2/14_ 39 - 47 (2011)

A electricidade verde, a remuneração razoável e a harmonização de sistemas tarifários: quem tem medo da regulação económica?

Resumo

A produção de energia eléctrica em regime especial é um bem desejado por todos, mas é também um quebra-cabeças intrincado na hora de estabelecer regimes remuneratórios justos e equitativos para as centrais de produção que utilizam estas fontes de energia sem pôr em causa a sustentabilidade do preço final pago pelos consumidores. Portugal não tem ainda um regime jurídico comum para a produção em regime especial e depara-se neste momento com um problema complicado de resolver em matéria de regulação económica: garantir a universalidade do serviço de electricidade através de tarifas eficientes e justas sem pôr em causa a remuneração dos investimentos realizados em matéria de produção de electricidade a partir de energias renováveis, que atingem hoje uma "preocupante" quota de mercado. Se a este objectivo juntarmos ainda o cumprimento das directrizes europeias sobre a matéria, e a necessidade de harmonização com Espanha no contexto do MIBEL, temos traçado o quadro genérico das variáveis da questão. As dificuldades são sobretudo de ordem política, pois tecnicamente diversas soluções estão já gizadas na experiência comparada, e juridicamente a resposta só pode ser uma: a regulação económica eficiente exige a mobilização hábil dos princípios jurídicos ajustados ao novo modelo.

1. Enunciado síntese do problema

A produção de energia eléctrica a partir de centrais que utilizam fontes de energia renovável integra a categoria jurídica da *produção em regime especial*. De acordo com o disposto nos arts. 16.º/*b*) e 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro[1], considera-se "*«produção de electricidade em regime especial»* a actividade sujeita a regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, incluindo a produção descentralizada, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção em co-geração".

Entre nós, a *disciplina legal* da actividade de produção de energia eléctrica em regime especial continua ainda a assentar, maioritariamente, sobre o regime jurídico do pequeno produtor de energia eléctrica de 1988[2] – com diversas actualizações, sobretudo as necessárias para garantir a transposição das Directivas Europeias relativas à promoção da utilização de

[1] Diploma que foi entretanto actualizado pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Julho.

[2] Situação geradora de uma complexidade excessiva e de alguma desarmonia na disciplina jurídica desta actividade, como, de resto, há algum tempo vimos sublinhando, v., o nosso, «Fontes de Energia Renovável: quadro normativo da produção de electricidade», *RevCEDOUA,* n.º 9, pp. 79 e ss (disponível *on-line,* no sítio do CEDOUA).

energia proveniente de fontes renováveis[3] –, sobre o regime legal de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes, proveniente dos anteriores centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente (o Decreto-Lei n.º 312/2001, de 12 de Dezembro, com diversas actualizações), e sobre um conjunto avulso de diplomas legais por cada tipo de fonte endógena utilizada na produção[4].

Em termos europeus, o Estado Português tem, à semelhança dos restantes, a obrigação de garantir até 2020 uma quota de pelo menos 20% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia da União e para o efeito pode lançar mão, nos termos do art. 3.º/1/3, da Directiva 2009/28/CE, de *regimes de apoio* e/ou de *medidas de cooperação* com outros Estados-Membros e com países terceiros. Neste sentido, o Governo português estabeleceu na actual ENE, nos termos do Pacote Energia-Clima 20-20-20, as seguintes metas nacionais para 2020: 60 % da electricidade produzida e 31 % do consumo de energia terão origem em fontes renováveis, a que se associa uma redução do 20% do consumo de energia final[5].

Um projecto ambicioso, que desde logo tem suscitado diversas críticas no que respeita à sua *sustentabilidade financeira,* atendendo às dificuldades gerais que todos os países sentem na hora de financiar o *sobrecusto* que a produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis representa[6]. Especialmente pelo facto de entre nós estes centros electroprodutores beneficiarem também do direito de colocar toda a energia que produzem na rede, e de terem a garantia de compra de toda a energia produzida, ou seja, de não terem de se sujeitar ao risco do mercado.

