

Comentários ao Documento

“Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico Documento de Discussão”

João Paulo Tomé Saraiva (Coordenação)

Prof. Auxiliar da FEUP

Cláudio Monteiro

Assistente da FEUP

João Peças Lopes

Prof. Associado Agregado da FEUP

José Luís Pereira da Silva

Prof. Associado da FEUP

Manuel António Matos

Prof. Catedrático da FEUP

Maria Teresa Ponce de Leão

Prof. Auxiliar da FEUP

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP/DEEC

Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto

Porto, Março de 2001

1. Amplitude da Revisão Regulamentar

No âmbito do processo de revisão regulamentar em curso e que se encontrava previsto desde 1997, a ERSE publicou um documento que pretende enquadrar a discussão da revisão dos Regulamentos da sua competência. À semelhança do processo que já foi adoptado em 1997/1998 saúda-se o procedimento adoptado pela ERSE dado que a metodologia seguida – documentos de discussão e audições públicas – constitui uma forma organizada de auscultar as opiniões que diversos agentes têm sobre o que deverá ser o sector eléctrico nos próximos anos. Em todo o caso, não pode deixar de se referir o intervalo de tempo muito curto que foi disponibilizado para a preparação de contribuições para esta Audição Pública prejudicando, eventualmente, a elaboração de documentos mais completos e aprofundados.

Antes de apresentar diversas contribuições e reflexões suscitadas pela leitura do documento já referido, pelo contacto com diversas experiências internacionais e pela realização de diversos trabalhos de consultoria técnica sob contrato com a ERSE, convém salientar que, em nossa opinião, urge preparar o sector eléctrico tão depressa quanto possível para o aprofundamento das exigências de abertura do mercado que se farão sentir a nível comunitário nos próximos anos. Se for adoptada a decisão de proceder à liberalização total do sector até 2005 não pode deixar de se referir que o actual esquema organizacional do sector ficará desajustado não apenas do ponto de vista regulamentar mas também, e sobretudo, do ponto de vista dos textos legais datados de 1995.

Por esta razão, parece-nos que esta deveria constituir uma oportunidade única a não perder para reflectir de forma mais alargada sobre as grandes linhas em que se baseia a actual estrutura do sector. Admitindo um horizonte temporal de 4 anos para o próximo período regulatório a iniciar em 2002, ter-se-á de proceder antes de 2005 a uma nova e mais profunda adaptação. Assim, parece-nos que uma discussão mais alargada se afigura essencial neste momento ou nos tempos mais próximos. Isto significa que, para além da discussão de aspectos regulamentares importantes numa situação mais estabilizada, importaria discutir aspectos estratégicos que, em alguns casos, são aflorados no Documento de Discussão. Em nossa opinião, estes aspectos estratégicos são os seguintes:

- necessidade da diminuição do limiar de elegibilidade a um ritmo mais elevado do que o previsto actualmente;
- esta diminuição deverá ser acompanhada pelo aparecimento de centros produtores não vinculados ou pela eventual desvinculação de centros produtores vinculados. Nas condições actuais e apesar da pouca informação disponível, os CAE parecem corresponder a mecanismos excessivamente atractivos, não envolvendo qualquer risco revelando-se, por outro lado, impeditivos da criação de um mercado mais líquido. O aumento da procura do

lado do SENV poderá, no entanto, criar condições para o aumento da potência instalada no sistema não vinculado;

- separação das actividades de rede em relação às actividades de comercialização. A este nível, a autonomização da REN em relação à EDP SA constituiu um passo fundamental para clarificar as relações no SEN. No entanto, a criação de mecanismos mais concorrenciais passa por autonomizar as actividades de exploração, manutenção e expansão das redes de distribuição em relação às actividades de comercialização. Esta acção é essencial para, no futuro próximo, se poder encarar o alargamento da liberalização do sector a um número muito mais alargado de consumidores. Esta separação deverá ser acompanhada pelas seguintes acções:
 - a reformulação da regulação da actividade de rede de distribuição – exploração, manutenção e expansão - por forma a tornar mais evidentes os incentivos ao investimento;
 - a criação de uma tarifa de comercialização que incidirá sobre a actividade regulada de comercialização e será aplicada, juntamente com as tarifas de uso das redes e de uso global do sistema, aos clientes que não exerçam ou, transitoriamente, não possam ainda exercer o seu direito de escolha do fornecedor;
 - criação da figura de comercializador e eliminação da figura de distribuidor não vinculado. Em nossa opinião, as actividades de rede – transporte e distribuição – devem ser exercidas em regime de monopólio regulado e as actividades de comercialização devem ser progressivamente liberalizadas. Neste contexto, a figura de distribuidor não vinculado, no sentido que lhe é conferido pelo artigo 47 do Decreto Lei 182/95 de 27 de Julho exigindo a propriedade de activos de rede de distribuição, deve ser substituída pela figura de comercializador;
 - o alargamento do universo de clientes elegíveis, a criação das figuras de comercializador e de agente externo e o aumento da potência instalada no sistema não vinculado, criará condições para o início de actividade da Bolsa de Energia. Estas medidas permitirão tornar mais líquido o funcionamento da Bolsa e proceder à sua transformação de um mecanismo residual correspondente a um processo de colocação de excedentes (tal como é reconhecido no Documento de Discussão, Anexo X, página 195) num *Pool* simétrico não obrigatório;
 - neste âmbito revela-se ainda fundamental aumentar a capacidade de interligação, construindo novas linhas, o que irá permitir aumentar as trocas comerciais com o mercado espanhol e, também, a robustez do sistema em termos da sua segurança e operação. Estes equipamentos constituirão mais uma forma de dinamizar o mercado nacional.

Nos pontos seguintes apresenta-se um conjunto de reflexões sobre pontos específicos do “Documento de Discussão” em análise, sem deixar de referir novamente a necessidade de alargar o âmbito do debate para questões mais vastas e de natureza estratégica.

2. Aspectos Particulares

2.1. Informação aos consumidores

O Regulamento da Qualidade de Serviço atribui às empresas deveres de informação sobre um conjunto importante de matérias tal como é referido no ponto 4.1 do Documento de Discussão. A importância e vantagens, unanimemente reconhecidas, da divulgação daquela informação, bem como da relativa a aspectos ligados às condições comerciais de ligação às redes do SEP, conduz a que a referida divulgação deva ser realizada de forma eficiente junto dos consumidores. Assim, sugere-se a elaboração por parte das empresas de um “Manual do Cliente” para os diversos escalões de tensão, onde toda aquela informação seja condensada e apresentada de modo simples e pedagógico. Estes manuais deveriam ser distribuídos obrigatória e gratuitamente pelos clientes, e actualizados com periodicidade adequada. Por outro lado, tendo em conta a crescente utilização da WEB é importante que aquela informação esteja disponível nas páginas WEB das empresas distribuidoras.

