

# MIBEL: o início do embuste

## Resumo

A denominada reforma do sector eléctrico – transformação de um monopólio público assente numa empresa verticalmente integrada em mercado onde concorrem empresas privadas –, imposta, em parte, pelas directrizes comunitárias e desejada, sobretudo, pelas “elites” empresariais e políticas, tem suscitado na doutrina, designadamente na doutrina jurídica e económica, sérias dúvidas. Dúvidas que sempre nos pareceram sustentadas e que os novos diplomas legislativos do sector, indirectamente, confirmam. É neste contexto de descrença, aqui caracterizado de forma breve, que nos propomos analisar o MIBEL, apurando se o mesmo constitui ou não o primeiro “nado-morto” do projecto de instituir um mercado para a electricidade.

### 1. Enquadramento da questão

O sector energético desempenha, desde há muito tempo, um papel chave nas economias nacionais, sendo por isso considerado um sector especial, excluído das regras do mercado e justificativo de um maior intervencionismo estatal, vertido na criação de empresas públicas e na planificação vinculante de empresas privadas <sup>1</sup>. Por essa razão, só na década de 90 começa a falar-se na liberalização deste sector, procurando por esta via alcançar maior concorrência e eficiência das empresas, redução de custos e melhor aproveitamento dos recursos <sup>2</sup>.

Sob a égide da sempre informada e acertada política comunitária <sup>3</sup>, Portugal iniciou, primeiramente que outros Estados membro, a operação de transformação do sector eléctrico. Na verdade, o pioneirismo português na matéria resumiu-se, essencialmente, às “declarações de intenções” vertidas nos preâmbulos dos diplomas legais, pois, as soluções normativas efectivamente adoptadas revelaram-se sempre muito modestas quando comparadas com o anunciado e, na prática, a tarefa tem sido desenvolvida de forma lenta e complexa.

O diploma que estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do sistema eléctrico nacional de acordo com o modelo liberalizado – o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro – veio a ser aprovado apenas no início do presente ano de 2006, i.e., quinze anos após o primeiro impulso legislativo neste sentido.

Como factores justificativos do atraso destacam-se, em nosso entender, a falta de coragem política em alguns momentos, o impasse na escolha da organização global para

<sup>1</sup> Juan de la Cruz Ferrer, *La Liberalización de los Servicios Públicos y el Sector Eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999, p.52.

<sup>2</sup> Juan de la Cruz Ferrer, *La Liberalización ...*, 1999, p.53

<sup>3</sup> Entre os documentos decisivos para a transformação do sector energético no contexto europeu salientamos o Livro Verde sobre Política Energética, de 1995, que abriu o debate sobre os temas e o Livro Branco sobre Política Energética, aprovado no mesmo ano de 1995, onde se fixam como principais objectivos desta política a “concorrência, a segurança de abastecimento e a protecção do meio ambiente”.

o sector – recorde-se que o sector da energia inclui, além da electricidade, o gás natural e o petróleo, existindo modelos que optam pela regulação conjunta e outros (como era o nosso) que optam pela regulação separada da electricidade – e o interesse em salvaguardar a posição e o valor empresarial da EDP na fase de transição entre modelos.

Sublinhe-se que no diploma agora aprovado se prevê um regime transitório, com soluções cujos efeitos certamente irão durar mais do que a transitoriedade do referido regime (referimo-nos à manutenção do equilíbrio contratual dos contratos de aquisição de energia), o que nos obriga a concluir que algo não está bem e a investigar, com recurso à experiência comparada, os factores que contribuem para o actual estado de coisas.

O MIBEL, pretendendo ser um mercado regional instituído numa fase de transição para o mercado europeu, constitui, assim, um excelente laboratório para a nossa pesquisa.

## **2. Evolução legislativa do sector eléctrico em Portugal na contextualização do surgimento do MIBEL**

Antes de analisarmos o MIBEL, afigura-se-nos útil à clarificação do discurso traçar, de forma breve e sucinta, a evolução legislativa do sector <sup>4</sup> desde que se iniciou o respectivo processo de liberalização das actividades e de privatização da EDP.

No contexto europeu, foi a Directiva 96/92, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro de 1996, que deu o passo decisivo para a liberalização do sector. Por via da sua transposição, os Estados abandonaram o intervencionismo, substituindo-o por novas formas de actuação garantidoras da regularidade no fornecimento e da preservação do meio ambiente num contexto de mercado pretensamente competitivo e eficiente.

No plano nacional, a evolução até à implementação do referido modelo liberalizado foi longa e penosa. Até 1975, na vigência da Lei n.º 2002, de 1944 (Electrificação do País), vigorava um conjunto de concessões privadas referentes à produção e transporte da electricidade (estas tarefas surgiam no quadro das atribuições do Estado), cabendo a sua distribuição aos Municípios. Nesta altura, a regulação do sector era assegurada pelo departamento ministerial competente.

Em 1975, o Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de Abril, nacionalizou várias daquelas empresas que depois reestruturou numa única à qual foram atribuídos direitos exclusivos no sector. A empresa que resultou desta transformação foi a Electricidade de Portugal EDP – Empresa Pública, criada em 1976, pelo Decreto-Lei n.º 502/76, de 30 de Junho. Passou então a existir uma reserva legal da indústria para o sector público. Estava assim criado o modelo de monopólio público entregue a uma empresa verticalmente integrada.

Em 1988, dá-se a abertura do sector eléctrico à iniciativa privada, com a publicação da revisão da lei de delimitação de sectores (Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de Dezembro), a qual põe fim ao exclusivo público do serviço de produção, transporte e distribuição. Segue-se, em 1991, a transformação da EDP em sociedade de capitais públicos, realizada pelo Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro, que passa a adoptar a designação de Electricidade de Portugal

<sup>4</sup> Sobre a organização do sector eléctrico em Portugal Vide VITAL MOREIRA, *Requiem pelo serviço público? – Mercado e regulação no sector eléctrico*, apontamento policopiados, IV Colóquio Luso-Espanhol de Direito Administrativo, Coimbra, 7 de Abril de 2000.

S.A. (de ora em diante designada abreviadamente EDP). Este modelo de reestruturação da EDP determinou a sua desintegração vertical, dando origem a empresas vocacionadas exclusivamente a uma das actividades de produção, transporte ou distribuição. Estava iniciado o processo que poria termo ao monopólio público do sector eléctrico.

Apesar de 1991 poder ser designado como o marco legislativo do início da transformação do sector, só em 1995, com a aprovação da nova organização do sector eléctrico – o “pacote legislativo de 95”<sup>5</sup> do qual se destaca o Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho –, se consagra verdadeiramente um novo modelo. Este modelo previa a coexistência de dois subsistemas dentro do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ambos com características vinicamente diferentes: (1) o Sistema Eléctrico do Serviço Público (SEP) onde se integrava a concessionária da gestão da rede – a Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) e (2) o Sistema Eléctrico Independente (SEI), organizado segundo uma lógica de mercado, onde se integrava o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV), correspondente às entidades titulares de uma licença não vinculada de produção ou de distribuição de energia eléctrica em média e alta tensão, cujas actividades se regiam por regras de mercado.

De referir que a regulamentação da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável (FER) que entre nós segue o regime jurídico do pequeno produtor de energia eléctrica, foi também modificado no âmbito do “pacote legislativo 95”, estabelecendo-se um regime jurídico que se mantém, com uma ou outra alteração, ainda em vigor<sup>6</sup>.