Portugal tem estimulado a implementação destas centrais através de um regime jurídico de apoios financeiros fundamentalmente baseados na subsidiação da tarifa (*feed-in-tariff / feed-in-premium*), um esquema que é depois suportado economicamente pelos consumidores através do mecanismo de *alocação do diferencial,* previsto no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio[7]. O valor do subsídio atribuído a cada central depende da tecnologia utilizada para a produção de electricidade, como resulta do disposto no anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, na sua redacção actual. Mas não só, como uma boa parte destas centrais é implantada na sequência de procedimentos concursais abertos pelo Estado, o valor do subsídio acaba por ser acordado nos contratos, embora tomando como referência os valores fixados na lei[8], e esse financiamento é assegurado por um prazo que pode oscilar entre *2 anos,* nos projectos eólicos *offshore* com utilização de plataformas flutuantes[9], e os *12 anos,* no caso das centrais eléctricas a energia solar fotovoltaica de concentração[10].

[3] Referimo-nos às Directivas n.º 2001/77/CE, n.º 2003/30/CE e n.º 2009/28/CE.

[4] Para uma síntese dos mencionados regimes v. o nosso, *Direito da Energia,* Coimbra Editora-Wolters Kluwer, 2011, pp. 99 e ss.

[5] Cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 33/2010, de 15 de Abril.

[6] Em Itália, curiosamente, aos sobrecustos económico-financeiros acrescem também *custos ambientais,* pois o Tribunal Constitucional, na sentença n.º 248/2006, considerou inconstitucional a exclusão do dever de compensação ambiental («contratação compensatória») por parte das centrais que utilizam fontes renováveis – v., por todos, Alessandro Veronese, «Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili tra misure di compensazione tipiche ed atipiche», *Rivista giuridica dell'ambiente,* 2011, pp. 80 e ss.

[7] Os sistemas de *feed-in-tariff* podem, em alternativa, fazer repercutir os sobrecustos em grupos de consumidores locais, quando se trata de produção renovável descentralizada, ou sobre grupos de contribuintes (o que acabaria por ser o caso se os governos com elevados *deficits tarifários* optassem por amortizar esses valores recorrendo a transferências do Orçamento do Estado) – Cf. Bhattacharyya, Suhbes, *Energy Economics. Concepts, Issues, Markets and Governance,* Springer, London, 2011, pp. 262 e ss.

[8] Em regra no concurso estabelece-se como de critério de selecção "eficiente" o desconto que cada concorrente se propõe oferecer ao valor de remuneração tarifária (subsidiada) estabelecido na lei. Trata-se, como a doutrina alemã destaca, de um procedimento de *alocação eficiente de recursos* – v. Ferdinand Wollenschager, *Verteilungsverfahren,* Mohr Siebeck, Tübingen, 2010.

[9] Cf. artigo único da Portaria n.º 286/2011, de 31 de Outubro.

[10] Cf. art. 1.º da Portaria n.º 1057/2010, de 15 de Outubro.

Este sistema de financiamento da produção de energia eléctrica em regime especial torna-se excessivamente oneroso para os consumidores ou, quando o Estado garante a limitação das tarifas aos consumidores domésticos, como tem acontecido entre nós com o regime jurídico do comercializador de último recurso, origina a acumulação de elevados *deficits tarifários político-sociais*[11], que depois são difíceis de recuperar através da respectiva repercussão tarifária ao longo do tempo e permitem a acumulação de avultados direitos de crédito a favor das empresas produtoras de energia eléctrica[12].

A estas ineficiências soma-se, ainda, no entender de alguns, uma distorção do mercado, pois passamos a contar com elevadas quotas de produção de energia eléctrica que são transaccionadas fora dos mercados organizados, ao abrigo de regimes de protecção económica, mas também de regras especiais em matéria de despacho que comprometem o funcionamento eficiente do sistema. Este segundo aspecto crítico começa a ser ultrapassado graças ao desenvolvimento de *redes inteligentes,* as quais permitirão agilizar o despacho em tempo quase real e de forma mais eficiente, bem como instituir alguns esquemas de armazenamento temporário[13].

