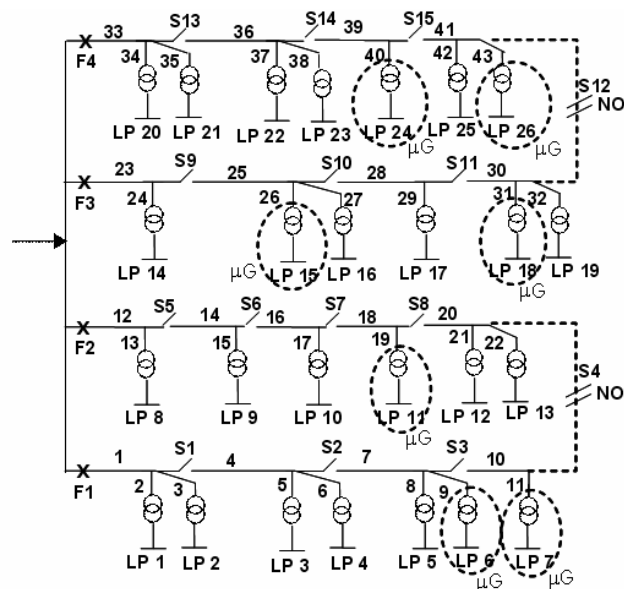


Figura 44 – Rede *MT* com microredes

consumidores alimentados pelo ponto *LP 11* (ou parte destes). Realmente, após o defeito, a microrede localizada em *LP 11* tenderá a passar ao regime de funcionamento isolado. Caso o processo de isolamento da microrede falhe, as cargas internas serão também interrompidas. Contudo, se o tempo de restauro da microrede 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*.

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 devido a restrições técnicas, nomeadamente relacionadas com os perfis de tensão ou os limites térmicos dos recursos de rede. Nestes casos, as microredes 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 microredes 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 microredes, 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 microredes 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 microredes 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 microredes 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 microredes 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:

$$\lambda_{MT} = \sum_{j \in \Phi} \lambda_j \quad (80)$$

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:

$$U_{MT} = \sum_{j \in \Theta} \lambda_j t_{repar} + \sum_{j \in \Omega} \lambda_j t_{isol.} + \sum_{j \in \Lambda} \lambda_j t_{reconfig.} \quad (81)$$

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 microredes podem permitir a transferência de algumas secções dos ramos MT pertencentes ao conjunto Θ para o conjunto A . 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 A . Contudo, a secção pertencerá ao conjunto Θ se as restrições técnicas não permitirem a reconfiguração da rede. A acção das microredes poderá permitir a transferência desta secção do conjunto Θ para o conjunto A .

A influência das microredes 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 microredes apenas ocorrem para os consumidores dentro destas.

2.5.3 Benefícios resultantes do aumento da fiabilidade

2.5.3.1 Benefícios para os microgeradores

O facto das microredes 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 *obtem* uma receita adicional que, de outra forma, seria perdida. Admitindo que toda a energia microgerada é consumida pelas cargas da microrede, teremos que a produção anual recuperada (PAR) para um microgerador G ligado ao ramo f da microrede, por unidade de potência instalada, ($kWh/kW.ano$) é dada por:

$$PAR_G = \left[\lambda_{up}^{\mu R} (r_{up}^{\mu R} - P_M T_a) - \sum_{i \in \gamma} I_{BT,i} \lambda_{BT,i} P_L T_a \right] \times FU_G \quad (82)$$

$$PAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times FU_G$$

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 microrede; 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 microrede.

O valor económico associado à PAR , expresso em €/kW.ano, pode ser calculado por:

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times FU_G \times p_G \quad (83)$$

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 microrede funciona em modo isolado pode, contudo, alterar esta situação. Neste caso, o benefício para estes microgeradores tenderá a tornar-se mais significativo, podendo ser determinado por:

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times FU_G \cdot (p_{G^*} - \Delta C_G) \quad (84)$$

sendo: p_{G^*} o preço especial pago pela energia microgerada quando a microrede 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 (83) e (84) 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 referidas transformam-se, respectivamente em:

$$VPAR_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times \sum_p \sum_h \frac{FU_G^{p,h} T^{p,h} p_G^{p,h}}{8760} \quad (85)$$

$$V\text{PAR}_G = \mathcal{G}_{\mu R} \times \sum_p \sum_h \frac{FU_G^{p,h} T^{p,h} (p_G^{p,h} - \Delta C_G)}{8760} \quad (86)$$