Em 1997, na sequência da aprovação da já mencionada Directiva Europeia n.º 96/92, foram introduzidas algumas alterações ao pacote legislativo de 1995<sup>7</sup>, que coincidiram com o início do processo de privatização da EDP<sup>8</sup>. A empresa deixou de ser de capitais públicos para passar a integrar o sector económico privado.

A regulação do sector, inicialmente a cargo da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico<sup>9</sup>, foi, em 2001, cometida à Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE)<sup>10</sup>.

<sup>5</sup> O pacote legislativo de 95 incluía os seguintes diplomas: o Decreto-Lei n.º 182/95 (bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional); o Decreto-Lei n.º 183/95 (regime jurídico do exercício da actividade de produção de energia eléctrica); o Decreto-Lei n.º 184/95 (regime jurídico do exercício da actividade de distribuição de energia eléctrica); o Decreto-Lei n.º 185/95 (regime jurídico do exercício da actividade de transporte de energia eléctrica); o Decreto-Lei n.º 186/95 (regime jurídico do exercício da cogeração – produção e consumo combinados de energia eléctrica e energia térmica); o Decreto-Lei n.º 187/95 (criação da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico) e o Decreto-Lei n.º 188/95 (constituição, organização e funcionamento da Entidade de Planeamento do Sistema Electroprodutor), todos de 27 de Julho.

<sup>6</sup> A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável (FER) está disciplinada no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com as actualizações introduzidas pelos Decretos-Lei n.º 313/95, de 24/11, n.º 168/99, de 18/5, n.º 312/2001, de 10/12, n.º 339-C/2001, de 29/12 e n.º 33-A/2005, de 16/2. Sobre a produção de energia eléctrica a partir de FER em Portugal vide SUZANA TAVARES DA SILVA, “Fontes de energia renovável: quadro normativo da produção de electricidade”, RevCED<sup>Ö</sup>UA 1.02, p. 79-96.

<sup>7</sup> O Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.

<sup>8</sup> A transformação da EDP teve início com o Decreto-Lei n.º 7/91, de 8 de Janeiro, que transformou a empresa pública em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos. Seguiram-se, nos termos do processo previsto na Lei-quadro das reprivatizações (Lei n.º 11/90, de 5 de Abril), 4 fases de reprivatização do capital da empresa, tendo o Estado, nesta quarta fase, perdido a maioria do capital.

<sup>9</sup> A Entidade Reguladora do Sector Eléctrico foi criada em 1995, pelo Decreto-lei n.º 187/95, de 27 de Julho e os respectivos estatutos foram aprovados pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.

<sup>10</sup> A Entidade Reguladora do Sector Energético (autoridade reguladora dos sectores do gás natural e da electricidade) resultou da transformação da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, que foi aprovada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 200/2002, de 25 de Setembro.



Desde 1995 até à aprovação do regime jurídico actualmente em vigor, vertido no Decreto-Lei n.º 29/2006, as alterações legislativa foram, fundamentalmente, de âmbito pontual, para solucionar questões concretas e sem assinaláveis preocupações de garantir a coerência sistémica.

Das modificações introduzidas nesse período destacamos, em matéria de *produção*, o facto de os terrenos afectos a centros electroprodutores terem passado da reserva de titularidade definida em 1995 a favor da entidade concessionária da RNT, para a possibilidade de aquisição pelos titulares de licenças de produção vinculada (em 2000), terminando com a obrigatoriedade de transmissão desses terrenos (à excepção dos que integravam o domínio público hídrico) para os titulares das licenças <sup>11</sup> e, ainda, o estabelecimento dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) na sequência da extinção dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE) <sup>12</sup>.

Quanto à *distribuição de energia eléctrica em baixa tensão*, assente em concessões municipais desde a aprovação do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, as modificações operadas no alargamento da qualidade de cliente elegível a todos os consumidores acabaram por ditar as opções vertidas no regime transitório agora aprovado: a actividade continua na titularidade das actuais concessionárias, impondo-se a modificação dos contratos <sup>13</sup> (nos termos a estabelecer em legislação complementar) de forma a excluir do seu âmbito a comercialização em exclusivo de energia eléctrica <sup>14</sup>, embora se atribua transitoriamente aos concessionários a qualidade de comercializador de último recurso, enquanto durar o correspondente contrato de concessão.

As alterações mais relevantes resultaram do regime transitório criado com o intuito de aproximar progressivamente o modelo legislativo português ao modelo espanhol, tendo

<sup>11</sup> Referimo-nos, em primeiro lugar, à alteração do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Junho, pelo Decreto-Lei n.º 198/2000, de 24 de Agosto, que previa a possibilidade de o titular da licença de produção vinculada adquirir a propriedade (ou a sua posse no caso de bens do domínio público ou privado da Administração Pública) dos terrenos onde estão implantados os centros electroprodutores, desde que, e em simultâneo, solicitasse a emissão de uma licença de produção não vinculada, para o mesmo local, nos casos em que não estivéssemos perante uma situação de falta de acordo na prorrogação do prazo e a RNT não quisesse exercer o direito de reserva sobre o sítio (tendo agora, para fazer a reserva, de justificar a necessidade de utilização da capacidade nele instalada para o SEP, segundo o plano de expansão em vigor).

Seguiu-se, na esteira da nova organização do sector traçada pelo Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, no contexto do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), a aprovação do Decreto-Lei n.º 198/2003, que estabeleceu as condições para a transferência da propriedade e posse dos terrenos da entidade concessionária da RNT afectos aos centros electroprodutores que abastecem o SEP. O método e os critérios de fixação do valor da aquisição (ou do arrendamento) dos terrenos referidos nos números anteriores foram determinados pela Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro de 2004.

<sup>12</sup> A cessação dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE), determinada pelo art. 13º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, tinha por base regras de carácter transitório, tendo em vista a implementação do MIBEL. A cessação dos CAE implicava a adopção de medidas indemnizatórias, as quais foram denominadas como custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e o respectivo regime jurídico disciplinado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, no uso da autorização legislativa concedida pela Lei n.º 52/2004, de 29 de Outubro.

<sup>13</sup> Os contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT, inicialmente celebrados de acordo com o contrato tipo previsto na Portaria n.º 148/84, de 15 de Março, foram entretanto renovados (uma vez que os anteriores haviam atingido o seu termo) de acordo com contrato tipo previsto na Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio.

<sup>14</sup> A liberalização do fornecimento/comercialização de energia eléctrica foi sendo gradualmente implementada. Primeiro pelo Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro que atribui a qualidade de consumidores elegíveis a todos os consumidores de energia eléctrica, com excepção dos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão normal (BTN) – art. 2º. Por último, pelo Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, que estendeu a qualidade de consumidores elegíveis a todos os consumidores de energia eléctrica em BTN.

em vista a implementação do MIBEL. Referimo-nos ao Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, que definia as condições de exercício, em regime de mercado, das actividades de comercialização e de importação e exportação de energia eléctrica e ao Decreto-Lei n.º 185/2003, da mesma data, que aprovou um conjunto de regras de carácter transitório para permitir a constituição de um mercado livre e concorrencial no sector, também com vista à entrada em funcionamento do MIBEL.

Sublinhe-se, que do disposto nestes dois diplomas poucas ou nenhuma das “novas regras” para o funcionamento do sector chegaram efectivamente a produzir efeitos, tendo apenas sido aplicadas as referentes ao funcionamento transitório (art. 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003). O mesmo é dizer que durante todo este período não se sentiram alterações relevantes na organização e funcionamento do sector.

O novo regime jurídico, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, pretende, agora de uma forma coerente e sistemática, estabelecer, finalmente, entre nós, um sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas em regime de concessões de serviço público.