2. Os sistemas de financiamento no plano europeu e em outros ordenamentos jurídicos

Compreende-se, por isso, que os reguladores e os decisores políticos tenham sentido a necessidade de estabelecer critérios de harmonização para o financiamento da produção em regime especial numa fase em que as quotas de mercado destas centrais começam a ser significativas em todos os Estados-membros da União Europeia e se prevê que venham a aumentar de acordo com os Planos de Acção Nacionais para as Energias Renováveis já apresentados por 23 Estados-membros.

A remuneração da produção em regime especial tornou-se, deste modo, uma preocupação comum a todos os Estados-membros, e também no contexto do desenvolvimento do mercado interno, o que motivou a proposta de um *sistema harmonizador europeu*[14], no qual se distinguem quatro grupos de regimes de apoio às energias renováveis. Em primeiro lugar, o regime de *tarifas de aquisição,* que consiste na estipulação de um preço específico a pagar pela electricidade aos respectivos produtores durante um determinado período de tempo, sendo os custos acrescidos repercutidos economicamente sobre os consumidores finais, o qual corresponde, no essencial, ao sistema económico de *feed-in-tariff* vigente entre nós. Em Espanha, onde também vigora um sistema próximo, não se exclui a possibilidade de os produtores em regime especial venderem a sua electricidade livremente no mercado, sendo depois compensados financeiramente através da atribuição de *"primas"* sobre o preço por kWh, conforme o estipulado no *articulo 27,* do *Real Decreto 661/2007,* de 25 de Maio, que corresponde à variação *feed-in-premium* do sistema *feed-in-tariff*.

[11] Mecanismo regulado entre nós pelo Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto. Com efeito, ao referirmo-nos ao *deficit tarifário,* reportamo-nos ao problema da limitação das tarifas por motivos de regulação social (por isso adoptamos a designação de *deficit tarifário social*) e não a *deficits tarifários técnicos,* isto é, aos pequenos desacertos de regulação económica decorrentes de oscilações de valor em elementos variáveis, originadores, em certos períodos, de custos não cobertos totalmente pelo valor arrecadado com a receita tarifária.

[12] Destaque-se, porém, e em abono da verdade, que os custos económico-sociais que grassam sobre as tarifas energéticas em Portugal não se circunscrevem ao universo da produção em regime especial, pois aí encontramos também, por exemplo, os *custos de manutenção do equilíbrio contratual,* reconhecidos às centrais convencionais por ocasião da transição para o mercado (cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia), cujo valor consubstancia mais um factor de oneração das facturas eléctricas – uma preocupação que o preambulo do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro, expressa de forma directa.

[13] Veja-se o projecto ambicioso contemplado na Comunicação da Comissão relativa às *"prioridades em infra-estruturas energéticas para 2020 e mais além Matriz para uma rede europeia integrada de energia"* – COM (2010) 677.

[14] Cf. COM (2005) 627.

Em segundo lugar, propõe-se a instituição de um *regime de certificados verdes,* nos termos do qual a energia é vendida ao preço convencional no mercado, sendo os consumidores, ou os produtores em alguns Estados-membros, obrigados a adquirir certificados verdes de acordo com uma percentagem fixa, ou quota do respectivo consumo, ou produção se o sistema vincular os produtores[15]. Trata-se de um sistema de semelhante ao que foi instituído em Inglaterra. Este sistema é acompanhado de um mercado secundário de certificados, que funcionará em termos semelhantes ao que hoje existe em Portugal em matéria de títulos de biocombustível.

Diferentemente do que acontece nos biocombustíveis, em que o "produto verde" apresente características diferentes dos combustíveis tradicionais, sendo o mercado constituído a partir de quotas mínimas de incorporação (mistura de combustíveis de origem fóssil com biocombustíveis), no caso da "electricidade verde" não existem características diferentes no produto final resultante de uma central que utiliza fontes renováveis ou outra que utiliza como fonte energética primária os combustíveis fósseis, o que significa que a certificação terá que decorrer da verificação das condições de produção e não do produto final obtido.

A terceira modalidade consiste na criação de um *regime de concursos,* em que o Estado abre concursos públicos para aquisição de energia produzida por centros que utilizem aquela tecnologia, sendo a mesma remunerada de acordo com o preço estabelecido no contrato, e os custos adicionais são neste caso repercutidos sobre o consumidor final a título de *contribuição especial*. O mesmo é dizer que se complementa o sistema de preços com um mecanismo financeiro de base tributária. Este regime existia em França e na Irlanda, mas foi substituído por um regime misto de tarifas e concursos, próximo ao que hoje existe em Portugal.