Também deverá ser implementado o envio da leitura dos contadores e o pagamento da factura de energia por via electrónica. As informações sobre consumos médios e mensais do cliente devem ser disponibilizadas, à semelhança do que já acontece com a factura em papel. Tal implicará a adopção de mecanismos de segurança na comunicação, à semelhança dos que já existem para pagamento de serviços através das páginas WEB de alguns Bancos.

A divulgação dos métodos de cálculo para proceder às estimativas de consumo devem também ser divulgados através da WEB, e simultaneamente no verso das facturas de energia e em folhetos. Esta informação deve simultaneamente conter indicações sobre o interesse para os consumidores em fornecer leituras regulares.

2.2. Preços marginais e tarifas de uso das redes

Os preços marginais correspondem à forma óptima de remunerar a produção de um conjunto de bens, quando o seu nível de produção for óptimo. Em particular, os preços marginais de curto prazo permitem transmitir sinais económicos relativos à utilização das redes a curto prazo mas apresentam o inconveniente de, em geral, o nível de remuneração que permitem obter ser diminuto quando comparado com o nível de remuneração regulada. Neste âmbito, no relatório “Tarifação do Uso das Redes” elaborado no âmbito de um contrato de Consultoria Técnica estabelecido entre a ERSE e a Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto apresenta-se uma estimativa da percentagem da remuneração que teria sido obtida em 1998 pela REN se as Tarifas por Uso das Redes de Transporte incluíssem um termo de índole marginal em relação ao valor que seria recolhido nesse ano por aplicação das Tarifas de Uso da Rede de Transporte, em vigor. Para esse ano, considerando 15 cenários de produção/carga e admitindo que todos os componentes da rede eram ideais o valor obtido para essa percentagem foi de 10%. Em relação a estes 15 cenários a Tabela I apresenta a percentagem de remuneração que cada um deles asseguraria. Como se pode verificar, os cenários de vazio correspondem a 45,28% do número de horas de um ano mas, em contrapartida, a percentagem de remuneração marginal neles

recolhida seria apenas de 19,93%. Em contrapartida, o cenário de Ponta Seca de Verão tem uma duração correspondente a 2,24% do ano e asseguraria 29,48% da remuneração marginal total recolhida, que corresponde por sua vez a 10% da remuneração anual regulada.

Tabela I – Percentagens de remuneração marginal em cada um dos quinze cenários considerados e suas durações.

Cenário	duração (% de 8760h)	% remuneração marginal
Ponta Húmida de Inverno – PHI	1,86	3,76
Ponta Seca de Inverno – PSI	1,86	2,58
Ponta Húmida de Primavera – PHP	2,97	2,15
Ponta Seca de Primavera – PSP	2,97	2,61
Ponta Seca de Verão - PSV	2,24	29,48
Cheias Húmida de Inverno – CHI	4,96	5,17
Cheias Seca de Inverno – CSI	4,96	6,75
Cheias Húmida de Primavera – CHP	10,72	6,93
Cheias Seca de Primavera – CSP	10,72	7,58
Cheias Seca de Verão – CSV	11,46	13,06
Vazio Húmido de Inverno – VHI	5,66	3,28
Vazio Seco de Inverno – VSI	5,66	3,91
Vazio Húmido de Primavera – VHP	11,32	3,63
Vazio Seco de Primavera – VSP	11,32	4,84
Vazio Seco de Verão - VSV	11,32	4,27
	100,00	100,00

Em relação a estes valores torna-se importante fazer os comentários seguintes:

- por um lado, a percentagem de 10% para a remuneração de índole marginal que seria possível recolher significa que a rede de transporte se encontrava em 1998 bem dimensionada uma vez que não ocorriam situações significativas de congestionamento. Recorde-se que estas situações de congestionamento são as responsáveis por variações intensas dos preços marginais nodais e pela separação do sistema eléctrico, interligado do ponto de vista eléctrico, mas desacoplado do ponto de vista económico;
- a adopção de termos de índole marginal nas tarifas de uso das redes, nomeadamente de transporte, exige a realização de estudos complementares para avaliar a situação da rede em anos mais recentes. Esses estudos exigem a utilização de cenários mais desagregados de produção/carga em relação aos utilizados no estudo já referido e a adopção de um algoritmo tipo Monte Carlo cronológico para integrar de forma adequada a fiabilidade dos componentes das redes. As saídas de serviço, ao diminuírem a flexibilidade das redes, irão necessariamente aumentar as diferenças entre os preços marginais nodais. Nestas condições, a percentagem indicada anteriormente – 10% - encontra-se sub-avaliada;
- em qualquer dos casos, a literatura da especialidade indica que os termos marginais de curto prazo permitem obter uma parcela em geral diminuta da remuneração pelo que estará sempre presente um problema de *Revenue Reconciliation*. Tal como se indica no Documento de Discussão – Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico, seria necessário modificar os preços

- marginais – através de termos aditivos ou multiplicativos – ou adoptar termos complementares. A adopção de uma estratégia tipo Preços Ramsey considerando a regra da elasticidade inversa parece demasiado penalizadora para os consumos menos elásticos. Recorde-se que esta regra indica que os preços associados aos consumos mais elásticos devem aderir aos preços marginais – para não alterar as condições de mercado e os sinais económicos transmitidos – e os preços dos consumos menos elásticos deverão ser mais penalizados. Acontece que as entidades possuindo consumos menos elásticos são também os que possuem em geral menos informação para aceder a um mercado aberto tratando-se tipicamente de consumos domésticos. Nestas condições, seria preferível estimar em cada ano a remuneração a obter por via marginal e alocar a parcela restante em relação à remuneração regulada utilizando uma metodologia simples como, por exemplo, um Selo de Correio;
- apesar de o documento “Tarifação do Uso das Redes” já referido indicar a percentagem de 10% para a remuneração que teria sido possível recolher por via marginal em 1998 (admitindo o carácter ideal dos componentes) e de esta se poder elevar, por hipótese, a 20% no âmbito de uma avaliação mais completa parece-nos que deverá ser ponderada a inclusão termos deste tipo no sistema tarifário por uso das redes. Eles teriam a dupla função de transmitir sinais aos utilizadores sobre comportamentos mais eficientes a curto prazo e dariam uma indicação clara sobre o estado da rede em relação à necessidade de novos investimentos para eliminar congestionamentos;
 - a adopção de termos deste género exigiria o tratamento cuidadoso de questões relacionadas com a volatilidade inerente a estratégias a curto prazo. A utilização de preços marginais médios para determinados períodos do ano ou do dia seria uma possibilidade a considerar. Para mitigar o efeito da volatilidade inerente a abordagens em que os preços seriam determinados no âmbito de aplicações em tempo real deveriam ser reforçados os mecanismos de ajuste inter-anual entre remunerações reguladas previstas para as concessionárias e efectivamente obtidas. Do ponto de vista dos utilizadores deveriam ser previstos mecanismos de diminuição do risco associado a elevações bruscas das parcelas dos preços marginais devidas a congestionamento.