Este diploma não contempla regras específicas sobre o “modelo de mercado organizado” a adoptar (mercado *spot* – diário, intradiário – ou mercado a prazo), limitando-se a referir que o exercício da actividade de comercialização pode ser realizada através da “celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados” e que o exercício da actividade de gestão de mercados organizados é livre, dependendo apenas de autorização, nos termos a estabelecer em legislação complementar (art. 42.º/2, art. 44.º/1 e art. 50.º).

O modelo agora aprovado transpõe para a ordem jurídica portuguesa as orientações da Directiva 2003/54/CE<sup>15</sup>. Entre as indicações da nova Directiva Comunitária destacamos: 1) o aprofundamento das regras da concorrência e da liberalização do mercado assente, entre outros elementos, na criação de estruturas independentes de gestão entre os operadores da rede de distribuição, os operadores da rede de transporte e as empresas de produção/fornecimento (§2º do ponto 8); 2) a extensão a todos os clientes de electricidade da possibilidade de escolha do respectivo fornecedor (ponto 20); 3) a possibilidade de designação de um fornecedor de último recurso (ponto 27); 4) a necessidade de separação (no plano da organização e da tomada de decisão) do operador da rede de distribuição relativamente às restantes actividades, quando o mesmo fizer parte de uma empresa verticalmente integrada (artigo 15.º/2).

A real introdução de concorrência no sector, móbil da respectiva liberalização, dependerá, porém, entre outros aspectos, da efectiva cessação dos contratos de aquisição de energia eléctrica, celebrados entre o Estado e a EDP e da implementação de condições que tornem o investimento no sector, designadamente na área da produção, uma actividade rentável<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> A Directiva 2003/54/CE do Parlamento e do Conselho, de 26 de Junho de 2003 (publicada no JO L176/37, de 15 de Julho de 2003), revogou a Directiva 96/92/CE.

<sup>16</sup> As centrais de produção de energia eléctrica implicam, qualquer que seja o tipo de matéria-prima utilizada, avultados investimentos em custos fixos, cuja amortização apenas é possível ao fim de vários anos de laboração. Assim, dificilmente podemos conceber investimentos, ou mesmo obtenção de crédito para a respectiva realização, sem que estejam asseguradas algumas condições mínimas para a respectiva recuperação, designadamente, condições contratualmente estabelecidas relativas ao volume e preço de venda da energia produzida. Neste sentido, STEVE THOMAS, “Electricity liberalisation: The beginning of the end”, September, 2004, [www.psiu.org](http://www.psiu.org).

### 3. Evolução do modelo espanhol e o enquadramento do MIBEL

O modelo adoptado entre nós a propósito da futura criação do MIBEL aproxima-se do modelo instituído em Espanha pela *Ley del Sector Eléctrico de 1997 (LSE)*, razão pela qual nos parece importante descrever, em linhas breves, a respectiva estrutura.

Na vigência da anterior *Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional de 1994 (LOSEN)*, que institui o *modelo de regulación*, a instalação de novos centros de produção de energia eléctrica dependia de um *concurso*. As entidades produtoras interessadas concorriam para a obtenção da autorização, a qual era adjudicada segundo critérios que atendiam à qualificação técnica dos concorrentes, à contribuição para a diversificação das fontes primárias utilizadas e aos impactes ambientais produzidos pelas centrais. Esta submissão a concurso dos produtores resultava da inexistência de uma plena liberalização do mercado, já que o sistema assentava num plano conjunto das actividades (de produção, transporte e distribuição), coordenado por uma única entidade, a qual procurava assegurar também a *integración económica* do novo produtor. No fundo, garantia-se a existência de procura para o aumento da oferta resultante da entrada no mercado da energia produzida.

Com a entrada em vigor da LSE passou a vigorar um *principio de libertad de establecimiento e prestación de servicios en materia de producción de energía eléctrica*. Apesar do referido princípio constituir a base do novo sistema, a liberdade de instalação de novos centros produtores continua, em boa verdade, limitada, quer pela necessidade de obtenção das competentes autorizações, quer pelo cumprimento das directivas básicas da entidade reguladora e responsável pela planificação. O que significa, portanto, em traços gerais, que da constituição de um novo centro electroprodutor em Espanha, as restrições à liberdade, essencialmente, de questões de ordem técnica e não económica. A implantação do novo centro pode ser autorizada mesmo quando não há a certeza de que venha a existir comprador para a energia produzida.

O novo modelo prossegue, assim, a consagração da *concorrência entre os produtores*<sup>17</sup>, pois é ao nível da produção que se situam os custos mais elevados com o fornecimento de energia eléctrica. O sistema assenta depois num *mercado de compra e venda de energía eléctrica* (mercado diário, mercado de serviços complementares e o mercado intradiário), no âmbito do qual assumem relevo os contratos sobre a electricidade, particularmente por reduzirem, como salientaremos em seguida, uma parte dos riscos emergentes da liberalização<sup>18</sup>.

A breve caracterização do modelo espanhol permite-nos compreender que desde 1997 que o mesmo se estrutura de acordo com as directrizes comunitárias em matéria de introdução de concorrência no sector. Na verdade, a transposição do direito comunitário nesta matéria tem sido feita a ritmos muito diferentes pelos diversos países – possibilidade que,

<sup>17</sup> Saliente-se que em Espanha foi criado um Registo Administrativo de Instalações de Produção de Energia Eléctrica.

<sup>18</sup> Sobre o sector eléctrico espanhol *vide*, por todos, JUAN DE LA CRUZ FERRER, *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999, ARIÑO ORTIZ, *Principios de Derecho Público Económico*, Comares, Granada, 2004, p. 717ss. e ARIÑO ORTIZ e LÓPEZ DE CASTRO, *El sistema eléctrico español regulación y competencia*, Editorial Montecorvo, S.A., Madrid, 1998.

de resto, foi concedida pelo próprio legislador comunitário, tendo em consideração as diferenças entre os vários modelos nacionais e a função estratégica que o sector representa –, podendo afirmar-se a este propósito que a Espanha integra, a par com a Alemanha e a Inglaterra <sup>19</sup>, o “pelotão da frente” em termos de modelo legalmente instituído, pese embora as críticas que na prática têm sido suscitadas quanto à respectiva aplicação e efeitos práticos <sup>20</sup>. Na verdade a doutrina vem salientando o facto de se tratar a electricidade como um produto semelhante a outros sem atender às suas especificidades (necessidade de concorrência de um conjunto diverso de factores – operação em tempo real, acerto entre oferta e procura, etc. –, de uma vasta gama de matérias primas energéticas – carvão, fuel, gás, urânio – e de energias primárias – vento, água, luz), criando ficticiamente um mercado que dificilmente pode subsistir num regime liberalizado. A intervenção do Estado é apontada como necessária para garantir a segurança no abastecimento – sem a “tutela pública” é provável o desinvestimento nas unidades de produção menos rentáveis e nas infra-estruturas, aumentando o risco de *blackout* <sup>21</sup> –, as obrigações de serviço público (preços acessíveis, universalidade do fornecimento), a transparência dos preços e até mesmo a saúde económica das empresas – de que os custos de transição para a concorrência são um exemplo claro <sup>22</sup>.

#### 4. A arquitectura do MIBEL

O MIBEL resulta de um acordo celebrado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, em Janeiro de 2004 <sup>23</sup>. É intenção das partes constituir entre si um mercado único da electricidade, no qual todos os agentes terão igualdade de direitos e de obrigações, nos termos da legislação a desenvolver pelos dois Estados.