Por último, encontramos os *regimes de incentivos fiscais* (ex. regimes especiais de amortização dos equipamentos que integram as centrais de produção em regime especial ou regimes especiais de tributação do património quando os imóveis tenham instalados sistemas de produção energética com uso de recursos endógenos) e as *ajudas financeiras ao investimento,* que podem ser utilizados exclusivamente ou combinado com uma das outras modalidades. Estes incentivos são utilizados em vários Estados-membros e têm também especial popularidade em alguns Estados dos EUA.

A harmonização dos regimes de financiamento das energias renováveis é uma preocupação do legislador europeu, mas não é exclusiva deste, pois em todos os países, mesmo fora da Europa, onde existem este tipo de unidades de produção tem-se revelado fundamental criar um quadro normativo transparente e estável que oriente os investidores do sector. Percebendo-se que este é um domínio onde existem elevados custos de entrada (custos fixos de comercialização de novas tecnologias), que requerem períodos relativamente longos de amortização do investimento[16], mas este é também um domínio onde é fundamental garantir uma renovação contínua da tecnologia, devendo os Estados garantir periodicamente a entrada de novas centrais mais eficientes no *mix de geração*.

Esta segunda dimensão consubstancia, inclusive, uma das novas dimensões da socialidade ou das obrigações estaduais em matéria de garantia do bem-estar em ambiente de mercado[17], exigindo-se, por essa razão, que o regime de financiamento concebido não obsta-

[15] Sistema adoptado recentemente entre nós pelo Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de Dezembro, o qual não pode ser cumulado com qualquer outro regime de apoio à produção de energias renováveis, designadamente com as *tarifas de aquisição* (art. 9.º/3).

[16] O que justifica a celebração de contratos de aquisição de energia ou de subsidiação das tarifas por longos períodos de tempo, associados ao período de vida das instalações. Porém, o horizonte de 15 anos actualmente previsto na legislação nacional (prazo em linha com a média europeia) pode revelar-se desrazoável, como a experiência comparada vem demonstrando, se não existirem mecanismos de *redução gradual e equitativa* dos benefícios a partir de determinado período de tempo - Cf. Bhattacharyya, Suhbes, *Energy Economics…,* pp. 263.

[17] Ao estabelecer estes regimes jurídicos, o Estado actua, simultaneamente, como *regulador* da eficiência do sector e como *garantidor* do bem-estar social no novo contexto de economia social de mercado – v. Claudio Franzius, *Gewährleistung im Recht,* Mohr Siebeck, Tübingen, 2009.

culize a que esta substituição – de tecnologias obsoletas ou menos eficientes por tecnologias novas ou que se revelem mais eficientes – se faça com baixos custos de transacção. Uma solução que é possível por duas vias: se o regulador limitar as remunerações destas centrais a valores adequados; se o regulador orientar os excedentes de renda que estas unidades de produção alcançam para a investigação e a melhoria tecnológica das instalações.

Uma alternativa interessante aos actuais sistemas de *feed-in-tariff / feed-in-premium* que grassam na legislação ibérica é aquela que se encontra patente no modelo norte-americano, e que tendem a aperfeiçoar-se com a Administração *Obama,* no contexto da promoção crescente de avultados investimentos em matéria de implantação de novas centrais de produção de energia eléctrica que utilizam fontes renováveis, em especial as eólicas e fotovoltaicas. Trata-se, por exemplo, de instituir *regimes fiscais especiais* para as entidades que desenvolvem actividades económicas energívoras e valorizam a sua actividade através da instalação de centrais de produção de energia eléctrica que utilizam fontes renováveis, permitindo-lhes reduzir, substancialmente, os custos de produção.

Neste caso, para além de eventuais apoios financeiros concedidos por entidades municipais, essas empresas gozam de um *benefício fiscal na tributação do património,* uma vez que não se actualiza o valor da base tributável dos imóveis na medida da valorização decorrente daquelas benfeitorias, instrumento que usualmente surge associado a regimes especiais de amortização dos bens incorporados para a produção de energia eléctrica (regime especial de depreciação e amortização de activos). Em regra estes benefícios fiscais têm um prazo de duração de cinco anos[18], que constitui, no essencial, a *"praxe"* em matéria de prazo de protecção do risco à recuperação de investimentos em actividades energéticas naquela "comunidade jurídica"[19].

Nos Estados Unidos da Améria encontramos também um esquema de financiamento baseado no *sistema de "quotas verdes" (renewable energy standards),* em que se exige aos produtores que incorporem determinadas percentagens de energias renováveis, deixando que o preço se forme livremente no mercado. É um sistema semelhante ao dos *certificados verdes,* mas com menos regulamentação. Referimo-nos ao denominado regime de *Renewable portfolio standard,* utilizado na maioria dos Estados dos Estados Unidos da América (é uma política estadual) e que deixa completamente livre ao mercado a implantação e desenvolvimento das centrais que utilizam energias renováveis, limitando-se os reguladores a verificar o cumprimento dos *standards*.

Este sistema foi também adoptado em 2002 no Reino Unido, no País de Gales e na Escócia, e em 2005 na Irlanda do Norte, através da emissão das denominadas *renewable obrigations,* que consistem em obrigações de produção de quotas mínimas de electricidade a partir de fontes renováveis em função da totalidade de energia produzida. Uma quota que actualmente se encontra estabelecida em 15,4%, prevendo-se a manutenção deste valor até 2037. Por cada unidade de produção de electricidade verde o produtor recebe um *Renewable Obigation Certificate* (ROC), que depois transacciona no mercado, conjunta ou separadamente com a electricidade produzida, o que significa que para alguns produtores pode ser mais eficiente utilizar energias fósseis e adquirir certificados no mercado para "cumprir" a quota de energia verde exigida do que criar uma central de produção em regime especial ou mesmo adquirir energia verde. No sistema inglês admite-se ainda que o produtor possa fazer um pagamento

[18] Cf. Marata, Gerard / Soldevila Ferrer, Olegario / Dorrill, Jeff / Larkin Watkins, Erin, «Renewable Energy Incentives in the United States and Spain: Different Paths – Same Destination?», *Journal of Energy & Natural Resources Law,* 2010/28, pp. 481 e ss (493).

[19] Referimo-nos, por exemplo, ao prazo que em regra é estipulado nos *contratos de partilha para exploração do petróleo,* em que é usual as partes acordarem um período de cinco anos para que o investidor possa deduzir uma parte do petróleo extraído a título de amortização de custos *(cost oil)* antes de realizar a partilha da parte considerada lucro *(profit oil)*.

(em valor fixado pelo regulador[20]) a um fundo em vez de adquirir ROC ou produzir electricidade verde, podendo esta alternativa ser total ou parcial. Este fundo – o *Renewables Obligation Buy--Out Fund* – constitui, assim, o instrumento de financiamento da produção em regime especial.

Na prática, este sistema não incentiva substancialmente a instalação de novas centrais de produção em regime especial, e o Reino Unido tem sido acusado desse facto, ou seja, de não dispor de capacidade de geração a partir de energias renováveis em quotas significativas, mas, em contraponto, o mesmo refere que o sistema adoptado tem permitido constituir um fundo de financiamento da inovação, nos termos do qual a entrada no mercado fica reservada à tecnologia já testada, e por isso eficiente, enquanto os sistemas de *feed-in-tariff* contam hoje com pesados encargos difíceis de financiar; encargos que ameaçam mesmo impedir estes países de avançar tecnologicamente na próxima década.

Outra alternativa eficiente ao sistema *feed-in-tariff / feed-in-premium* é o *procedimento concursal para aquisição por capacidade,* que consiste na fixação pela entidade reguladora de um tecto máximo de aquisição por tecnologia, o que circunscreve a remuneração subsidiada a uma parte da produção em regime especial previamente determinada pelo poder público, normalmente a partir de um sistema de registo prévio dos produtores. Este mecanismo pode também ser associado a um esquema de remuneração por licitação, que ajuda a fixar uma *subsidiação eficiente,* uma vez que o valor decorre da licitação e não de um custo marginal previamente fixado. Contudo, o sistema de quotas de aquisição pode também conduzir a um desincentivo no investimento em inovação, pois a entrada de novos operadores, sabendo do risco que correm ao não alcançar o subsídio, dependerá sempre da expectativa de que os custos de produção fiquem abaixo dos custos marginais máximos de venda de todos os que integram o *mix,* originando, como se percebe, sérias desvantagens para as centrais que utilizam tecnologia mais dispendiosa.

Os especialistas em *regulação económica* explicam que as variáveis do risco no financiamento da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis assentam em dois modelos: modelo de preços e o modelo de quantidades. É preferível utilizar um modelo de fixação de preços subsidiados *(feed-in-tariff)* quando existe incerteza quanto aos custos marginais, e um modelo de fixação de quantidade *(aquisição por capacidade)*, quando a incerteza quanto à capacidade de produção é elevada. O contrário, a utilização de um sistema de tarifas quando a incerteza quanto à capacidade de produção é elevada, pode originar *défices excessivos de financiamento,* na medida em que o regulador projecta um valor de financiamento com base numa determinada quantidade produzida que depois é excedida, assim como a utilização de um sistema de aquisição de quantidades quando a incerteza quanto ao custo marginal é elevada faz com que ele projecte um determinado custo pela aquisição dessa energia que depois é amplamente ultrapassado.

3. As soluções equacionadas no documento apresentado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL

É neste contexto que devemos localizar e interpretar o recente trabalho elaborado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL relativo à *"harmonização regulatória da integração da produção em regime especial no MIBEL e na operação dos respectivos sistemas eléctricos"*. Trata-se, no essencial, de procurar soluções para integrar a produção em regime especial no mercado.

Aí pode ler-se que, de acordo com o sistema actual vigente em Portugal – segundo o qual o comercializador de último recurso[21] tem a obrigação de adquirir toda a energia produzida

[20] De acordo com a informação da OFGEM, o valor de cada *ROC* foi, em 2011, de £14.32.
[21] A EDP Serviço Universal, empresa a quem essa licença foi outorgada com base no disposto no art. 73.º do Decreto--Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro.

pelos comercializadores em regime especial[22], podendo depois proceder à sua venda nos termos do disposto no art. 241.º do Regulamento das Relações Comerciais[23] –, a produção a partir de fontes renováveis influencia o preço de mercado, na medida em que influencia o volume da oferta de compra por parte do comercializador de último recurso. No intuito de minorar esta ineficiência foi adoptado um sistema de venda de energia pelo comercializador de último recurso através do mercado a prazo, tendo a ERSE aprovado, para o efeito, a Directiva n.º 5/2011, de 24 de Novembro, relativa aos termos e condições de realização de leilões de colocação de PRE no mercado a prazo[24].

Em Espanha vigorava um sistema de *oferta em mercado através de representante* escolhido livremente pelos produtores em regime especial. Em regra esse representante era o gestor da rede de distribuição ao qual o centro produtor em regime especial estava ligado[25]. Com a entrada em vigor do regime de comercializador de último recurso, a referida representação passa a ficar a cargo do comercializador de último recurso (sempre que o produtor não escolha outro comercializador como representante), que para este efeito actua como *representante de último recurso*[26], cabendo à CNE o pagamento das "primas" ou bonificações.

Ora, entende o Conselho de Reguladores do MIBEL, que algumas das ineficiências apontadas à produção em regime especial – intermitência, impossibilidade de armazenamento e de gestão da oferta – estão hoje mitigadas graças a mecanismos como a gestão da procura, o armazenamento de substituição[27] e o reforço das interligações, o que permite e recomenda a reorientação do sistema de remuneração da produção em regime especial para um contexto de mercado, de forma a evitar a distorção que actualmente se regista na formação do preço horário no mercado à vista.

Afirma-se no documento que *"os impactes da PRE no mercado à vista são idênticos para Portugal e para Espanha: no caso português, a oferta de PRE é descontada à procura dirigida a mercado, pressionando o preço de encontro no sentido da sua redução; no caso de Espanha a oferta de PRE é explicitada em mercado, com preço ofertado tendencialmente nulo, pelo que o aumento desta oferta pressiona igualmente o preço de encontro no sentido da descida de preços"*[28].

Para além dos aspectos relacionados com o funcionamento dos mercados propriamente ditos, de modo a acomodar a oferta da produção em regime especial e as suas características – oferta em blocos de energia em substituição das ofertas agregadas, co-adjuvação do mercado a prazo[29], mudanças no funcionamento do mercado intradiário – o que nos interessa analisar essencialmente são os aspectos retributivos da produção em regime especial.

De acordo com o documento, a opção parece recair sobre a permanência do sistema *feed-in-tariff / feed-in-premium*[30], embora com alguma regulação, seguindo o recente exemplo espanhol, consistente na fixação de tectos máximos de subsidiação por tecnologia – tran-

[22] Cf. art. 20.º/1 do Decreto-Lei n.º 29/2006 e art. 55.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na sua redacção actualizada.
[23] Regulamento ERSE n.º 496/2011, de 19 de Agosto.
[24] O primeiro leilão teve lugar a 16 de Dezembro.
[25] Cf. art. 24.1.b) do Real Decreto 661/2007, de 25 de Maio.
[26] Cf. Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril.
[27] Categoria em que se inclui a ligação dos parques eólicos à grande hídrica através do uso de sistemas de bombagem.
[28] Cf. Documento de suporte à consulta pública, p. 26.
[29] Uma relação que entre nós se torna especialmente patente com o disposto na já mencionada Directiva ERSE 5/2011, publicada no DR, 2.ª Série, de 24 de Novembro, onde são estabelecidos os Termos e Condições de realização de Leilões de Colocação de PRE pelo Comercializador de Último Recurso. De acordo com este normativo, o comercializador de último recurso actua como vendedor da energia eléctrica em regime especial adquirida aos produtores, através da prévia constituição de blocos de energia por ele seleccionados e aprovados pelo regulador, que são depois colocados em licitação.
[30] Entre os argumentos aí esgrimidos consta o da alegada transição do sistema retributivo inglês do modelo de *ROC* para o sistema de *feed-in-tariff / feed-in-premium,* o que, todavia, como expressamente se refere no *sítio* do *Department of Energy & Climate Change* (acesso em 9.12.2011), apenas ocorrerá no domínio da pequena produção sem emissões de carbono, que incluirá apenas a eólica e fotovoltaica com uma capacidade de produção igual ou inferior a 50 kW, a minihídrica, a microgeração até 2 kW e a biogeração. No mais, a produção em regime especial continuará a ser sustentada pelo regime de *ROC*.

sição de um regime de *feed-in-tariff* para um esquema de *feed-in-premium* parcial[31], que permite remeter para o risco do mercado uma parte da produção totalmente garantida – e no estabelecimento de um *"mecanismo automático de revisão da bonificação",* que permitirá neutralizar ganhos excessivos por parte dos produtores em regime especial[32].

Com efeito, da leitura das páginas 35 e 36 do documento que serve de suporte à consulta pública depreende-se uma descrença nas potencialidades do sistema de certificados verdes, sem que, em nosso entender, fiquem suficientemente explicadas as razões que justificam essa opção de base, que se tem revelado tão prudente no sistema inglês, garantindo alguma racionalização dos investimentos.

4. Considerações finais

Desconhecendo o resultado a que se chegará, importa todavia sublinhar algumas notas importantes sobre a matéria, tendo em conta, sobretudo, a *"recomendação"* que consta do memorando de entendimento celebrado entre Portugal /UE / BCE e FMI, por ocasião do *"resgate financeiro"* ao nosso país, onde se consagra uma referência expressa à necessidade de o país reformular o sistema de remuneração da produção de energia eléctrica em regime especial de modo a torná-lo mais eficiente e mais equitativo, ou seja, reduzindo "rendas excessivas" dos produtores, que oneram desproporcionadamente os utentes.

Em primeiro lugar, saudamos a solução adoptada pelo Governo espanhol em relação à produção a partir de centrais fotovoltaicas, que *"reduziu"* o valor das *"primas"* previamente acordadas para um valor fixado anualmente pelo regulador em função da localização da instalação, segundo critérios que garantem uma *"remuneração razoável"* dos investimentos[33]. Apesar de benéfica para o sistema – consubstanciou uma medida indispensável para controlar o *deficit* tarifário que alcançava já valores muito elevados – e equitativa – pois acautelou a *"remuneração razoável"* dos investimentos, permitindo aos lesados "recorrer" sempre que conseguam demonstrar que o valor de remuneração fixado não é suficiente nem adequado para garantir a amortização e uma margem de lucro proporcional e justa – a medida foi muito contestada pelos produtores, incluindo na via judicial[34] e através do recurso à arbitragem internacional. Os investidores contestam sobretudo a "alteração do sistema de remuneração subsidiada" no decurso do prazo de 25 anos que haviam acordado com o Governo, e que constava do diploma de 2007. Uma modificação legislativa que no entendimento daqueles viola os princípios constitucionais da protecção da confiança e da proibição de retroactividade de normas legais por consubstanciar uma frustração ilegítima de expectativas fundadas no direito.

Na verdade, esta reacção dos investidores em Espanha é bem ilustrativa da dificuldade de harmonização dos regimes de contratualização de incentivos financeiros e fiscais no contexto do Estado regulador. Como já afirmámos em diversas ocasiões, na esteira, de resto, da doutrina nacional[35] e estrangeira[36], o *Estado regulador* consubstancia uma nova forma de intervenção do Estado na economia, a qual se traduz, no domínio concreto da regulação económica, como é aquele que está aqui em questão, na constrição das liberdades económicas dos agentes económicos que actuam em sectores ou actividades não concorrenciais, de

[31] Um sistema também previsto no regime legal alemão desde a criação do Registo Administrativo de Centrais – cf. § 16 a § 22 da *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009*.
[32] Na lei alemã - *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009* – este mecanismo de revisão goza de consagração no § 20, através de um sistema de regressão anual dos benefícios aplicável às centrais que entraram em funcionamento após 2010.
[33] Cf. disposición adicional primera do Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, que dá sequência à medida já antes aprovada pelo Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril.
[34] Cf, por todos, a Sentença do Tribunal Supremo 7478/2011, de 14.11.2011 (acesso em 14.12.2011).
[35] Cf., entre nós, por todos, Vital Moreira, *Auto-regulação Profissional e Administração Pública,* Almedina, Coimbra, 1997 e Leitão Marques / Vital Moreira, *A mão visível,* Almedina, Coimbra, 2003.
[36] Cf, por todos, Broemel, *Strategisches Verhalten in der Regulierung,* Mohr Siebeck, Tübingen, 2010, pp. 234 e ss.

modo a garantir que os mesmos (apenas) alcançam uma remuneração justa e equitativa, ou seja, uma remuneração idêntica à que alcançariam se actuassem em ambiente competitivo. Para tanto, o regulador limita-se a desenhar esquemas de retribuição das actividades que mimetizam os resultados de mercados eficientes[37], e que balizam as remunerações, impedindo que os agentes económicos capturem rendas pelo facto de actuarem em sectores e/ou actividades não concorrenciais. Trata-se de uma *alternativa eficiente* ao modelo de propriedade e exploração pública destas actividades, a que se soma, no modelo de regulação por agência como o nosso, a neutralização dos custos de transacção decorrentes da litigação associada à execução dos contratos administrativo.

Todavia, Constituições como a portuguesa e a espanhola, onde avultam normas de protecção das liberdades individuais e dos sujeitos jurídicos perante os poderes de ingerência das entidades públicas, e onde a liberdade empresarial aparece em regra articulada com o direito de propriedade, apresentam alguma dificuldade em acomodar de forma clara e "segura" este novo modo de intervenção do poder público, originando, em muitos casos, elevados custos de transacção aos operadores económicos do sector e um risco financeiro incomportável para os contribuintes e para as gerações futuras.

Palavras-chave: energias renováveis; tarifas subsidiadas; regulação económica; mercado eléctrico

Suzana Tavares da Silva
Professora Auxiliar da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra

[37] Sobre o sentido e alcance da regulação económica nos sectores não concorrências v., por todos, Fehling / Ruffert (Hrsg.), *Regulierungsrecht,* Mohr Siebeck, Tübingen, 2010.