Os preços marginais de longo prazo, ao reflectirem os custos de investimento e o valor esperado dos custos de exploração permitem ultrapassar os problemas relacionados com a volatilidade referida bem como aumentar fortemente a percentagem da remuneração recolhida em relação à remuneração regulada. No entanto, o cálculo de preços marginais de longo prazo é, em geral, complexo pelo que não existem muitos exemplos da sua aplicação prática. Uma excepção constitui a metodologia em utilização em Inglaterra e Gales – *Investment Cost Related Pricing*, ICRP – que permite obter, ainda que de forma aproximada, valores de preços marginais reflectindo custos de investimento. Esta metodologia permite elevar fortemente a percentagem de remuneração da *National Grid Company Plc* directamente garantida por esta via.

2.3. Uniformidade tarifária e tarifas de uso das redes

A adopção de diversas metodologias de alocação de custos aos utilizadores das redes eléctricas – tais como metodologias de índole marginal – intersecta uma outra discussão mais geral relacionada com o Princípio da Uniformidade Tarifária. Este princípio poderá ser justificado no âmbito de um determinado enquadramento sócio-económico em que se admite a existência de mecanismos de solidariedade inter-regional, por exemplo. No entanto, o Princípio da Uniformidade Tarifária revela-se desajustado do ponto de vista da transmissão de sinais aos utilizadores e da obtenção de uma maior eficiência na alocação de custos representando, ainda, uma consagração legal da existência de subsídios cruzados entre diversos consumidores.

O Princípio da Uniformidade Tarifária encontra-se explicitado no artigo 29 do Decreto Lei 182/95 de 27 de Julho. Este artigo encontra-se inserido na Secção V do referido Decreto Lei sob o título “Distribuição Vinculada de Energia Eléctrica”. Este facto pode ser interpretado como reflectindo a vontade do legislador em impor a uniformidade tarifária com o articulado conferido pelo artigo 29 aos clientes finais do SEP permitindo a adopção de tarifas diferenciadas a nível do uso das redes. O artigo 29 já referido indica com efeito que “em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplica universalmente a todos os clientes finais do SEP”.

Neste âmbito, o Documento de Discussão em análise indica que “o uso das redes não está sujeito ao princípio da uniformidade tarifária, aplicável exclusivamente aos clientes finais do SEP de acordo com o artigo 29 do decreto Lei 182/95” (página 33). Por outro lado, a exigência de conferir a todos os agentes do SEN igualdade de tratamento e de oportunidades indica que a integração de termos discriminados geograficamente nas tarifas de uso das redes a pagar por entidades do SENV deverá ser acompanhado por tratamento análogo conferido às entidades do SEP. A este nível torna-se ainda importante fazer dois comentários:

- o princípio impondo igualdade de tratamento e de oportunidades a todas as entidades do SEN é mais geral do que o princípio traduzindo a imposição de Uniformidade Tarifária aos clientes finais do SEP. Mesmo a este nível deverá ter-se em conta que na actual regulamentação este princípio foi interpretado de uma forma extrema significando a exigência de conferir igualdade de tratamento a todos os clientes em igualdade de circunstâncias e opção tarifária, nomeadamente no que respeita a nível de tensão e escalão de potência. Deste modo, caberá perguntar se a formulação actual não poderá acomodar desde já uma interpretação mais flexível permitindo restringir o conceito de igualdade de tratamento a clientes em igualdade de circunstâncias, por exemplo, no que respeita a entidades ligadas ao mesmo nó da rede;
- a adopção de tarifas por uso das redes diferenciadas geograficamente permitiria transmitir sinais mais adequados do ponto de vista da utilização e da ligação às redes pelo que serão um instrumento importante a não descartar.

Neste contexto e independentemente de interpretações mais flexíveis que possam ser conseguidas desde já, parece-nos claro que deverá ser obtida uma clarificação completa deste aspecto. Atendendo ao ambiente cada vez mais concorrencial que se viverá nos próximos anos e à qualidade dos sinais conseguidos pela discriminação geográfica, a revisão regulamentar e dos textos legais deverá apontar para o abandono

do princípio da uniformidade tarifária em relação aos pontos de entrega da rede nacional de transporte em AT e MAT.

A adopção de um mecanismo tarifário muito discriminado a nível nodal e abarcando as redes de AT, MT e BT revela-se excessivamente complexo. Deste modo, uma abordagem intermédia poderá corresponder à adopção de preços nodais relativos aos pontos de entrega da rede nacional de transporte em AT e MAT. A implementação deste mecanismo aconselharia ainda a definição de grupos coerentes de pontos de entrega tendo em conta um critério de natureza geográfica. Desta forma, seriam determinados preços nodais médios por zona geográfica a pagar pelos comercializadores ou clientes elegíveis que tiverem exercido o seu direito de escolha e que utilizem a rede nacional de transporte. Nas redes de AT, MT e BT as tarifas por Uso das Redes deverão continuar a ser determinadas através de um mecanismo tipo Selo de Correio.

2.4. Tarifa de comercialização/actividades de rede de distribuição

A introdução de uma tarifa de comercialização correspondente à actividade regulada de comercialização revela-se importante por duas razões:

- em primeiro lugar, permite introduzir maior transparência no sistema tarifário permitindo construir uma solução tarifária de tipo aditivo para os clientes vinculados tal como se encontra referido no Documento de Discussão em análise;
- em segundo lugar, permite separar de forma mais clara as actividades das empresas reguladas de distribuição nas suas componentes de rede – exploração, manutenção e expansão – e de comercialização;

A separação referida é um passo essencial para adequar a legislação e regulamentação em vigor às necessidades decorrentes de uma abertura crescente do sector eléctrico. Esta abertura deverá ser aprofundada nos próximos dois a três anos sob pena de ser necessário actuar apenas como resposta às exigências de uma nova Directiva Europeia. O aumento do universo de clientes elegíveis irá necessariamente traduzir-se na adopção de práticas comerciais mais incisivas por parte de entidades nacionais ou estrangeiras que actuem como fornecedores de energia eléctrica.