<sup>19</sup> O modelo alemão, que assentava igualmente num modelo de monopólio baseado numa empresa verticalmente integrada, transitou, por força das directrizes comunitárias, para um sistema de organização de mercado no qual se verifica, porém, um défice de concorrência. Sobre esta questão vide, por todos, JENS-PETER SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1999, p.441ss e sobre a organização actual do sector eléctrico alemão vide, por todos, SCHNEIDER/THEOBALD, *Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft*, Beck, München, 2003. O modelo inglês, baseado actualmente na *Electricity Act* de 2003, iniciou o processo de liberalização com a publicação da *Electricity Act* de 1989, que impôs, pela primeira vez, a separação de actividades. Sublinhe-se que a Inglaterra passou também de um sistema de empresa pública verticalmente integrada (*Central Electricity Generating Board*) para um sistema de iniciativa privada em ambiente de concorrência, baseado num mecanismo de contratação multilateral (o *pool*) sem recurso a instrumentos graduais de transição. Esta modificação, inserida no âmbito da política de privatizações dos monopólios públicos, operado no segundo período do governo Thatcher, surge na sequência da privatização da British Telecom e da British Gás. A implementação do novo modelo baseado exclusivamente no *pool* foi posteriormente modificado com a introdução dos contratos bilaterais. Sobre a transição no modelo britânico vide, JUAN DE LA CRUZ FERRER, *La liberalización de los servicios públicos y el sector eléctrico*, Marcial Pons, Madrid, 1999, p. 186-196, JENS-PETER SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1999, p.143ss e AILEEN MCHARG, «Reshaping the Electricity Generation Market in England and Wales», *Utilities Law Review*, 10, 1999, p. 34-44.

<sup>20</sup> Sobre as críticas à experiência liberalizadora em Espanha vide, por todos, JORGE FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad – Liberalización o regulación?*, Marcial Pons, Madrid, 2004.

<sup>21</sup> Neste sentido, STEVE THOMAS, “Electricity liberalisation: The beginning of the end”, September, 2004, [www.psisu.org](http://www.psisu.org) e JORGE FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004.

<sup>22</sup> Cf. JORGE FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004, p. 395ss.

<sup>23</sup> O acordo para a constituição do MIBEL foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º33-A/2004 e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, ambos publicados em 20 de Abril de 2004.

As regras consagradas no acordo que institui o MIBEL contemplam a distinção entre os *produtores* – “pessoas singulares ou colectiva cuja função é produzir energia eléctrica, bem como construir, operar e manter as centrais de produção” –, os *operadores de mercado* e os *operadores dos sistemas*, os *transportadores* – “sociedades comerciais cuja função é transportar energia eléctrica, bem como construir, operar e manter as centrais de produção” –, os *distribuidores* – “sociedades comerciais que têm a função de distribuir energia eléctrica, bem como construir, manter e operar as instalações de distribuição destinadas a colocar a energia nos pontos de consumo e proceder à sua venda aos consumidores finais que adquirem a energia eléctrica por tarifa ou a outros distribuidores que também adquirem a energia eléctrica por tarifa” – e os *comercializadores* – “pessoas colectivas que, acedendo às redes de transporte e distribuição, têm como função a venda de energia eléctrica aos consumidores finais”<sup>24</sup>.

No âmbito da actuação das referidas entidades – o qual, de resto, é conforme ao disposto na Directiva 2003/54/CE e no Decreto-lei n.º 29/2006 – destacam-se as modalidades de contratação de energia, que podem ser realizadas segundo: 1) *mercado spot* (diário e intradiário) semelhante ao modelo espanhol; 2) *mercado a prazo*, baseado na celebração de contratos a prazo, numa primeira fase, com liquidação física da energia contratada à data de vencimento, e, numa segunda fase, com liquidação puramente financeira; 3) *contratos bilaterais* de entrega de energia eléctrica entre produtores, comercializadores e clientes finais, com um prazo mínimo de um ano.

## 5. A economia do sector eléctrico

Para compreendermos correctamente as bondades e as maldades dos diferentes modelos de mercado para a energia eléctrica é importante compreender as equações económicas em que o mesmo assenta<sup>25</sup>. É o que procuraremos esclarecer em seguida.

O mercado eléctrico, à semelhança de outros mercados, assenta numa relação entre procura e oferta, no caso, de energia eléctrica.

A procura de energia eléctrica compreende grandes oscilações, não apenas entre épocas de maior e menor consumo, como ainda durante as diversas fases do dia. Com base nesta oscilação, distingue-se entre as *horas de vazio*, horas em que o consumo é mais baixo, e *horas de cheio*, horas em que o consumo é elevado.

Assim, a oferta, assente no pressuposto fundamental que se trata de um bem que, por razões técnicas, apenas é possível armazenar em quantidades insignificantes<sup>26</sup>, tem de se adaptar às exigências da procura. Isto significa que a *capacidade de geração instalada* tem de ser dimensionada de forma a, pelo menos, ser suficiente para satisfazer as necessida-

<sup>24</sup> Além dos consumidores finais – “pessoas singulares ou colectivas que compram energia para seu próprio consumo” – e outras entidades do sistema.

<sup>25</sup> Para uma visão completa e detalhada dos problemas vide, por todos, SALVATORE LANZA/FRANCESCO SILVA, *I servizi pubblici in Italia: il settore elettrico*, il Mulino, Bologna, 2006.

<sup>26</sup> O armazenamento de energia eléctrica produzida faz-se em baterias e em quantidades, quase insignificantes, cuja finalidade é apenas a de garantir o funcionamento do sistema, ou seja, de garantir a energia necessária para que os geradores possam dar respostas às flutuações da procura (reserva rodante) ou a aumentos permanentes da procura e a falhas do gerador (reserva fria). Sobre estes conceitos vide, por todos, JORGE FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004, p. 151-153.

des decorrentes da procura nos seus pontos máximos. Porém, das oscilações da procura resulta igualmente que durante importantes períodos de tempo uma parte da capacidade de geração instalada fica inactiva. Quanto maiores forem estes períodos de tempo menos eficiente será o sistema.

### 5.1. O princípio da eficiência

O princípio da eficiência tem por base a “análise económica do direito” (*ökonomische Analyse des Recht*) e consiste, essencialmente, em aportar uma orientação de resultado à construção das soluções jurídicas, obrigando-as a coadunarem-se com modelos de comportamento experimentados nas ciências sociais <sup>27</sup>.

Trata-se, no fundo, de um critério de decisão que, norteado por objectivos de optimização de resultados, pretende auxiliar na construção ou revelação de soluções jurídicas que consubstanciem um compromisso reflectido entre a liberdade individual defendida pelo direito e a promoção do bem comum enquanto tarefa estadual paternalista <sup>28</sup>.

Aplicado ao sector energético, o princípio da eficiência traduz a necessidade de solucionar de acordo com os parâmetros e objectivos antes enunciados alguns problemas concretos, dos quais destacamos três: 1) a *determinação do preço da electricidade fornecida*; 2) a *sustentabilidade económica e ambiental das fontes de produção*; 3) a *gestão da rede*. Expliquemos, sucintamente, os pressupostos em cada assenta cada uma das questões.

#### 5.1.1. A determinação do preço

A resposta à primeira questão – *determinação do preço da electricidade fornecida* – depende da conjugação de vários factores: custos fixos e custos variáveis, risco público e risco privado e custos administrativos e custos de geração.