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 anteriores 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 45 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

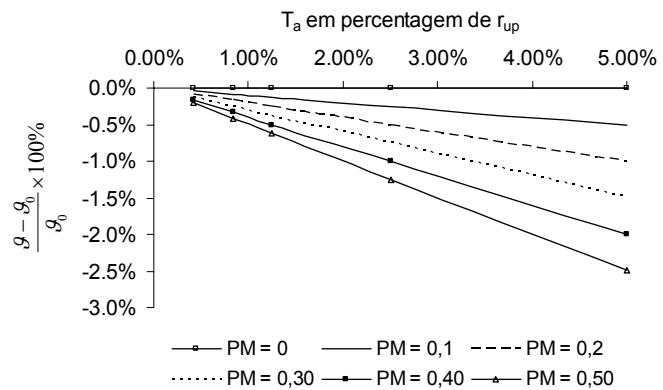


Figura 45 – Variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M e T_a (para $P_L = 0$)

percentagem do tempo médio de reposição da rede a montante da localização da microrede (neste caso admitiu-se $r_{up}=20h$) 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 .

A figura 46 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

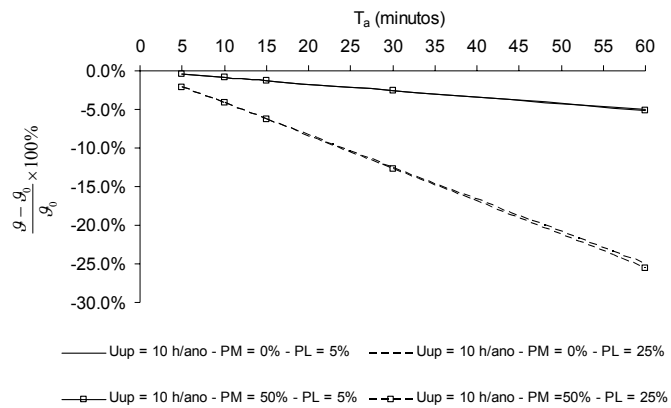


Figura 46 – Variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_M , P_L e T_a

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 .

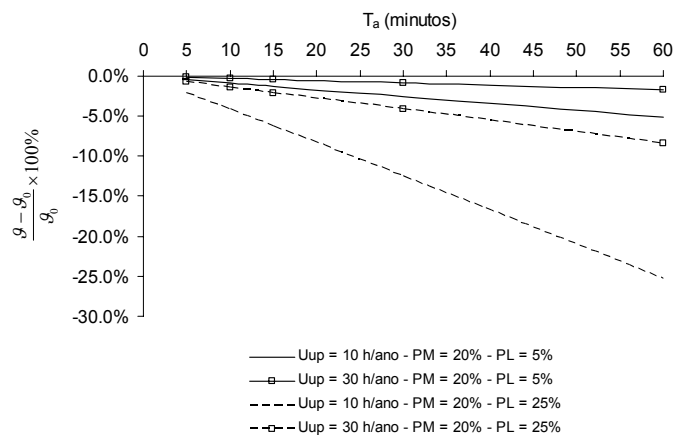


Figura 47 – Influência de U_{MT} na variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$

Consequentemente, se o valor de T_a que caracteriza as microredes 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 47

(\mathcal{G}_0 representa o valor de $\mathcal{G}_{\mu R}$ quando $P_L = 0$). Naturalmente, a variação do valor $\mathcal{G}_{\mu R}$ em função de P_L é também influenciada pela fiabilidade das redes BT . A figura 48 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.

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,

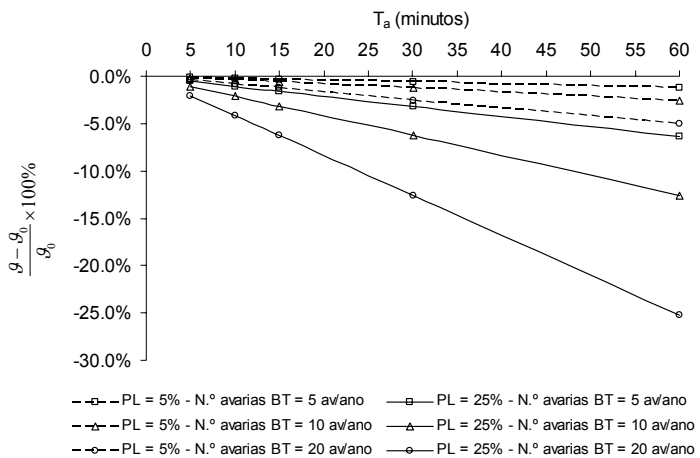
após um “shut-down” completo, é

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

Figura 48 – Influência do número de avarias nos ramos BT na variação de $\mathcal{G}_{\mu R}$

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 $\mathcal{G}_{\mu R}$.

2.5.3.2 Benefícios para os consumidores integrados em microredes

O custo das interrupções de alimentação para o conjunto dos consumidores de uma rede

BT, CI_{RBT} , pode ser estimado por:

$$CI_{RBT} = \lambda \cdot CCDF(r) \cdot W_{RBT} \quad (87)$$

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:

$$VI_{ev} = \Gamma_{\mu R} \cdot W_{RBT} \cdot (\lambda \cdot CCDF(r) - \lambda' \cdot CCDF(r')) \quad (88)$$

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 2.5.2.1, por:

$$\begin{aligned} \lambda &= l_{BT} \lambda_{BT} + \lambda_{up} \\ r &= \frac{l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + U_{up}}{l_{BT} \lambda_{BT} + \lambda_{up}} \\ \lambda' &= l_{BT} \lambda_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M \\ r' &= \frac{l_{BT} \lambda_{BT} r_{BT} + T_a \left(\sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M \right)}{l_{BT} \lambda_{BT} + \sum_{i \in \gamma} l_{BT,i} \lambda_{BT} P_L + \lambda_{up} P_M} \end{aligned} \quad (89)$$

O valor de Γ para uma determinada microrede pode ser obtido por:

$$\Gamma = \frac{\sum_G FU_G \cdot P_G}{\sum_S FC_S \cdot P_S} \quad (90)$$

onde: P_G representa a potência total da tecnologia de microgeração G instalada na microrede; FU_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 (90) coincide com o parâmetro RCP definido pela expressão (77) e não tem em consideração o coeficiente de segurança α que define a amplitude da reserva discutida na secção 2.5.2.1. A inclusão do coeficiente de segurança α é conseguida fazendo:

$$\Gamma = \frac{RCP}{(1 + \alpha)} = \frac{1}{(1 + \alpha)} \frac{\sum_G FU_G \cdot P_G}{\sum_S FC_S \cdot P_S} \quad (91)$$

A consideração da função $CCDF$ para avaliar o benefício associado ao melhoramento dos índices de fiabilidade (para os consumidores internos a uma microrede), 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 (88) na forma:

$$VI_{ev} = \sum_p \sum_h \sum_s \Gamma_S^{p,h} \cdot \frac{T^{p,h}}{8760} \cdot W_S \cdot (\lambda \cdot SCDF_S(r) - \lambda' \cdot SCDF_S(r')) \quad (92)$$

Os valores $\Gamma_S^{p,h}$ são obtidos por:

$$\Gamma_S^{p,h} = \begin{cases} 1 & \text{se } FC_S^{p,h} P_S + \sum_{i \in \Omega} FC_i^{p,h} P_i \leq \Gamma \times \sum_S FC_S^{p,h} P_S \\ \frac{\Gamma \times \sum_S FC_S^{p,h} P_S - \sum_{i \in \Omega} FC_i^{p,h} P_i}{FC_S^{p,h} P_S} & \text{se } FC_S^{p,h} P_S + \sum_{i \in \Omega} FC_i^{p,h} P_i > \Gamma \times \sum_S FC_S^{p,h} P_S \end{cases} \quad (93)$$

onde: $SCDF$ representa o custo das interrupções para um determinado sector de consumidores (domésticos, comerciais, industriais), 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 microrede, 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 microrede; 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 microrede) depende do conjunto de consumidores que a integram. 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 (92) 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 [44], são razoáveis.