A separação entre actividades de rede e de comercialização permite ainda identificar claramente actividades exercidas em regime de monopólio – actividades de redes de transporte e de rede de distribuição – que deverão ser reguladas. Esta separação deverá ser acompanhada pelas seguintes medidas:

- eliminação da figura de distribuidor não vinculado e sua substituição pela de comercializador. A actividade de comercialização será exercida em regime de mercado e dirigida para o conjunto de clientes elegíveis, cujo universo deverá ser progressivamente alargado;
- manutenção de uma actividade de comercialização no SEP e criação da tarifa regulada correspondente, por forma a prever as relações contratuais com clientes que não tenham atingido o limiar de elegibilidade ou que, tendo-o já atingido, não exerçam o direito de escolha;

2.5. Tarifa de venda a clientes finais

A respeito da Tarifa Regulada de Venda a Clientes Finais, o Documento de Discussão apresenta um conjunto de reflexões relativas à localização dos períodos horários, períodos horários adicionais, preço da energia de vazio, tarifa bi-horária de BTN e tarifa tri-horária em BTN ($\leq 20,7$ kVA). Estes tópicos merecem os seguintes comentários:

- como orientação geral, deve assumir-se o aumento do número de períodos horários de tal forma que as tarifas possam acompanhar a evolução dos preços marginais ao longo do dia e ao longo do ano. Esta orientação permite seguir o estipulado na legislação relativamente à aderência das tarifas aos preços marginais. Neste sentido, deverá ser estudada a criação de uma tarifa tri-horária na BTN;
- como consequência desta orientação geral, os períodos horários, o seu número, a sua localização e duração devem resultar de estudos efectuados sobre as condições de exploração das redes por nível de tensão;
- o estudo referido deverá permitir verificar se, do ponto de vista de preços marginais, ocorrem deslocações regionais dos períodos em que se verificam preços mais ou menos elevados. Se tal ocorrer, devido por exemplo a diferentes tipos de utilizações das redes, poderá justificar-se a adopção de variações regionais para a localização dos períodos horários. Estas variações teriam o objectivo de induzir a diferenciação horária dos consumos aumentando o grau de utilização das redes nas horas de menor consumo e diminuindo-o nas de consumo mais elevado. Esta estratégia poderia contribuir para mitigar congestionamentos que, em algumas horas, se possam verificar em algumas redes;
- por forma a tornar mais transparente e aumentar o grau de aderência do tarifário correspondente à tarifa bi-horária em BTN aos preços marginais, considera-se que o preço da energia fora de vazio desta tarifa deverá ser superior ao preço da energia na tarifa simples. A adopção de uma modulação tarifária deste tipo permitiria que o preço do termo de potência contratada se aproxime ou torne igual ao da tarifa simples, para iguais escalões de potência contratada. Esta situação reflectiria, para a empresa distribuidora, o acréscimo desprezável dos encargos de facturação decorrentes da adopção da tarifa bi-horária que seriam compensados pela possibilidade de adiar novos investimentos em rede devido ao crescimento não tão elevado da sua utilização nos períodos de ponta;
- em relação ao preço da energia de vazio acentua-se de novo que as tarifas exclusivamente baseadas em preços marginais de curto prazo não permitem obter o nível de receitas necessárias ao equilíbrio entre custos e proveitos das empresas. Nestas condições, a não introdução de termos tarifários complementares aos preços marginais de curto prazo nas horas de vazio, permitindo a aderência completa das tarifas, poderá originar uma diferença mais elevada entre custos e remunerações nos períodos de vazio. Os termos tarifários complementares dos restantes períodos tarifários teriam então de ser fixados por forma a compensar a diferença entre custos e proveitos de índole marginal no próprio período bem como recuperar a diferença originada no período de vazio. Um mecanismo deste tipo pode ser interpretado como uma

subsidição cruzada entre actividades pouco elásticas que decorrem nos períodos fora de vazio e actividades com elevado grau de elasticidade transferidas para o período de vazio. Esta situação não é negativa em si mesma se se integrar numa estratégia deliberada de actuação sobre a procura. Em todo o caso, poderá representar um maior afastamento das tarifas em relação aos preços marginais nos períodos fora de vazio pelo que este aspecto deverá ser quantificado de forma rigorosa. As variações de preços marginais de curto prazo entre horas de vazio e fora de vazio foi, de algum modo comprovada, nas simulações cujos resultados são apresentados no relatório “Tarifação do Uso das Redes” já referido. Neste Documento são apresentados os preços marginais nodais de curto prazo para os nós da rede de transporte em cada um dos quinze cenários considerados. Os preços obtidos apresentam uma dispersão geográfica mais elevada nos cenários de ponta, menor nos de cheia e ainda menor nos de vazio. A título de exemplo, no cenário de Ponta Seca de Verão os preços marginais extremos foram obtidos em Porto Alto (13,612 \$/kWh) e de Palmela (2,986 \$/kWh). Nos mesmos nós, os preços obtidos nos cenários de Vazio Húmido de Inverno foram de 2,833 \$/kWh e de 2,843 \$/kWh. Nestas condições, a remuneração de índole marginal obtida nas horas de vazio será diminuta pelo que, a não introdução de termos complementares nas tarifas de vazio, poderá traduzir-se na introdução de termos numericamente mais elevados nas horas fora de vazio;

- no âmbito da criação de uma actividade de comercialização regulada decorrente da separação da actividade de rede de distribuição em relação à actividade de comercialização, não parece de eliminar a possibilidade de serem propostas opções tarifárias reguladas que proporcionem proveitos inferiores aos definidos. Na verdade, tais opções resultam, em princípio, em potencial benefício para os consumidores que a elas aderirem, sem evidência de prejuízo para os restantes consumidores (página 87 do Documento de Discussão, em relação a esquemas transitoriamente aceites pela ERSE), o que contribui para um dos objectivos globais do processo de liberalização. Importa, entretanto, compreender as razões que podem levar a actividade regulada de comercialização a fazer tais propostas, que, à primeira vista, a prejudicaria, ao diminuir os proveitos a que teria direito. Na ausência de mais informação, podem aventar-se três tipos de razões:

- Diminuição de custos - certas opções tarifárias correspondem, na prática, a um processo de gestão da procura, incentivando a transferência de consumos para períodos mais favoráveis (para o distribuidor) do diagrama de cargas, como sucede nas tarifas duplas, por exemplo. O distribuidor consegue, assim, reduções de custos de exploração ou diferimento de investimentos que compensam a perda de proveitos;

- Aumento do volume de negócios - opções tarifárias mais atractivas podem favorecer um aumento global das vendas de energia (mesmo que alguns proveitos unitários sejam menores), reduzindo a importância da parcela de custos fixos, o que é favorável para o distribuidor;

- Competição - em situação de concorrência, o comercializador regulado pode ter que implementar políticas de atracção de clientes, nomeadamente com medidas deste tipo. Vedar-lhe essa hipótese, mesmo que as razões anteriores não se apliquem, poderia ser considerado discriminatório.

O primeiro exemplo apresentado na página 87 do Documento de Discussão

prende-se, aliás, com as questões levantadas nas páginas 58-59 sobre novas opções tarifárias. Não parece haver razões para impedir que, para além de um certo número de tarifas reguladas garantidas regulamentarmente, surjam outras hipóteses que aumentem o leque de escolhas do consumidor, desde que este possa sempre optar, querendo, por uma das tarifas reguladas. À ERSE caberá o papel de verificar se não são propostas tarifas susceptíveis de iludir os consumidores, nomeadamente garantindo a divulgação da informação relevante. Finalmente, não parece haver razões para preocupação em relação à garantia de condições de concorrência. O aspecto apontado no último parágrafo da página 87 ("o distribuidor vinculado pertence a um grupo de empresas que também engloba uma que actua como fornecedora no SENV"), para além de ser, de certa forma, conjuntural, não justifica que à empresa de distribuição sejam negados direitos só porque outra empresa do grupo os pode exercer (não certamente da mesma forma), sobretudo no tipo de regulação utilizado na distribuição¹. Em todo o caso, não se vê quem possa ser prejudicado neste processo.