Na verdade, vimos que a energia eléctrica é um bem que não pode ser armazenado em quantidades expressivas, o que significa que a geração de electricidade tem de adequar-se, em cada período de tempo, à respectiva procura. Vimos também que a capacidade de geração instalada tem de ser suficiente para fazer face à procura máxima. Significa, portanto, que os custos fixos (instalação e manutenção de centrais produtoras) são os mesmos quer se trate de um período de grande procura, quer se trate de um período de menor procura. Já os custos variáveis (bens consumíveis utilizados na produção de energia eléctrica ex. fuel ou o gás natural), como o próprio nome indica, variam consoante a menor ou maior produção de electricidade.

Por outro lado, o preço de venda da electricidade deve também ser suficiente para cobrir os riscos privados emergentes do esforço de investimento privado na construção das centrais de produção e o risco público que se traduz na necessidade de assegurar o fornecimento universal do serviço.

Assim se explica que um dos domínios de eleição na regulação no sector eléctrico seja, precisamente, a *regulação do preço*. O objectivo é encontrar um valor que cubra os riscos

<sup>27</sup> Sobre o sentido e alcance do princípio da eficiência vide, por todos, HORST EIDENMÜLLER, *Effizienz als Rechtsprinzip*, 3.<sup>a</sup> ed., Mohr Siebeck, Tübingen, 2005.

<sup>28</sup> Sobre a emergência actual de um “Estado paternalista” vide “The state is looking after you – soft paternalism” e “The avuncular state” in, *The Economist*, April 8th, 2006, p. 15.

privados e público, assegure a atratividade do investimento no sector e dê cumprimento às obrigações de serviço público, designadamente, a universalidade no acesso ao bem. Trata-se, no fundo, de um valor fixado entre as regras de direito privado ditadas pelo mercado e as imposições de direito público <sup>29</sup>. O carácter essencial do bem impede que na passagem do modelo monopolista público – onde o preço era fixado administrativamente, correspondendo, na realidade a uma tarifa –, para o modelo liberalizado, privatizado e concorrencial, a fixação do preço da electricidade venha a ser ditada por oscilações correspondentes à elasticidade da procura (sistema de preço real) ou exclusivamente pelas regras do funcionamento do mercado (*preço spot*).

Entre as várias propostas, destaca-se o sistema de *price cap*, que consiste na fixação de um limite superior do preço por referência a uma unidade fixa (ex. €/KW), tendo como base a remuneração da capacidade instalada. O sistema de *price cap* pretende constituir-se como um modelo situado entre os dois extremos: a tarifa e o *preço spot* da electricidade. Trata-se de um mecanismo público de interferência no mercado.

Outro dos mecanismos encontrados para minorar os riscos da liberalização, agora de cariz privado, consiste na celebração de *contratos a prazo* entre produtores e comercializadores ou clientes finais. Os contratos de compra e venda de energia eléctrica não são verdadeiros contratos de transmissão de bens, mas antes uma forma de assegurar o valor económico das transacções. Trata-se, quase sempre, de um instrumento financeiro que visa garantir o risco do preço da electricidade no mercado <sup>30</sup>.

A doutrina identifica duas subespécies destes contratos: os contratos diferenciais ou «a duas vias» e os contratos a diferença ou «a uma via».

No primeiro tipo, produtor e adquirente fixam um valor para a venda de electricidade num determinado período, o preço de venda da electricidade a prazo (*preço strike*) com referência ao que esperam que venha a ser o preço de mercado (*preço spot*). Caso, no prazo fixado, o preço de venda estipulado pelo contrato seja superior ao preço de mercado, o adquirente paga essa diferença ao produtor. Já se o preço de mercado for superior ao preço fixado no contrato, é o produtor quem pagará a diferença ao adquirente.

Nos contratos «a uma via», uma parte do risco é cedida por um sujeito a outro contra o pagamento de um prémio. O contrato será de tipo *call* quando o adquirente tenha o direito à diferença positiva entre o *preço spot* e o *preço strike*, não se reconhecendo ao produtor o direito à diferença negativa. Será de tipo *put* quando apenas caiba ao produtor o direito a receber a diferença positiva entre o *preço strike* e o *preço spot*.

A solução privada com base na celebração de contratos a prazo tem a vantagem de ser mais flexível que a solução pública resultante da regulação. Ao passo que o *price cap* fixado se aplica de forma igual a todos os produtores, podendo para alguns ser superior ao custo marginal de produção <sup>31</sup> e para outros inferior, no contrato a prazo, a fixação do preço (*preço strike*) é formulada pelas partes (produtores e comercializadores ou clientes

<sup>29</sup> Sobre este ponto vide, por todos, GABRIELE BRABAND, *Strompreise zwischen Privatautonomie und staatlicher Kontrolle*, Beck, München, 2003.

<sup>30</sup> Cf. SALVATORE LANZA/FRANCESCO SILVA, *I servizi pubblici in Itália, ob. cit.*, 2006, p. 62. e Hack, *Energie - contracting*, Beck, München, 2003.

<sup>31</sup> O *custo marginal de produção* é o custo que o conjunto das unidades de produção suporta para produzir uma unidade adicional de potência. Este valor é utilizado como referência para otimizar os *mix de produção*.

finalis) que o podem adaptar melhor às suas condições específicas, designadamente, aos seus custos marginais de operação. Os modelos adoptados optam, em regra, por conjugar as duas soluções.

#### 5.1.2. A sustentabilidade económica e ambiental das fontes de produção

A segunda grande questão que devemos ter em consideração na escolha e crítica do modelo de organização do sector eléctrico prende-se com a sustentabilidade das fontes de produção. A *sustentabilidade económica* que nos conduz à discussão entre planificação e livre concorrência e a *sustentabilidade ambiental* que remete para a discussão do papel das FER.

Quanto ao primeiro ponto – *sustentabilidade económica* – cabe recordar, mais uma vez, que a electricidade não é um bem armazenável e que a capacidade de geração instalada deve ser suficiente para assegurar o fornecimento nas horas de pico da procura. Apesar de a electricidade ser um bem homogêneo, as fontes de produção não são substituíveis entre si.

De facto, a economia do sector eléctrico baseia-se num sistema de *mix de fontes de geração* capaz de garantir a minimização dos custos totais da produção, i.e., a combinação ideal entre *custos fixos* (custos de construção das centrais, também denominados *strained costs*)<sup>32</sup> e *custos variáveis* (custos de matéria prima utilizada na produção de electricidade). O *mix de fontes de geração* constitui não apenas um instrumento económico, mas também um instrumento de segurança do sector eléctrico. A diversidade das fontes de geração constitui, pois, um elemento de segurança e garantia do aprovisionamento eléctrico. Assim se justifica que muitos sistemas liberalizados optem pela sua regulação através de sistemas de planificação das fontes de geração, cuja execução é garantida através da exigência de controlo administrativo (licenciamento) prévio na instalação de novas unidades de produção<sup>33</sup>.

Com base no critério dos custos, as unidades de produção podem ser agrupadas em três tipos: 1) as *unidades de base*, caracterizadas por custos fixos elevados e custos variáveis baixos, onde se incluem as centrais nucleares, as centrais termoelectricas tradicionais

<sup>32</sup> O reconhecimento da importância destes custos e do peso que a respectiva amortização representa sobre as empresas justificou o reconhecimento às empresas tradicionais – as que resultaram da transformação e desmembramento das empresas monopolistas verticalmente integradas –, mesmo após a respectiva privatização, de uma compensação. Esta compensação, denominada *custos de transição para a concorrência (CTC)* – entre nós, custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro – foi adoptada em quase todos os países da UE em que se observou uma passagem de uma empresa monopolista verticalmente integrada para uma solução de mercado ou quase-mercado. As dúvidas quanto à respectiva compatibilidade com os princípios e as regras de direito da concorrência foram esclarecidas pela Comissão Europeia que as considerou conformes aos parâmetros e exigências comunitárias, por representarem não um subsídio, mas antes uma compensação pelos elevados custos fixos ainda não amortizados. Recorde-se que em todos os ordenamentos jurídicos estes custos são repercutidos na tarifa e, em última instância, suportados pelo consumidor final. O reconhecimento CTC tem sido apontado pela doutrina como um facto de desequilíbrio e de atraso na implementação de um mercado no sector, pois não só é responsável pela não descida das tarifas, como ainda coloca as empresas que a eles têm direito numa posição de superioridade face a novos operadores. Sobre estas questões vide GÓMEZ-FERRER RINCÓN, *La transición a la competencia: sus costes y sus posibles compensaciones*, Marcial Pons, Madrid, 2003 e JENS-PETER SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1999.