2.5.3.3 Benefícios para os consumidores fora das microredes

Como foi demonstrado na secção 2.5.2.2, a constituição de microredes no seio dos sistemas de distribuição poderá reduzir a duração das interrupções sentidas por consumidores não integrados nestas estruturas. Este facto resulta num valor económico para os consumidores que, para uma rede BT específica, pode ser estimado por:

$$VI'_{ev} = W_{RBT} \cdot (\lambda \cdot CCDF(r) - \lambda \cdot CCDF(r')) \quad (94)$$

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 microredes.

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 microredes. 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 na secção 2.5.2.2, do número, localização e contribuição individual das microredes 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 estes consumidores tende a ocorrer apenas nas redes de distribuição que, após uma avaria, possam ser reconfiguradas. Mesmo nestes casos o benefício pode ser nulo, particularmente se não existirem restrições que impeçam as eventuais acções de reconfiguração da rede. 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 na secção 2.3, as microredes 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 microredes 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 microredes, 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 microredes e, eventualmente, por unidades

de *PD*. Por exemplo, tomando como referência a figura 49, é possível verificar

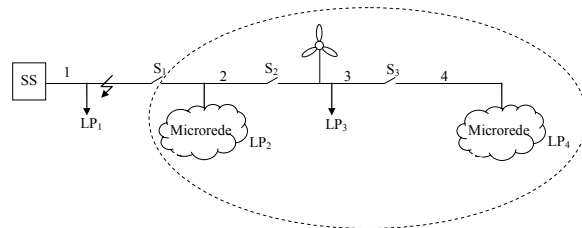


Figura 49 – Rede *MT* radial com possibilidade de formação de ilhas

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 microredes 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

microredes 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 microredes e unidade de *PD*

seja suficiente para satisfazer a carga. Adicionalmente, os requisitos técnicos que permitam a

formação de ilhas têm de existir. A exposição efectuada permite concluir que, pelo menos na

fase inicial de desenvolvimento das microredes, os benefícios resultantes da redução da duração

das interrupções para os consumidores não integrados em microredes tendem a ser

negligenciáveis.

2.5.3.4 *Benefícios para os operadores das redes eléctricas*

Os potenciais benefícios *obtidos* pelos operadores das redes eléctricas (*ORE*) 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.

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 microredes 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 microredes e o valor económico desta, ou seja:

$$VENFE = ENFE \times V_F \quad (95)$$

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 microredes ($ENFE_{\mu R}$) e fora destas ($ENFE_{F\mu R}$). A primeira parcela, mais fácil de *obter*, pode ser estimada para uma determinada microrede por:

$$ENFE_{\mu R} = \sum_G \mathcal{G} \cdot FU_G \cdot P_G \quad (96)$$

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 microrede. 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.

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 que incidem, fundamentalmente, nos operadores das redes de distribuição e assumem duas formas: compensação a pagar pelos ORE aos consumidores, quando determinados padrões de qualidade de serviço individual não são cumpridos; e mecanismos de remuneração/penalização dos ORE em função de índices de fiabilidade, geralmente globais, como o valor da energia não distribuída.

Em Portugal, o distribuidor tem de proceder ao pagamento directo aos consumidores de compensações quando determinados padrões de fiabilidade não são cumpridos. Estes padrões consistem no número e na duração das interrupções a que os consumidores podem estar sujeitos. A expressão (97) mostra a forma de operação deste mecanismo:

$$\begin{aligned} C_I &= (N_I - N_{ref}) \times FC \\ C_D &= (D_I - D_{ref}) \times P_c \times K_c \end{aligned} \quad (97)$$

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.

A capacidade de funcionamento em modo isolado das microredes 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 microredes.

Na regulação portuguesa existe ainda mecanismo de incentivo à qualidade de serviço que permitem aos distribuidores obterem uma remuneração adicional ou serem penalizados, em função da continuidade de serviço que

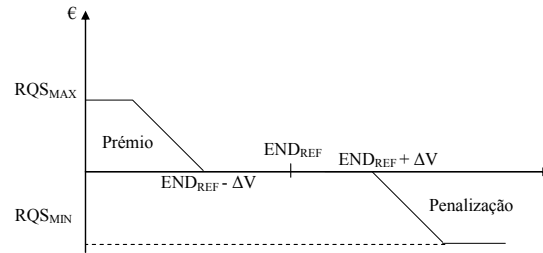


Figura 50 – Mecanismo de incentivo à qualidade de serviço em Portugal

apresentam. A figura 50 mostra o formato deste tipo de esquema, onde podem ser identificadas três zonas: i) prémio; ii) neutra; iii) penalização. Como se constata a partir da figura, o mecanismo de incentivo penaliza os distribuidores quando o seu desempenho (em termos da energia não distribuída pela rede de distribuição) 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. A expressão (98) ilustra a forma de operação do mecanismo.

$$RQS = \begin{cases} \text{Min}\{RQS_{\text{max}}, [(END_{\text{Ref}} - \Delta V) - END] \times VEND\} & \text{se } END < END_{\text{Ref}} - \Delta V \\ 0 & \text{se } END_{\text{Ref}} - \Delta V \leq END \leq END_{\text{Ref}} + \Delta V \\ \text{Max}\{RQS_{\text{min}}, [(END_{\text{Ref}} + \Delta V) - END] \times VEND\} & \text{se } END > END_{\text{Ref}} + \Delta V \end{cases} \quad (98)$$

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:

$$END = \frac{ED \times TIEPI}{T} \quad (99)$$

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 [45] é calculado por:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m ID_{ij} \times IP_j}{\sum_{j=1}^m IP_j} \quad (100)$$

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 microredes 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 microredes 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 microredes. 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 microredes sobre os índices de fiabilidade das redes de distribuição. Uma abordagem possível consiste na utilização de índices de fiabilidade como o $SAIFI$ ou o $SAIDI$ como medida do desempenho do distribuidor e, portanto, como forma de

determinar a posição deste no mecanismo de incentivo. 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 baseado no *SAIFI* do sistema, teremos:

$$RQS = \begin{cases} \text{Min}\{RQS_{\max}, [(SAIFI_{\text{Ref}} - \Delta V) - SAIFI] \times V_{SAIFI}\} & \text{se } SAIFI < SAIFI_{\text{Ref}} - \Delta V \\ 0 & \text{se } SAIFI_{\text{Ref}} - \Delta V \leq SAIFI \leq SAIFI_{\text{Ref}} + \Delta V \\ \text{Max}\{RQS_{\min}, [(SAIFI_{\text{Ref}} + \Delta V) - SAIFI] \times V_{SAIFI}\} & \text{se } SAIFI > SAIFI_{\text{Ref}} + \Delta V \end{cases} \quad (101)$$

Neste caso, a contribuição de uma microrede específica para o melhor desempenho do distribuidor em termos de qualidade de serviço pode ser obtida por:

$$\Delta SAIFI = \frac{\Delta \lambda \times N_{\mu R}}{N} = \frac{\left(\lambda_{up}(1 - P_M) + \sum_{i \in \gamma} I_{BT,i} \lambda_{BT} P_L \right) \times N_{\mu R}}{N} \quad (102)$$

onde: $\Delta \lambda$ representa a variação na frequência de interrupções dos consumidores alimentados pela rede *BT*, candidata a ser convertida em microrede; $N_{\mu R}$ 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 (102) 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 (102) pode ser reescrita para ter em consideração este facto, ou seja:

$$\Delta SAIFI = \frac{\left(\lambda_{up}(1 - P_M) + \sum_{i \in \gamma} I_{BT,i} \lambda_{BT} P_L \right) \times N_{\mu R}^{ev}}{N} \quad (103)$$

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 (103) 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 $N_{\mu R}^{ev}$.

2.5.4 Exemplo de aplicação

Para ilustrar a aplicação dos conceitos e metodologias apresentados nas secções anteriores adoptou-se a rede *MT* apresentada na figura 44. 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. 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 38 contém os dados de fiabilidade admitidos

Tabela 38 – 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

para a rede de *MT* e a tabela 39 contém a informação relativa aos comprimentos

Tabela 39 – Comprimento dos ramos da rede *MT*

Ramo <i>MT</i>	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

de cada ramo desta rede. A tabela 40 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

Tabela 40 – 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

distribuição em *BT* (*RDBT*); e as cargas correspondentes a

Tabela 41 – Características dos ramos das redes *BT*

λ_{BT} (av/ano.km)	r_{BT} (h)	Comprimento (km)
0,04	20	0,9

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

Tabela 42 – Dados relativos às microredes

P_L	P_M	T_a (h)
0	0,3	0,25

41. A tabela 42 mostra as características consideradas para

as microredes. Em todos os estudos

Tabela 43 – Diferentes formas de operação da rede de distribuição

	A	B	C	D	E
Reconfiguração	Não	Sim	Não	Sim	Sim
Microredes	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Isola / religa	-	-	-	Religa	Isola

efectuados foi admitido um valor de $\alpha = 0\%$.

Com o objectivo de melhor caracterizar o

impacto do parâmetro *RCP* nos ganhos de fiabilidade foram admitidos vários valores para este parâmetro. Adicionalmente, foram consideradas várias formas de operação das redes de distribuição e das microredes, tal como se constata na tabela 43. Note-se que os modos de operação *A* e *C* permitem avaliar o impacto das microredes sobre os índices de fiabilidade quando se admite que a rede de distribuição *MT* não possui capacidade para se reconfigurar após um defeito. 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 microredes 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 microredes retomam a sua ligação com a rede de distribuição *MT*. No caso do modo de operação *E* admite-se que estas microredes permanecem isoladas da rede de distribuição até à supressão do defeito e ao restabelecimento da rede *MT*. A capacidade do ramo 1 foi limitada a 5 MW e a dos restantes

Tabela 44 – Índices de fiabilidade do sistema ($RCP = 0,7$)

a 4,5 MW.

	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

As tabelas 44 a 46 mostram os índices de

fiabilidade de sistema obtidos

para diferentes valores de *RCP*

Tabela 45 – Índices de fiabilidade do sistema ($RCP = 1,0$)

	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

(0,7; 1,0; 1,2).

A comparação dos valores presentes nas tabelas 44 a 46 permite perceber que a influência das microredes nos índices de fiabilidade do sistema tende a ser tanto mais favorável quanto maior for o respectivo *RCP*.

Tabela 46 – Índices de fiabilidade do sistema (*RCP* = 1,2)

Contudo, note-se que no modo de operação *E* os índices de fiabilidade são insensíveis ao

	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

valor do *RCP* quando este é superior a 100%. Este facto resulta da não contribuição das microredes 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 microredes podem auxiliar nas acções de reconfiguração se, após o isolamento do defeito, retomarem a sua ligação com a rede *MT*.

As tabelas 47 e 48 mostram os índices de fiabilidade individuais para diferentes valores de *RCP* das microredes. A análise dos resultados apresentados nestas tabelas permite retirar algumas conclusões importantes. A primeira é que para $RCP \geq 100\%$ os índices

Tabela 47 – Índices de fiabilidade individuais (*RCP* = 1,0)

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

de fiabilidade dos consumidores internos às microredes 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 microrede localizada no ponto de carga *MT 15* no modo de operação *D*. Para outros valores de *RCP* outros consumidores de outras microredes

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 microredes alimentadas pelos pontos de carga *MT 6* e *11* são também influenciados. Outra conclusão importante que

Tabela 48 – Índices de fiabilidade individuais ($RCP = 0,7$ e $RCP = 1,2$)

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

alguns consumidores que não pertencem a qualquer microrede. 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%.

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 (85) e valores típicos para os parâmetros utilizados nessa expressão. A tabela 49 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

Tabela 49 – 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

e r são utilizados na determinação do factor \mathcal{G} (variação na duração média das interrupções de alimentação ao ramo f da rede BT). Os restantes valores necessários para a determinação de \mathcal{G} encontram-se nas tabelas 41 e 42. 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.

Tabela 50 – Factores de utilização médios anuais para sistemas de microgeração

	micro-CHP	PV	micro-eólico
FU	30.49%	23.40%	5.88%

A tabela 51 mostra os valores

$VPAR_G$, expressos em €/kW.ano ,

Tabela 51 – Benefício obtido pelos sistemas de microgeração

obtidos para a situação em que se

		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

admite a existência de um preço único pago pela energia microgerada, igual a $p_G = 0,20 \text{ €/kWh}$ (independentemente da tecnologia), e os factores de utilização médios anuais para as diferentes tecnologias de microgeração apresentados na tabela 50 (obtidos com base nos perfis de produção apresentados em [1]). Os valores apresentados na tabela 50 permitem, nas condições de estudo admitidas, estimar o benefício global obtido pelos microgeradores quando integrados numa determinada microrede. A

tabela 52 mostra os valores obtidos

Tabela 52 – Benefício obtido pelos sistemas de microgeração de uma microrede específica

para o caso de uma microrede dotada

		micro-CHP	PV	micro-eólico
$VPAR_G$ (€/ano)	Rede rural	8.00	5.58	0.70
	Rede urbana	7.11	4.96	0.62

de 22 kW de potência instalada em sistemas *micro-CHP*, 20 kW em sistemas *PV* e 10 kW em sistemas *micro-eólicos*. 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 *obtem* um benefício global para os microgeradores de $285,55 \text{ €}$.

Benefício para os consumidores

Tal como foi referido, 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 51 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.

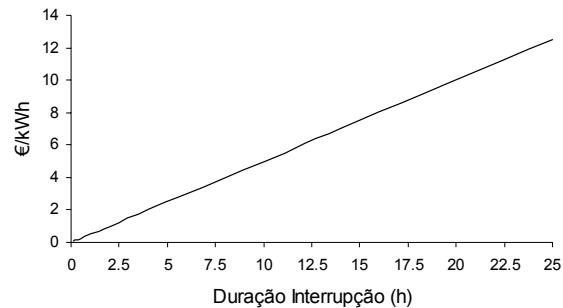


Figura 51 – Função *CCDF* utilizada para quantificar o custo das interrupções

A tabela 54 mostra o cálculo do benefício para os consumidores da microrede referida no ponto anterior, 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, se obtém que a energia total anual microgerada corresponde a 104.91 MWh (tal como se mostra na tabela 53). Consequentemente, o valor de Γ é, neste caso, igual a 40%. Os valores λ e r , tal como para o caso da avaliação dos

Tabela 53 – 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		

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).

Tabela 54 – 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 _{lev} (€/ano)	272.43	238.22

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 38 a 42. 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€.

Benefício para os operadores das redes

A tabela 55 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 €. Considerando um período de

Tabela 55 – Exemplo de cálculo do benefício para o distribuidor resultante da energia não fornecida evitada

	Rede	
	Rural	Urbana
g (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

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 2.5.3.4.

Resultados globais

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.

A tabela 56 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

Tabela 56 – 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

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. A tabela 55 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. 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 para os 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 c€/kWh consumido no caso das redes rurais e 0,09 c€/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.

3 Conclusão

Este trabalho, baseado na Dissertação de Doutoramento do seu autor, procurou contribuir para a definição de um quadro regulatório adequado ao desenvolvimento dos conceitos emergentes de microgeração e microredes. O trabalho centrou-se no desenvolvimento de abordagens que permitem estimar os benefícios mais relevantes que a microgeração e as microredes 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. As principais contribuições deste trabalho foram:

- O desenvolvimento de uma metodologia, baseada num processo de simulação de Monte Carlo, para estimar a contribuição da microgeração e das microredes 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 definição de um método para quantificação do valor económico associado ao diferimento de investimentos nas redes eléctricas produzido pela acção da microgeração e das microredes.
 - O estabelecimento de uma metodologia analítica para quantificação das emissões poluentes evitadas pelas unidades de microgeração.
 - O desenvolvimento de uma abordagem analítica especificamente dedicada à avaliação do impacto das microredes sobre os índices de fiabilidade dos sistemas de distribuição.
- A abordagem quantifica os benefícios económicos relacionados com o aumento da fiabilidade, tendo em consideração o ponto de vista de diferentes agentes (consumidores, microgeradores e operadores das redes de distribuição).

4 Referências

- [1] P. Moisés Costa, “Regulação da Integração de Microgeração e Microredes em Sistemas de Distribuição de Energia Eléctrica”, Tese de Doutoramento, FEUP, Dezembro de 2008.
- [2] MicroGrids Website, <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/>, Junho 2008
- [3] Philippe Menanteau, Dominique Finon, Marie-Laure Lamy, “Price versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy”, *Energy Policy* 31, Elsevier, 2003.
- [4] K. Arrow, “The economic implications of learning by doing”, *Review of Economic Studies* 29, 1962.
- [5] “System Integration of Additional Micro-generation”, Department of Trade and Industry of UK, 2004, (available on-line on <http://www.dti.gov.uk/renewables/>)
- [6] 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.
- [7] “Distributed Resources: Incentives”, NERA Economic Consulting, April 2006.
- [8] J.N. Sheen, “Incentive pricing and economic profitability of load management program”, *Energy* 31, Elsevier, 2006.
- [9] J.N. Sheen, “Fuzzy financial analyses of demand-side management alternatives”, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 152, No. 2, March 2005
- [10] R. Billinton, Wenyuan Li, “Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods”, Plenum Press, New York, 1994
- [11] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), European project, <http://sunbird.jrc.it/pvgis/>, Junho 2008
- [12] “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros Serviços em 2008”, ERSE, Dezembro de 2007.
- [13] “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2008”, ERSE, Dezembro de 2007.
- [14] Centro de informação do operador da rede nacional de transporte, <http://www.centroinformacao.ren.pt/portal/>, Junho 2008
- [15] J.A. Peças Lopes, J.T. Saraiva, N. Hatzargyriou, N. Jenkins, “Management of MicroGrids”, International Electrical Equipment Conference, Bilbao, October, 2003.
- [16] “Relatório sobre Segurança de Abastecimento ao nível da Produção de Electricidade, Análise intercalar, período 2009-2020, Sumário Executivo”, REN, Abril 2008.
- [17] 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.
- [18] “Análise das Previsões das Empresas para 2003”, ERSE, Novembro de 2002

- [19] “Análise das Previsões das Empresas para 2004”, ERSE, Novembro 2003
- [20] “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”, ERSE, Novembro 2004
- [21] “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”, ERSE, Novembro 2005
- [22] “Análise dos Orçamentos de Investimentos 2005-2008 e dos Relatórios de Execução dos Orçamentos 2004”, ERSE, Novembro 2005
- [23] “Análise do Desempenho e das Previsões das Empresas Reguladas”, ERSE, Outubro 2006
- [24] “Análise dos Orçamentos de Investimentos 2006-2007 e dos Relatórios de Execução dos Orçamentos 2005”, ERSE, Outubro 2006
- [25] “Plano de investimentos da Rede Nacional de Transporte 2004-2009”, REN, Novembro de 2003
- [26] “Plano de investimentos da Rede Nacional de Transporte 2006-2011”, REN, Janeiro de 2006
- [27] A.G. Tsikalakis, N. Hatziargyriou, “Environmental benefits of distributed generation with and without emissions trading”, *Energy Policy* 35, Elsevier, 2007.
- [28] 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
- [29] 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
- [30] Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica para 2007, ERSE, Janeiro de 2007
- [31] 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
- [32] “European energy and transport. Trends to 2030- update 2005”, European Commission, 2006, http://ec.europa.eu/energy/index_en.html.
- [33] “Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, Diário da República, 1.ª Série – N.º 3 – 4 de Janeiro de 2008”.
- [34] “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2009), Consulta Pública, Sumário Executivo”, REN, Fevereiro de 2008
- [35] Decreto-Lei N.º 33-A/2005 de 16 de Fevereiro
- [36] 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.
- [37] 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.
- [38] 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.
- [39] 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
- [40] C.L. Moreira, J. A. Peças Lopes, “Microgrids Dynamic Security Assessment”, *International Conference on Clean Electrical Power*, 21-23 May, 2007.
- [41] 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
- [42] J.A. Peças Lopes, C. Moreira, A. Madureira, F. Resende, “Evaluation of the Emergency Strategies during Islanding and Black Start”, *Microgrids Project*, 2005
- [43] A. Arulampalam, “Control of Power Electronic Interfaces in Distributed Generation Microgrids”, *Draft Paper for International Journal of Electronics*, Project Microgrids, 2003.
- [44] Wijarn Wangdee, “Bulk Electric System Reliability Simulation and Application”, PhD Thesis, University of Saskatoon, 2005
- [45] Regulamento da Qualidade de Serviço, Despacho n.º 5255/2006, Direcção-Geral de Geologia e Energia, 2006.