2.6. Relacionamento comercial no SEP

Constata-se que, em relação ao relacionamento comercial no SEP, não é formulada qualquer questão, embora sejam equacionados alguns problemas. Compreende-se que o facto de existirem muitos CAE com prazos longos restrinja um pouco a discussão, mas este ponto parece demasiado importante para ser passado em claro.

Na verdade, concorda-se com a afirmação (página 90 do “Documento de Discussão”) de que "os CAE têm características que dificultam a dinâmica intrínseca ao processo concorrencial, tais como o funcionamento em regime de exclusividade e a rigidez na remuneração da energia vendida". Poder-se-ia também dizer, por outro lado, que os CAE reduzem muito o risco do produtor, ao garantirem a recuperação do investimento e o pagamento do combustível consumido (página 43 do “Documento de Discussão”).

A concorrência entre Produtores Vinculados parece então surgir apenas de duas formas:

- aumento da disponibilidade, a que corresponde um maior valor do encargo de potência;
- melhoria da eficiência energética, com efeito de subida na ordem de mérito e maior probabilidade de venda de energia.

Nenhum destes factores parece contribuir decisivamente para a diminuição de custos de produção do SEP, em condições de estabilidade de preços dos combustíveis. Por outro lado, quando há variações acentuadas nos preços de combustíveis, podem surgir desequilíbrios financeiros na concessionária da RNT, como é mencionado na página 42 do “Documento de Discussão”.

¹Na verdade, são com certeza mais importantes, na circunstância, as dificuldades mencionadas nas páginas 124 (desagregação contabilística) e 142 (cálculo do β em grupos económicos).

Uma possível alteração da presente situação, sem grande influência na garantia de fornecimento nem nos direitos adquiridos pelos Produtores Vinculados através dos CAE, poderia basear-se na aceitação de ofertas (voluntárias) de preços por Produtores Vinculados, para períodos a determinar, preços que substituiriam os valores incluídos nos CAE para esse período. Os Produtores Vinculados que o pretendessem, poderiam assim aumentar as suas hipóteses de venda de energia, enquanto a existência dos CAE manteria uma majoração do preço, impedindo práticas de cartel.

Como complemento, indispensável no caso da ideia anterior ter pouco impacto, por ser já elevada a utilização da potência instalada por parte dos Produtores Vinculados, poderá ser criada uma parcela livre para a concessionária da RNT, que esta empresa poderia preencher, seja por contratos bilaterais com Produtores Não Vinculados, seja por bolsa de energia, nos moldes já previstos (referida na secção 5.6.3 do “Documento de Discussão”), mas afastando desta maneira o carácter residual do sistema de ofertas. Poder-se-ia admitir, entretanto, que os Produtores Vinculados não contemplados no escalonamento do SEP poderiam apresentar ofertas nesta bolsa em certas condições (resultantes da necessidade de garantir serviços de sistema, etc), mitigando assim a sua situação de exclusividade.

2.7. Restrições de rede e serviços de sistema

Os problemas de congestionamento provocam ineficiências na utilização do sistema produtor e são responsáveis por uma parcela muito significativa das diferenças entre preços marginais nodais que podem ocorrer numa rede eléctrica. O relatório “Tarifação do Uso das Redes” inclui, como já foi referido, os valores dos preços marginais nodais para os nós da rede de transporte referentes a quinze cenários de produção/carga de 1998. Os valores obtidos para esses preços marginais revelam-se muito homogéneos para todos os cenários, com excepção do que se verifica no cenário de Ponta Seca de Verão, PSV, correspondente apenas a 2,24% da duração de um ano. Os valores indicados na Tabela I para as percentagens de remuneração de tipo marginal associada a cada cenário não devem ser directamente utilizados para medir o grau de dispersão dos preços marginais em cada um dos quinze cenários. Se por um lado é verdade que uma dispersão mais elevada dos preços marginais nodais origina um aumento da remuneração de índole marginal, por outro lado não nos devemos esquecer que as percentagens de remuneração indicadas nessa tabela são directamente proporcionais à duração de cada cenário. Isto significa, por exemplo, que o grau de dispersão no cenário de Horas Cheias Seca de Verão é reduzido e que o nível de remuneração por ele proporcionado – 13,06% - é explicado pelo facto de a sua duração corresponder a 11,46% do ano. Assim, em 1998 os congestionamentos eram diminutos a nível da rede de transporte sendo apenas significativos no cenário de Ponta Seca de Verão – 195,54 h, 2,24% do ano.

Antes de seleccionar uma metodologia destinada a resolver problemas de congestionamento convirá diagnosticar de forma mais completa a situação actual por forma a verificar se, entretanto, ela se generalizou a outros períodos ao longo do ano. Como se referiu neste parágrafo, este diagnóstico pode ser conseguido estimando a remuneração de índole marginal que será possível obter em cada cenário e realizando

a sua comparação com os valores indicados para o ano de 1998 no relatório “Tarifação do Uso das Redes”.

Em qualquer caso, e de uma forma abstracta, poderá revelar-se interessante a utilização de uma estratégia de tipo *Market-splitting*, descrito na página 93 do “Documento de Discussão” em análise por forma a induzir comportamentos mais eficientes a médio e longo prazo. Um esquema deste género deverá ser conjugado com um esquema de tipo *Counter-trading* de modo a resolver problemas a curto prazo. A discussão sobre a metodologia a adoptar será obviamente influenciada pelas conclusões que forem obtidas relativamente ao Princípio da Uniformidade Tarifária.

O fornecimento de serviços de sistema deverá ser feito através do mercado por forma a assim contribuir para a sua dinamização. Contudo, o Gestor do Sistema deve definir cuidadosamente as necessidades de serviços para o dia seguinte, colocando uma parcela importante destes, a definir através de estudos específicos, nas centrais do SEP.

Tendo em conta o grau de qualidade a exigir relativamente a alguns destes serviços, e por forma a reduzir o risco de operação, é recomendável numa fase inicial que os serviços que envolvam maior risco sejam adquiridos através de contratos bilaterais, sendo que os restantes podem ser objecto de tratamento no mercado de ofertas. A identificação destes serviços deve ser acompanhada da elaboração de estudos rigorosos associados ao comportamento do sistema perante situações que envolvam eventual dificuldade na sua obtenção.

A criação de mecanismos de mercado que atribuam valor económico a cargas a desligar deve ser também avaliada. Esta lógica deve ser definida com objectivos bastante ambiciosos, nomeadamente em termos futuros, tendo em conta que se vislumbram cenários de operação caracterizados por forte integração de produção distribuída. Tal implicará a implementação de conceitos de controlo de produtores distribuídos com diferentes níveis de controlabilidade e consumidores também controláveis, isto é admitindo interruptibilidade. Tal irá permitir o controlo e a gestão optimizada das redes a nível nacional e regional recorrendo a novas aplicações de EMS e DMS. O estabelecimento de ordens de mérito de corte de cargas está integrado nesta filosofia e deve ser estudado, envolvendo implicações de carácter tarifário.