<sup>33</sup> No caso inglês a garantia do mix estende-se à relação entre electricidade e gás natural. Sobre esta questão vide, por todos, JENS-PETER SCHNEIDER, *Liberalisierung der Stromwirtschaft ...*, 1999, p. 168-170 e 224.

a carvão e as centrais hidroeléctricas; 2) as *unidades de modulação*, caracterizadas por custos fixos e variáveis médios, incluem-se aqui as centrais a fuel; 3) e as *unidades de pico*, caracterizadas por baixos custos fixos e elevados custos variáveis, onde se incluem as centrais de turbogás <sup>34</sup>.

Desta forma, o *custo médio de geração* é o resultado da soma dos custos da laboração das diferentes unidades de acordo com um plano racional, no qual as unidades de base são as que asseguram a produção em todas as horas, as unidades de modulação nas horas em que o consumo aumenta em termos médios e as unidades de pico nas horas de maior consumo.

O princípio da eficiência obriga à gestão económica do sistema de produção, bem como a tomar em consideração a localização de cada um dos centros electroprodutores em relação à rede de transporte de forma a minimizar as perdas daí decorrentes e a garantir a respectiva capacidade de transporte.

Neste contexto, cabe perguntar se deve ser o Estado (através de serviços da Administração ou mediante entidades reguladoras) a garantir a racionalidade e sustentabilidade do *mix de produção* através da *planificação* ou se, pelo contrário, o mercado, num sistema de livre concorrência, acabará por conduzir a esta solução. Não temos dúvida que as próprias empresas que operam no sector da produção de energia eléctrica irão procurar diversificar a sua oferta e estruturar-se segundo os critérios económicos da eficiência. Todavia, entendemos que o Estado não pode ser privado do poder de definir questões estruturantes como a planificação da rede e da localização das unidades de produção, a composição da capacidade mínima (unidades essenciais) de produção instalada garantidora da segurança do sistema, a melhor articulação possível entre a preservação dos recursos e a optimização da produção ou mesmo a política de incentivos à promoção das FER <sup>34a</sup>.

A eficiência deve ser entendida não no sentido restrito da optimização económica dos recursos, mas num sentido amplo, enquanto optimização global dos recursos <sup>35</sup>. Isto significa que à sustentabilidade económica se deva adicionar uma nota de *sustentabilidade ambiental*, precisamente para promover as FER no âmbito da actividade de produção. De resto, a própria liberalização do sector tendo em vista a criação de um mercado único para a energia tem também em consideração, segundo alguns especialistas do sector, a necessidade de articular entre todos os Estados os níveis de emissões poluentes, de forma a cumprir os critérios do Protocolo de Kyoto <sup>36</sup>.

As unidades de produção que utilizam FER apresentam custos fixos muito elevados e custos variáveis muito baixos ou quase nulos (ex. a construção de um parque eólico pressupõe custos fixos – iniciais – elevados associados, desde logo, ao preço dos aerogeradores, a que correspondem custos variáveis quase nulos). Aos elevados custos fixos soma-se a baixa rentabilidade destas instalações quando comparadas com outro

<sup>34</sup> Cf. SALVATORE LANZA/FRANCESCO SILVA, *I servizi pubblici in Itália*, ob. cit., 2006, p. 35.

<sup>34a</sup> Sobre estes incentivos vide, MARTIN ALTROCK, «Subventionierende» Preisregelungen, Beck, München, 2002.

<sup>35</sup> Sublinhe-se que a sustentabilidade ambiental da produção de energia eléctrica é também promossa pelos Estados através da política fiscal, que assim promove o princípio da compensação através da tributação. Sobre o princípio da compensação e a utilização do direito fiscal como um instrumento de promoção do ambiente vide ANDREAS VOSSKUHL, *Das Kompensationsprinzip*, Mohr Siebeck, Tübingen, 1999.

<sup>36</sup> Cf. MAGDALENA MUIR, “European Energy Liberalisation and Emissions Trading”, *Utilities Law Review*, Vol.12, 2001, p. 15-28.

tipo de centrais electroprodutores, factos que justificam a necessidade de as reconduzir a um regime jurídico especial.

A promoção das unidades de produção que utilizam FER deve-se, sobretudo, à necessidade de assegurar a sustentabilidade ambiental na produção de electricidade. Assim se justifica a adopção pelos Estados, em grande medida decorrentes das imposições comunitárias, de medidas administrativas e económico-financeiras de promoção destas unidades de produção. Entre elas conta-se: 1) a estipulação de regras garantísticas da recuperação dos investimentos (como acontece com o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, que garante um prazos mínimos para a exploração deste tipo de unidades de produção); 2) vantagens na comercialização da energia eléctrica produzida (ex. garantia de aquisição pelo comercializador de último recurso nos termos do art. 20.º do Decreto-Lei n.º 29/2006); 3) a consagração de procedimentos céleres e simplificados em matéria de licenciamento das unidades de produção (ex. Portaria n.º 295/2002, de 19 de Março, relativa ao licenciamento de pequenas centrais hidroeléctricas).

Em suma, a produção de energia eléctrica apresenta características muito específicas, o que aliado ao carácter estratégico do sector nos levam a questionar da conveniência da respectiva abertura à concorrência. De facto, trata-se de um domínio que, também pelo seu papel central na economia dos Estados, requer, a par com o estímulo à iniciativa dos privados, uma intervenção pública <sup>37</sup>.

### 5.1.3. A gestão da rede

Por último, cabe-nos ainda explicitar o papel estrutural da rede no sector. Com a decomposição do sector em várias fases de um processo e a proibição do modelo de empresa verticalmente integrado, autonomizou-se a *infra-estrutura de rede*, dando origem a uma nova categoria jurídica <sup>38</sup>.

Não cabe desenvolver aqui o tema das infra-estruturas, sua natureza jurídica e tipologias essenciais, mas sempre devemos esclarecer que a rede de transporte de energia eléctrica constitui um monopólio natural com características especiais.

<sup>37</sup> Neste sentido LUIGI DE PAOLI, “Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico”, *Mercato, concorrenza e regole*, VI, n.º 1, 2004, p. 103.

<sup>38</sup> A doutrina vem distinguindo diversas categorias no âmbito das infra-estruturas de rede. Assim, enfatizando a sua característica de suporte de um serviço surge a designação de *essential facilities*. As *essential facilities* são, no fundo, as infra-estruturas de rede que servem de suporte (*facilities*) a um serviço essencial (*essential*). A sua autonomização como objecto de estudo surge associada ao direito da concorrência e à necessidade de impedir que as empresas detentoras das mesmas permitam a formação de cartéis. Recorde-se as infra-estruturas de rede funcionam como “gargalos de garrafa”, fazendo “afunilar” a actividade (os serviços) dos diversos operadores em elementos físicos de capacidade limitada (as redes) o que inviabiliza a livre operação no mercado. Sobre a teoria das *essential facilities* (EFD) vide, JOACHIM HAAS, «*Essential Facilities Doctrine*» und offene Netze, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2000 e HOLGER HOMANN, *Die essential facility doctrine im Recht der Wettbewerbsbeschränkungen*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2001.

É também possível encontrar alguma doutrina que se refere às infra-estruturas essenciais através da designação anglo-saxónica de *public utilities*. Trata-se, nestes casos, de uma acepção mais ampla do conceito de infra-estrutura que dá particular relevo ao carácter de serviço público/colectivo/essencial a que as mesmas servem de suporte. No sentido referido CABALLERO SÁNCHEZ, *Infraestructuras en red y liberalización de servicios públicos*, INAP, Madrid, 2003, p. 149.

Para aqueles que, como é o nosso caso, entendem que as infra-estruturas mais que um bem acessório e instrumental da prestação de serviços devem ser entendidas como bens de importância estratégica cujo regime jurídico deve ser cuidadosamente discutido, propõem a sua autonomização como *bens regulados*.

A rede de transporte de energia eléctrica, tal como outras *redes não duplicáveis* <sup>39</sup> (transporte de água ou gás natural), constitui um monopólio no transporte dos respectivos bens até aos pontos de distribuição, embora no caso da rede eléctrica essa característica seja mais acentuada. Senão vejamos. Por um lado, a água e o gás natural podem, em alternativa, ser transportados por outra via, na electricidade não existem alternativas ao transporte através da rede, por outro, a água e o gás natural podem, em maior ou menos medida, ser acumulados e a electricidade nunca pode acumulada em quantidades expressivas, o que significa que a rede garante não apenas o transporte entre um ponto físico e outro, mas também o transporte no momento que o bem é solicitado no ponto de chegada.

Em outras palavras, podemos concluir que para além do transporte da electricidade, a rede assegura ainda um serviço de coordenação entre oferta e procura. Este serviço reveste natureza de serviço público, independentemente da propriedade pública ou privada da rede, e é gerido em regime de monopólio pelo operador do sistema. As soluções até agora adoptadas pelos diferentes países quanto à gestão da rede são muito diversas: a França optou por manter a RTE no controlo da empresa ex-monopolista, criando apenas um operador independente para a gestão do sistema; a Itália criou um ente independente (GRTN) que apenas gere o acesso à rede, sem deter a propriedade da mesma; a Alemanha criou uma entidade jurídica diferente para ficar com a propriedade da rede e com a função de operador do sistema.

No caso português o operador do sistema é a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) a quem cabe, de acordo com o art. 24.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, não apenas “assegurar a exploração e manutenção da RNT em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço”, mas também “gerir os fluxos de electricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada”.

Estas tarefas estão sujeitas a regulação atribuída à ERSE (a quem compete aprovar os competentes regulamentos, designadamente, o regulamento de acesso às redes e às interligações, o regulamento de operação das redes, o regulamento da qualidade de serviço, regulamentos da rede de transporte, regulamento de relações comerciais, regulamento tarifário, regulamento do despacho), sem prejuízo dos poderes atribuídos a outras entidades, especialmente, à Direcção Geral de Geologia e Energia em matéria de segurança e abastecimento.

Saliente-se que um dos principais desafios decorrentes da separação das actividades, da liberalização da produção e da privatização das empresas do sector, prende-se com a gestão e manutenção da rede <sup>40</sup>. A gestão da infra-estrutura, reconhecida na Directiva 2003/54/CE como uma tarefa essencial à segurança e qualidade do fornecimento, requer investimentos contínuos e avultados na manutenção e expansão da rede, bem como na preservação de valores urbanísticos e ambientais (ex. obrigação de enterramento de cabos para protecção da paisagem), cuja sustentabilidade se não pode basear exclusivamente

<sup>39</sup> A dificuldade, ou mesmo impossibilidade, de racionalmente promover a *duplicação das redes pelos novos operadores* decorre dos elevados custos intrínsecos e das limitações quanto à respectiva implantação, seja pela necessidade de impor limites ao uso do domínio público e ao direito a constituir servidões sobre bens de propriedade privada, seja por razões urbanístico-ambientais relacionadas com a paisagem.

<sup>40</sup> Sobre este problema LUIGI DE PAOLI, “Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico”, *Mercato, concorrenza e regole*, VI, n.º 1, 2004, p. 123-125.

nas tarifas de acesso à rede. Pergunta-se, pois: a expansão da rede deve ser planificada com base em critérios de segurança ou também de expansão do mercado? Quem deve suportá-los? <sup>41</sup>

### 5.2. Um sector especial

Apontámos questões complexas e intrincadas no âmbito do sector eléctrico que justificam as dificuldades sentidas pelos Estados que pretendem introduzir nele um regime de livre concorrência. Os três exemplos que seleccionámos para ilustrar as especificidades da economia do sector eléctrico visam, sobretudo, demonstrar a necessidade da intervenção do Estado no sector <sup>42</sup>, a qual, contrariamente ao que é definido como objectivo dos domínios regulados, não parece assumir um carácter transitório até que o mercado “ganhe maturidade”, mas antes um carácter necessário e permanente porque as tarefas são, substancialmente, de *serviço público* (entendido aqui sobretudo como tarefa ou missão de interesse geral) <sup>43</sup>.

De resto, os economistas do Banco Mundial anunciaram, em 2004, as suas dúvidas quanto à incondicional bondade da liberalização e privatização deste sector <sup>44</sup>. Temos, por isso, reticências em reconduzir sem reservas, como faz grande parte da doutrina, o sector eléctrico à categoria de *serviços essenciais económicos em rede* <sup>45</sup> ou de *serviços económicos de interesse geral*. A proposta de directiva relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de electricidade e o investimento em infra-estruturas indicia precisamente uma inflexão da política comunitária no sentido de propor uma maior intervenção do Estado no sector <sup>46</sup>.

## 6. O impasse na implementação do MIBEL

Para além das necessárias transformações no sector português, a integração do modelo espanhol e português num mercado comum (ibérico) tem encontrado ainda, ao longo do processo, desfaseamentos importantes que impediram, até à presente data, a

<sup>41</sup> Cf. LUIGI DE PAOLI, “Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico...”, 2004, p. 124.

<sup>42</sup> No mesmo sentido, LUIGI DE PAOLI, “Blackout, sviluppo delle rete e liberalizzazione del settore elettrico...”, 2004, p. 103-124 e STEVE THOMAS, “Electricity liberalisation: The beginning of the end”, September, 2004, [www.psiru.org](http://www.psiru.org).

<sup>43</sup> O conceito de *serviço público*, originário do direito francês, suscita actualmente muitas dúvidas, quer quanto ao sentido correcto em que deve ser interpretado, quer quanto à sua validade no actual modelo de intervenção do Estado na economia. Por outro lado, o direito comunitário aportou ao debate um conjunto de novas categorias que têm contribuído para aumentar a complexidade. Assim, uma avaliação correcta da realidade pressupõe hoje um recorte prévio rigoroso entre os significados de conceitos como: serviços de interesse geral, serviços económicos de interesse geral, serviços essenciais, serviço universal e obrigações de serviço público. Trata-se de uma tarefa que apesar de essencial é complexa, extrapolando os objectivos do presente trabalho. Neste concreto, mais do que que autonomizar e densificar os conceitos é nosso objectivo alertar para as especificidades do sector eléctrico e sublinhar a necessidade de promover a respectiva compreensão num quadro organizativo, funcional e económico autónomo. Por outras palavras, reclamar uma análise prudente deste sector estratégico, que apresenta características distintas em cada Estado e que, também por essa razão, merece especial atenção.