2.8. Ligações dos produtores às redes

As condições comerciais de ligação dos produtores às redes deverão, como é sugerido no Documento de Discussão, constar de um quadro regulamentar único aplicável aos produtores vinculados, produtores não vinculados e produtores em regime especial.

Com efeito, só a existência deste quadro regulamentar único garantirá aos diversos agentes deste sector transparência, não-discriminação e equidade de tratamento.

A regulamentação deve definir claramente quais os encargos a suportar pelos produtores associados aos elementos de uso exclusivo e de uso partilhado. Deve ainda

definir claramente o mecanismo de partilha de encargos para elementos originalmente de uso partilhado por vários produtores.

Além disso deve ser definido um mecanismo de compensação associado à utilização, por um novo produtor, de elementos de rede cujos encargos foram suportados inicialmente, no todo ou em parte, por um ou mais produtores, dentro do período da sua amortização.

Considera-se, assim, importante a existência de uma regulamentação que trate de forma objectiva, exaustiva e clara todos os casos referidos.

Além das razões já apontadas para a opção por uma regulamentação única e exaustiva, apontam-se ainda as seguintes:

- os pedidos de ligação de produtores em regime especial com elevada potência instalada, nomeadamente parques eólicos, que conduzirá à sua inevitável ligação a nível da rede de transporte, e portanto em condições semelhantes às de produtores vinculados e não vinculados com potências instaladas da mesma ordem de grandeza;
- o facto de provavelmente cada vez mais os produtores em regime especial optarem, na sua ligação às redes do SEP, pela utilização de elementos de rede originalmente de uso partilhado e construídos exclusivamente para a sua ligação colectiva. Tal facto deve-se, além da procura de economias de escala nas infra-estruturas de ligação à rede, à necessidade de procura de pontos de ligação com potência de curto-circuito adequada;
- a necessidade de procura de pontos nas redes do SEP para ligação de produtores ou grupos de produtores em regime especial com elevadas potências instaladas, que conduz a que estes se disponham, além da construção de infra-estruturas de ligação extensas, a participar no reforço de linhas e subestações da própria RNT.

2.9. Regulação da actividade de rede de distribuição/partilha de risco/partilha de lucros

De acordo com o Regulamento Tarifário em vigor os proveitos das Tarifas de Uso das Redes de Distribuição são estabelecidos em termos de uma parcela fixa, de parcelas proporcionais à energia eléctrica entregue pelo distribuidor em cada nível de tensão, de uma parcela dependente do nível de referência das perdas, de proveitos permitidos para recuperar custos incorridos na protecção do ambiente e de um termo de ajustamento do nível tarifário do ano t-2 para o ano t. O “Documento de Discussão” em análise indica na sua página 133 que os modelos econométricos adoptados conduziram a que a parcela fixa seja nula neste primeiro período regulatório. Esta aplicação prática tem-se revelado pouco adequada à actividade de regulação dado que faz depender os proveitos unicamente das condições do mercado, isto é, da energia eléctrica entregue pelo distribuidor em cada nível de tensão. Deste modo, na prática, passou-se de um modelo teórico de regulação de tipo misto – denominada em diversa literatura de Regulação por Limites nos Proveitos – para uma situação extrema de Regulação por Limites nos Preços. Como se reconhece na página 115 do “Documento de Discussão” em análise numa regulação por preços “os consumidores enfrentam

menos riscos porque conhecem os preços para todo o período de regulação”. Em contrapartida, “as empresas têm incentivos a reduzir custos e a reduzir investimentos, o que induz um risco acrescido no que se refere à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço”.

A Regulação de tipo mista por imposição de Limites nos Proveitos afigura-se mais vantajosa que a Regulação por Limites nos Preços. Para compreender este facto consideremos que a expressão (1), no âmbito de um processo de regulação por limite nos preços, permite obter o preço regulado do produto i no período t em função do preço no período $t-1$, do nível de inflação I , de um factor de eficiência X e de um factor de ajuste Z destinado a acomodar modificações de variáveis exógenas. O nível de proveitos correspondente é proporcional ao número de unidades vendidas. Se este número for representado por $\text{Mercado}_{i,t}$, o nível de proveitos é dado por (2).

$$\overline{P}_{i,t} = \overline{P}_{i,t-1} \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + Z \quad (1)$$

$$R_{i,t} = \overline{P}_{i,t} \cdot \text{Mercado}_{i,t} = \left(\overline{P}_{i,t-1} \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + Z \right) \cdot \text{Mercado}_{i,t} \quad (2)$$

No âmbito de um processo de regulação por limites nos proveitos, a expressão (3) representa o limite de proveitos a obter no período t , em função do valor obtido no período $t-1$ e de parâmetros análogos aos referidos para (1). Nesta expressão, CM_t representa o factor de ajuste para acomodar variações ocorridas em variáveis que tenham sido seleccionadas para emular as condições de mercado, neste caso representadas por $\Delta\text{Mercado}_t$. Esta expressão pode ser rescrita por forma a evidenciar a existência de um termo fixo independente das condições de mercado (4). As expressões (2) e (4) encontram-se representadas graficamente na Figura 1.

$$\overline{R}_t = \left(\overline{R}_{t-1} + CM_t \cdot \Delta\text{Mercado}_t \right) \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + Z \quad (3)$$

$$\overline{R}_t = \overline{R}_{t-1} \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + CM_t \cdot \Delta\text{Mercado}_t \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + Z \quad (4)$$

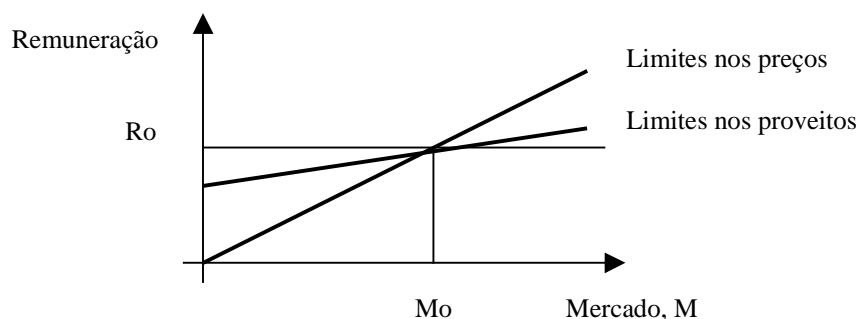


Figura 1 – Representação gráfica dos proveitos obtidos utilizando regulação tarifária por limites nos preços ou nos proveitos.

Como se verifica, a regulação por limites nos preços – tal como na prática actualmente se realiza, dado que o termo fixo é nulo – emula completamente as

condições de mercado fazendo com que as empresas reguladas tenham as suas remunerações completamente dependentes da procura. Em relação à Figura 1, esta situação traduz-se pelo facto de a recta respectiva passar pela origem. Esta situação não parece ser a mais conveniente dada a existência de custos fixos elevados na actividade de distribuição. Por outro lado, a adopção de uma parcela fixa não nula teria a vantagem de incentivar a realização de investimentos e de acomodar mais facilmente custos incorridos, por exemplo, com programas de gestão da procura, de forma análoga ao já existente para os custos incorridos em programas de protecção do ambiente.

A não existência deste termo fixo representa ainda um risco adicional para as empresas distribuidoras. Com efeito, na situação actual, o mecanismo de ajustamento inter-anual é unicamente dependente da evolução da procura. Nestas condições, se a procura diminuir, ainda que os custos fixos se mantenham, a remuneração proporcionada pelas Tarifas de Uso das Redes de Distribuição irá sofrer um ajuste nos anos seguintes. O termo fixo permite mitigar este risco tornando, a este nível, mais equilibrada e comparável a regulação da actividade de transporte e de distribuição. Assim, considera-se urgente a adopção prática de um mecanismo de regulação da actividade de distribuição de tipo misto, também conhecido na literatura por limites nos proveitos.

Por outro lado, considera-se essencial prever a possibilidade de os mecanismos de ajuste serem monitorizados com uma periodicidade mais elevada do que aquela que se encontra prevista actualmente. Com efeito, como é explicado na página 38 do Documento de Discussão, Figura 4.2, os ajustamentos referentes a diferenças entre o valor previsto e o valor efectivamente facturado no ano $t-2$ irão repercutir-se apenas nas tarifas no ano t . Este prazo poderá ser excessivo num ambiente económico muito volátil. Este acompanhamento mais fino é desejável quer na actividade de transporte quer na actividade de distribuição.

A regulação da actividade de distribuição de energia eléctrica deverá ainda prever a existência de mecanismos complementares associados à necessidade de garantir padrões acrescidos de Qualidade de Serviço, envolvendo nomeadamente os indicadores de continuidade de serviço.

Estes mecanismos deverão ser baseados em esquemas de incentivos e penalizações que aumentem ou diminuam as remunerações das empresas distribuidoras sempre que sejam ultrapassados os padrões de referência dos indicadores da continuidade de serviço. Neste âmbito, os indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço podem ser utilizados para o efeito, o que tornará necessário definir padrões zonais de referência para os dois últimos. O estabelecimento de uma metodologia para a definição do esquema de remuneração deve ser objecto de estudos aprofundados neste domínio envolvendo duas vertentes:

- quantificação de benefícios que podem vir a ser obtidos face aos custos que tal venha a implicar para os clientes interessados;
- avaliação do nível de investimentos para melhoria da qualidade de serviço pretendida relativamente aos aumentos de remunerações possíveis.

A definição de uma metodologia para remunerar os níveis de qualidade acrescidos exigirá também a definição de valores alvo da qualidade de serviço superior a atingir,

visando incentivar as companhias distribuidoras a investir até alcançar esses níveis alvo para os indicadores de sistema adoptados. Se o nível de qualidade obtido em cada período anual for superior ao nível de referência, a distribuidora deverá sentir incentivos proporcionais ao incremento da qualidade em relação ao valor de referência. Naturalmente, se a qualidade de serviço for inferior ao nível de referência para os índices de sistema a empresa deverá ser penalizada seguindo o mesmo raciocínio. Este mecanismo deverá ser activado de forma independente do pagamento de compensações aos clientes individuais, quando os níveis de qualidade de serviço individuais forem inferiores aos níveis de referência, conforme estipulado no Regulamento de Qualidade de Serviço. Estes incentivos e penalizações deverão ter repercussões directas nas tarifas.

O valor dos incentivos/penalizações numa determinada zona para uma determinado ano t poderá ser calculado através de uma expressão do tipo:

$$Inc_t = \sum C_{IndQS} \cdot PI_t^z \cdot \left(IndQS_{Ref}^z - IndQS_t^z \right) \quad (5)$$

Nesta expressão:

- C_{IndQS} representa o custo unitário da melhoria dos índices considerados (TIEPI, SAIFI, SAIDI) por KVA de potência instalada na zona z objecto da melhoria da qualidade de serviço;
- PI_t^z representa o valor da potência instalada na zona z no ano t;
- $IndQS_{Ref}^z$ corresponde ao valor de referência para o índice respectivo;
- $IndQS_t^z$ representa o valor do índice de sistema respectivo atingido na zona z, no ano t.

Se o valor da variável Inc_t for superior a zero a empresa distribuidora receberá incentivos, sofrendo penalizações através de reduções tarifárias caso seja inferior a zero.

Finalmente, o mecanismo de partilha de lucros na actividade de distribuição deverá ser modificado de forma a transmitir continuamente um incentivo à melhoria do comportamento das empresas. O mecanismo de partilha de lucros actualmente em vigor encontra-se ilustrado na Figura 2.

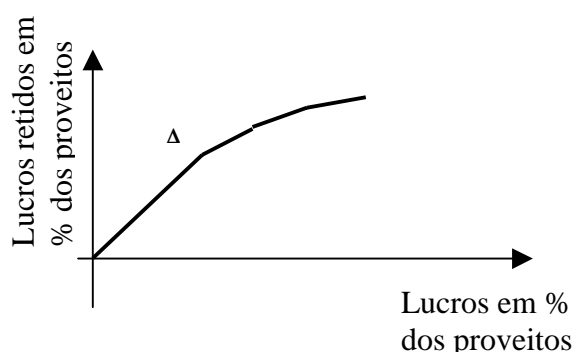


Figura 2 – Representação esquemática do mecanismo actual de partilha de lucros.

De acordo com esta Figura, a percentagem de lucros retidos é elevada para os escalões iniciais, diminuindo em seguida de forma progressiva. Assim, as entidades reguladas poderiam sentir-se pouco motivadas a ultrapassarem o nível de lucros correspondente ao ponto A representado na Figura 2 com o argumento de que, a partir desse ponto, será crescente a percentagem a partilhar com os clientes sob a forma de reduções tarifárias.

Este efeito poderá ser eliminado se o mecanismo de partilha de lucros for alterado de forma adequada. Uma forma possível de conseguir este objectivo consiste em prever que após uma parcela totalmente retida pelas entidades reguladas, ocorrerá partilha de lucros para as parcelas imediatamente seguintes dos ganhos obtidos – com a justificação de que, sendo as iniciais, são as mais fáceis de obter e, portanto, poderão ser partilhadas. Para as parcelas seguintes dos lucros a percentagem partilhada deverá diminuir, isto é, deverá aumentar a percentagem retida pelas empresas. Numa situação destas, as empresas reguladas poderão sentir-se mais incentivadas a melhorar continuamente os seus níveis de eficiência. Um mecanismo deste tipo encontra-se ilustrado na Figura 3 em que o nível correspondente ao ponto B seria necessariamente menor que o nível correspondente ao ponto A da Figura 2.

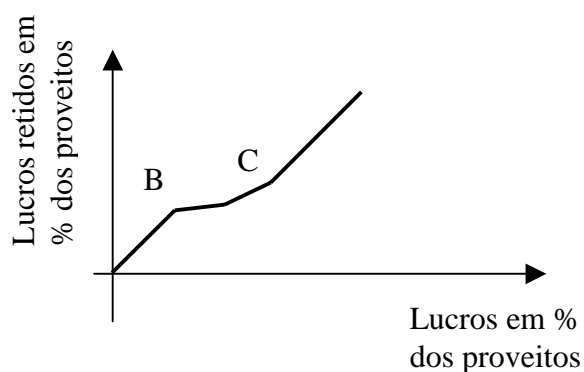


Figura 3 – Esquema alternativo de partilha de lucros.

Se se optar por um esquema deste género, a amplitude de cada escalão e a sua inclinação deverão ser calibrados de forma a não alterar o valor de lucros não partilhados existente com o esquema actualmente em vigor.

2.10. Remuneração da produção em regime especial

A metodologia baseada em custos evitados não é a mais adequada para remunerar a PRE. A remuneração da PRE deve ter como base de cálculo uma metodologia baseada em Custos Marginais de Longo Prazo onde sejam incluídos todos os critérios de optimização do sistema, nomeadamente os custos de investimento, os custos de exploração, os custos de fiabilidade e os custos ambientais. As vantagens deste tipo de abordagem reflectem-se na atractividade ou não dos locais de produção em função das necessidades reais do sistema. Os vários benefícios potenciais para o sistema eléctrico derivados desta forma de produção devem ser explicitamente incluídos no processo de planeamento. Entre os benefícios a incluir e a contabilizar explicitamente encontram-

se a redução ou diferimento de investimentos, o fornecimento de serviços de sistema, a contribuição para a melhoria da qualidade de serviço, a viabilização do funcionamento em rede isolada e a contribuição para a melhoria das condições ambientais.

Detalhes relativos a estes aspectos poderão ser consultados no relatório “Impacto da Integração de Produtores em Regime Especial no Sistema Eléctrico de Serviço Público” elaborado pela Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto a pedido da ERSE.

Neste âmbito, pode ainda ser prevista a existência de subsídios a esta forma de produção dispersa, em geral, e renovável, em particular. A este propósito convém assinalar que a energia renovável é, em geral, mais cara que a energia obtida de forma convencional. Assim, os projectos incluindo estas formas de energia poderão só ser realizáveis se existirem mecanismos que permitam compensar os custos adicionais. Nos parágrafos seguintes são referidos diversos mecanismos deste tipo agrupados em quatro grandes conjuntos: tarifas de ligação e subsídios, subsídios atribuídos por concurso, benefícios fiscais e tarifas verdes.

Tarifas de ligação e subsídios

Tarifas especiais de ligação - tarifas específicas destinadas a incentivar a ligação de fontes de produção renováveis. Em vários países estas tarifas são função da tecnologia adoptada. A título de exemplo, na Alemanha o forte crescimento do parque eólico estará relacionado com as tarifas de ligação adoptadas;

Subsídios – estes podem ser divididos em subsídios à potência instalada ou à potência produzida. Os primeiros apenas estimulam a potência colocada no sistema enquanto os segundos estimulam o aumento do consumo.

As tarifas especiais de ligação e o regime de subsídios são mais dificilmente compatíveis com um sistema de competição aberta.

Subsídios atribuídos por concurso

Este mecanismo prevê a existência de um processo competitivo de ofertas. Só as ofertas consideradas mais eficientes em termos de custo serão aceites. Este processo pode não ser totalmente transparente.

Medidas fiscais

Um exemplo deste tipo de mecanismo pode corresponder à aplicação de taxas às emissões poluentes. Neste caso a produção renovável ficaria isenta do pagamento destas taxas. Por outro lado, acções relativas à conservação de energia poderão ser também contempladas. Este mecanismo é compatível com a livre competição.

Tarifas verdes – Certificados Verdes

A implementação deste tipo de tarifas reflecte a disponibilidade de alguns consumidores em pagar tarifas mais elevadas desde que a produção seja conseguida à custa de fontes renováveis. Uma forma de estruturar esta disponibilidade consiste no recurso a certificados de energia verde (GCT – *Green Certificates Trading*). Atendendo à sua relevância e à possibilidade de integração fácil e transparente num ambiente de mercado alguns aspectos relativos aos GCT serão detalhados nos parágrafos seguintes.

Os GCT são certificados produzidos e transaccionados num sistema de mercado, e que se destinam a remunerar a produção a partir das energias renováveis representando valores que reflectam custos de produção ou investimento. O principal objectivo deste mecanismo é incentivar a penetração de energia renovável funcionando como uma medida de contabilização do grau de cumprimento das obrigações ambientais e facilitando, de forma transparente, o comércio da energia obtida a partir de fontes renováveis. Cada certificado especifica a quantidade de energia que representa, a origem do produto que deu origem ao certificado (energia ou investimento), a caracterização do tipo de produto (tipo de fonte de energia ou tipo de investimento), a data em que foi emitido, o prazo de validade do certificado e a identidade do seu detentor actual. Um certificado terá a forma de um registo electrónico presente numa base de dados centralizada e administrada pela entidade gestora do sistema de certificados. Todas as transacções serão feitas através do sistema de gestão entre os detentores dos certificados segundo regras bem definidas. Um certificado é emitido quando for criado o correspondente registo na base de dados. Novos certificados são criados por requisição do produtor e por certificação da uma entidade competente para o efeito. Um certificado é consumido quando o registo é eliminado da base de dados.

Este sistema permitirá:

- suportar financeiramente a integração de energias renováveis;
- controlar e planear a integração de energias renováveis por parte das entidades oficiais;
- envolver activamente todas as entidades do sector energético nos planos de integração de energias renováveis;
- distribuir de forma justa os encargos adicionais devidos à integração de energias renováveis;
- incentivar a oferta de produtos que permitam que o consumidor final de energia participe de forma activa no desenvolvimento de alternativas energéticas limpas.

A aquisição de GCT pode ter várias motivações, tais como:

- Voluntariedade – disponibilidade para pagar uma tarifa mais elevada para a promoção de energias renováveis suportando políticas energéticas mais ecológicas;
- Obrigatoriedade – imposição a alguns sectores da sociedade a aquisição de um nível mínimo de GCT tendo em vista a integração de energias alternativas e a promoção da eficiência energética;
- Incentivos fiscais através da redução de impostos. Com esta medida torna-se possível a participação dos consumidores domésticos na promoção de alternativas energéticas;
- Isenção eventualmente parcial do pagamento de taxas de emissão de efeito de estufa. Neste caso, a aquisição de GCT permitirá diminuir total ou parcialmente as penalizações devidas à emissão de gases poluentes. Desta forma, será possível coordenar os GCT e os mecanismos de penalização previstos pela UE para um futuro próximo.