<sup>44</sup> Cf. World Bank (2004) “Credible Regulation Vital for Infrastructure Reform to Reduce Poverty, Says World Bank”, Press Release, June 14, 2004 e Ioannis N. Kessides (2004) “Reforming Infrastructure Privatization, Regulation and Competition”, co-publication of the World Bank and Oxford University Press apud STEVE THOMAS, “Electricity liberalisation: The beginning of the end”, September, 2004, [www.psiru.org](http://www.psiru.org)

<sup>45</sup> Neste sentido vide, na doutrina espanhola, por último, YOLANDA FERNÁNDEZ GARCÍA, *Estatuto jurídico de los servicios esenciales económicos en red*, INAP, Madrid, 2003.

<sup>46</sup> Cf. <http://europa.eu.int/eur-lex/lex/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52003PC0740:PT:HTML>.

sua entrada em funcionamento. As entidades portuguesas e espanholas com competência no sector efectuaram um levantamento das principais diferenças que publicaram como documento de trabalho <sup>47</sup>.

Um dos primeiros aspectos salientados prende-se com a *desigualdade na capacidade de produção instalada* num país e noutro. Espanha dispõe de um *mix de produção* muito rico, que integra centrais de produção a carvão, nucleares, hidráulicas, a fuel/gás, sistemas de co-geração, parques eólicos, pequenos aproveitamos hidroeléctricos, centrais de biomassa e fotovoltaicas e ainda de aproveitamento de resíduos. Das fontes de produção acabadas de referir, as centrais nucleares representam a segunda mais importante em termos de capacidade de geração (61.848 GWh) <sup>48</sup>, apenas ultrapassada pelas centrais a carvão. No caso português, a inexistência de centrais nucleares <sup>49</sup> empobrece o *mix de produção*, o que determina, entre outros factores, um aumento do preço da produção de electricidade <sup>50</sup>.

Para além de aspectos técnicos, relacionados sobretudo com a capacidade de trocas transfronteiriças de energia eléctrica através da rede ou das modificações necessárias à criação de um despacho centralizado, subsistem inúmeras barreiras jurídicas e económicas que dificultam a entrada em funcionamento do MIBEL.

A *falta de harmonização fiscal* é também apontada pelas referidas entidades como mais um elemento impeditivo da integração. No estudo comparativo dos sistemas eléctricos nacional e espanhol, elaborado pela Comissão Nacional de Energia (entidade reguladora do sector eléctrico espanhol) e pela Entidade Reguladora do Sector Energético Português (ERSE) é visível a disparidade de critérios no que se refere à tributação e sintomática a qualificação que estas entidades fizeram das “rendas”. Enquanto que em Espanha os impostos sobre o sector eléctrico se resumem, basicamente, ao IVA e ao imposto sobre a electricidade, em Portugal contam-se o imposto sobre produtos petrolíferos, o IVA, o IRC (e as possíveis derramas municipais sobre a colecta deste impostos, nos termos referidos anteriormente), os impostos sobre o património (IMI e IMTI) a que somam ainda, no entender das entidades antes mencionadas, as “rendas” de centros electroprodutores e a “renda” de produção eólica <sup>51</sup>. Podemos concluir deste documento, não só que a tributação do sector eléctrico é mais complexa em Portugal e que sobre ela incidem mais impostos

<sup>47</sup> Estudo publicado em <http://www.dge.pt>.

<sup>48</sup> Dados relativos ao ano de 2003, disponibilizados pela Comisión Nacional de Energia no seu site: <http://www.cne.es>.

<sup>49</sup> De acordo com notícia publicada no *Diário Económico*, de 7 de Março de 2006, os reguladores europeus defendem a criação de sete regiões para ultrapassar as barreiras à interligação entre as redes. Uma das regiões propostas é constituída por Portugal, Espanha e França.

<sup>50</sup> A produção de energia eléctrica a partir de centrais nucleares é uma parte fundamental do *mix* energético, não apenas por razões de diminuição do custo médio, mas também como garantia do aprovisionamento perante a anunciada crise do petróleo. Sobre a importância das centrais nucleares no âmbito da produção de energia eléctrica vide, JORGE FABRA UTRAY, *Un mercado para la electricidad...*, 2004, p. 396. A produção de energia eléctrica a partir de centrais nucleares suscita dúvidas e temores que têm justificado amplos debates em todos os países, bem como a intervenção da comunidade internacional ao nível da certificação e controlo da construção e funcionamento deste tipo de unidades de produção. Problemas como a segurança e a durabilidade das centrais ou mesmo a redução da quantidade de resíduos nucleares têm merecido a atenção dos investigadores, constituindo hoje campos onde a evolução tecnológica obteve um avanço decisivo. Sobre a discussão destes problemas vide AA.VV., 11. *Deutsches Atomrechtssymposium*, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2002.

<sup>51</sup> A renda de produção eólica está actualmente prevista no ponto 27 do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, na redacção introduzida pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.

(o que pode significar um entrave em termos de construção do mercado ibérico, na medida em que as empresas nacionais podem ficar prejudicadas no âmbito da concorrência), como ainda que no entender da Entidade Reguladora do Sector Energético Português as “rendas” dos centros electroprodutores têm natureza fiscal.

Os sucessivos adiamentos da entrada em funcionamento do MIBEL, a par com as notícias mais recentes da necessidade de alargamento deste “mercado regional” também a França, da entrada em funcionamento da “bolsa ibérica de energia” sem portugueses ou o reduzido número de membros com que iniciou o OMIP, fazem-nos mesmo suspeitar que estamos perante o primeiro embuste do projecto de mercado interno energético.

## 7. Conclusão

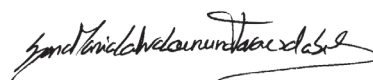
Em suma, acreditamos que não existem motivos ponderosos que nos façam acreditar na verificação de condições suficientes para implementar um mercado eléctrico. Trata-se, em nosso entender, de uma ficção que a União Europeia, na senda das experiências americana e britânica, vem impondo aos diferentes países e que a “duras penas” vai introduzindo modificações nas diversas organizações nacionais do sector.

Uma vez adquiridos alguns pontos de partida comuns entre os diferentes países – a liberalização da produção e da comercialização –, começam as dúvidas que não querem calar: será tecnicamente viável a importação e exportação de electricidade através de grandes redes? Para quando a verdadeira liberalização da produção, sem subsídios permitidos às empresas tradicionais, com a desculpa de amortização dos custos fixos? Existem investidores capazes de suportar as especificidades/adversidades do sector? Lucrarão os utentes com estas alterações? Haverá uma efectiva redução do preço da electricidade no consumidor final? Estará suficientemente garantida a segurança no abastecimento? E o investimento nas infra-estruturas? Casos como o *blackout* californiano e italiano não se repetirão?

Para já fica apenas uma certeza: o debate sobre a produção de energia a partir de centrais nucleares está reaberto em Portugal.

É um erro pensar sobre o sistema eléctrico sem o articular com os grandes desafios actuais da política energética como a crise do petróleo, a pouca produtividade/rentabilidade das FER, o investimento envergonhado no biodiesel e a miopia perante os limites das reservas de gás natural e outros combustíveis fósseis.

Oxalá os espíritos adormecidos, entretidos na “fabricação do mercado” e na discussão da melhor organização do mesmo não acordem um dia sem produto para as trocas.



(Suzana Tavares da Silva)

Assistente da Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra