
Consulta Pública 129 - Revisão metodológica do estudo previsto no quadro legal do Mecanismo de Equilíbrio Concorrencial

Março 2025

Introdução

Sobre Nós

A Lightsource bp é líder global no desenvolvimento e gestão de soluções de energia renovável *onshore* de grande escala e de armazenamento de energia.

Desde 2010, o nosso objetivo é fornecer energia acessível e sustentável a empresas e comunidades em todo o mundo. Acreditamos que o mundo precisa de satisfazer as crescentes necessidades energéticas através de medidas inteligentes e sustentáveis. Como empresa líder global, fazemos parte da solução. Estamos a fazer uma verdadeira transformação no panorama energético, não só em Portugal, mas em todo o mundo. A nossa equipa inclui mais de 1.200 especialistas da indústria, que operam em 20 mercados e 11.5 GW de projetos desenvolvidos a nível global. Fornecemos o desenvolvimento completo dos nossos projetos, desde a seleção inicial da localização, financiamento e licenciamento até à gestão a longo prazo dos projetos e venda de energia aos nossos clientes.

A nível nacional, a Lightsource bp é hoje um dos principais promotores de projetos de energia renovável em Portugal com uma carteira de projetos de 2.5 GWp de energia de solar fotovoltaica, bem como 1.5 GW de energia eólica e 0.5 GWh de baterias.

Contextualização

No âmbito da consulta pública n.º 129, aberta pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”), referente à revisão metodológica do estudo previsto no quadro legal do Mecanismo de Equilíbrio Concorrencial (“*clawback*” ou “MEC”), vem, por este meio, a Lightsource Development Portugal – Unipessoal, Lda. (“**Lightsource BP**”) apresentar um conjunto de comentários, contidos neste documento, na expectativa de poder contribuir positivamente para a discussão em torno do quadro legal do *clawback*.

ENQUADRAMENTO

Em face do progressivo processo de integração europeia e, em particular, da implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (“MIBEL”), a regulação do setor elétrico em Portugal passou a ter em consideração a evolução dos principais mercados europeus de energia elétrica e os diversos fatores que, apesar de se revelarem exteriores a tais mercados, são passíveis de determinar importantes alterações ou intervenções no seu modo de funcionamento. Em concreto, fatores que pudessem ter um impacto estrutural sobre a formação dos preços no MIBEL.

A formação dos preços no mercado grossista de eletricidade português, na medida em que a integração dos mercados de energia é uma realidade, pode ser afetada por eventos ou medidas que ocorram noutros Estados-Membros da União Europeia, e que não se relacionam diretamente com fatores endógenos ao mercado.

Foi neste contexto que se aprovou e publicou o Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho (“DL 74/2013”), que determinou a criação do MEC, com o objetivo de corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade e, de igual modo, evitar que o funcionamento anómalo do mercado se repercuta nos produtores e consumidores portugueses.

Nos estudos anuais realizados pela ERSE ao abrigo do artigo 4.º, n.º 1, do DL 74/2013, a ERSE tem vindo a identificar como único evento extramercado externo ao Sistema Elétrico Nacional (“SEN”) passível de influenciar o preço do mercado e as receitas dos diferentes produtores portugueses, o regime fiscal existente em Espanha desde 2013 e que incide sobre os centros eletroprodutores (o “Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica”, “IVPEE”)¹.

Inicialmente (na sua atual configuração) fixado em 6,50€/MWh², o valor do MEC foi reduzido para 4,50€/MWh pelo Despacho n.º 9955/2017, de 17 de novembro, do Secretário de Estado da Energia. Posteriormente, foi determinado um valor nulo para o mesmo por um período de 6 (seis) meses³, entre 1 de outubro de 2018 e 31 de março de 2019 – equivalente ao período de suspensão do IVPEE em Espanha, que visou reduzir os preços de eletricidade no mercado grossista aos consumidores finais.

Assim, sempre se observou uma relação indissociável entre o regime do *clawback* em Portugal e a aplicação do IVPEE em Espanha, uma vez que o primeiro foi concebido para mitigar os efeitos do segundo no mercado grossista de eletricidade português e garantir o equilíbrio concorrencial entre produtores dentro do MIBEL.

Tanto assim é, que quando, em virtude da pandemia de COVID-19, suspendeu-se novamente a aplicação do IVPEE no mercado espanhol, em Portugal o Secretário de Estado Adjunto e da Energia proferiu o Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, determinando um valor nulo para o parâmetro

¹ Cfr. [Instrução n.º 8/2021, de 13 de julho](#), do Conselho de Administração da ERSE.

² Cfr. [Despacho n.º 1566-A/2015, de 15 de outubro](#), do Secretário de Estado da Energia.

³ Cfr. [Despacho n.º 895/2019, de 23 de janeiro](#), do Secretário de Estado da Energia.

Pem_t^{UE} do MEC. Tal medida foi sucessivamente renovada⁴, o que resultou num *clawback* de valor nulo desde 1 de outubro de 2021 até 31 de dezembro de 2023, acompanhando o período de suspensão do IVPEE.

Em 21 de março de 2024, por força do Despacho n.º 3034/2024, voltou a fixar-se o pagamento por conta do MEC para o ano de 2024 (a variar entre 2,16 €/MWh, 3,24 €/MWh e 4,31 €/MWh, consoante o trimestre), com efeitos retroativos ao início daquele ano, uma vez que a suspensão do IVPEE havia cessado em 27 de dezembro de 2023, e sendo este o cenário atualmente em vigor à data da presente consulta pública.

DAS RAZÕES PELAS QUAIS O MEC JÁ NÃO SE JUSTIFICA AOS DIAS DE HOJE

Da artificialidade do isolamento do efeito do IVPEE sobre os preços do mercado grossista

Como pressuposto da criação do MEC estava o princípio de que uma variação no regime fiscal da energia espanhol criaria uma vantagem extramercado em Portugal, que teria de ser equilibrada através do mecanismo de *clawback*. Assim, proteger-se-ia o mercado da eletricidade através da correção de distorções não originadas pelo próprio mercado.

Contudo, e em primeiro lugar, a aplicação do IVPEE não é o único fator extramercado que tem impacto sobre o preço do mercado grossista em Portugal. Infelizmente, Portugal e Espanha avançaram para a construção de um mercado único de energia elétrica, mas os seus sistemas fiscais e regulatórios permanecem distintos, sendo diversas as diferenças entre ambos que podem ter impacto nos custos de desenvolvimento, de construção ou de operação de um centro electroprodutor.

Efetivamente, circunstâncias como o regime fiscal sobre o setor das renováveis, e bem assim, sobre o setor imobiliário (incluindo, mas sem limitar, as evoluções sobre a sujeição dos centros eletroprodutores a Imposto Municipal sobre Imóveis (“IMI”)), ou outras particularidades tarifárias de cada jurisdição, podem influenciar diretamente o preço praticado pelos produtores.

Mas não só o regime fiscal impacta a determinação dos preços. De igual modo, circunstâncias regulatórias existem que colocam os produtores portugueses na contingência de suportarem custos que não têm qualquer paralelo em Espanha, tais como os custos com reforços de rede são suportados

⁴ Pelos Despachos n.º [1322/2022, de 01 de fevereiro](#), do Secretário de Estado Adjunto e da Energia; n.º [6287/2022, de 19 de maio](#), do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia; n.º [9838/2022, de 9 de agosto](#), do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia; e n.º [5748/2023, de 22 de maio](#), da Secretária de Estado da Energia e Clima.

pelos produtores portugueses com título de reserva de capacidade atribuída na modalidade de acordo com o operador de rede (“TRC de Acordo”). Cinco dos seis projetos solares atualmente em desenvolvimento pela Lightsource BP em Portugal são projetos com TRC de Acordo.

Os encargos regulatórios que incidem, em particular, sobre os centros electroprodutores com TRC de Acordo têm um peso muito superior no “custo nivelado de energia” (designado em inglês como “*Levelized Cost of Energy*” ou, abreviadamente como “LCOE”) do que o potencial impacto positivo nas receitas de operação que decorra do IVPEE sobre os produtores espanhóis.

Assim, em rigor, deveria ser tido em consideração para efeitos do *clawback* todos os fatores que contribuem para o CAPEX e para o OPEX dos projetos em Portugal e Espanha e, em seguida, comparar o seu efeito no “custo nivelado de energia” (“LCOE”) dos projetos, por forma a determinar um MEC de forma justa.

Efetivamente, embora o MEC apenas considere como “eventos extramercado externos” eventos que tenham impacto nos custos marginais de produção (e, assim, segundo uma lógica económica, também nas ofertas dos produtores em mercado, no pressuposto de que estas são feitas unicamente na medida do necessário para cobrir os custos marginais), têm necessariamente de lhe ser descontados todos os eventos extramercado internos, mesmo aqueles que não tenham um impacto nos custos marginais da central. De outro modo, os produtores portugueses seriam colocados a pagar encargos fiscais sem paralelo em Espanha e ainda o efeito nos preços de mercado dos impostos sobre os produtores espanhóis.

Em face do que antecede, um efetivo e eficaz exercício de equilíbrio concorrencial entre os produtores portugueses e espanhóis teria, necessariamente, de levar em conta todos os fatores que diferenciam os dois mercados, sob pena de, elegendo apenas um desses fatores (como o IVPEE), estarmos perante uma escolha arbitrária (ou, pelo menos, limitada), e que se traduz na aplicação de um mecanismo que não reflete a realidade da estrutura de preços do mercado da eletricidade.

Não sendo, naturalmente, possível identificar todos esses fatores, torna-se contraproducente e arbitrário selecionar apenas um como base da aplicação de um custo adicional aos produtores em Portugal. Ao que acresce a dificuldade (ou, até mesmo, impossibilidade) de calcular o impacto real desse fator na determinação do preço.

Da extinção do pressuposto base de aplicação do MEC

Como referido, à criação do MEC esteve subjacente o pressuposto de que a aplicação do IVPEE aos produtores espanhóis criaria distorções sobre o preço praticado pelos mesmos no MIBEL, o que resultaria num *windfall profit* dos produtores portugueses, na medida em que os produtores

espanhóis estariam a contribuir para um aumento do preço de cassação do MIBEL e, assim, das receitas dos produtores portugueses.

Contudo, se atentarmos para a globalidade do quadro de crescimento das fontes de energia renováveis em Portugal e Espanha, e o seu respetivo impacto sobre o preço da eletricidade no mercado ibérico, somos levados a concluir que o mencionado pressuposto base do *clawback*, se alguma vez se verificou, já não se verifica hoje.

Efetivamente, observa-se uma maior e mais rápida penetração da produção renovável no mix energético espanhol – em especial, do solar fotovoltaico –, com a instalação de mais de 7 GW de capacidade solar fotovoltaica em 2023⁵, ultrapassando os 20 GW de capacidade instalada desta fonte renovável. Comparativamente, Portugal instalou 702 MW de capacidade solar no mesmo ano – totalizando 2,6 GW de capacidade instalada desta fonte renovável⁶.

Sendo certo que o aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, especialmente solar, tende a reduzir o preço da eletricidade, e sendo o MIBEL um mercado único composto pelas jurisdições portuguesa e espanhola, ao instalar mais capacidade solar e aumentar a penetração de renováveis no mercado ibérico face aos esforços de Portugal, Espanha contribui em maior medida para a redução líquida do preço da eletricidade.

Assim, aos dias de hoje, os produtores espanhóis são contribuintes para um preço de casação no OMIE mais baixo do que aquele que seria determinado pelos produtores portugueses. Como sinal disso mesmo, note-se que Portugal teve um saldo importador de 9253 GWh em 2022 e 10233 GWh em 2023 (Atlas da ERSE, pág. 162), - sendo o saldo importador de 2023 o mais elevado desde 2012 – e, em função disso, um diferencial positivo de preços de energia elétrica face a Espanha.

Significa isto que os produtores espanhóis estão a contribuir para reduzir o preço de energia elétrica em Portugal face ao que existiria não existisse MIBEL.

Assim, esbate-se o pressuposto inicial do MEC, não se podendo afirmar que a realidade de geração de eletricidade espanhola resulte em *windfall profit* dos produtores portugueses; pelo contrário, sem geração de eletricidade espanhola, o preço auferido pelos produtores portugueses seria superior.

⁵ DNV Energy Transition Outlook – Spain 2024. Página 70.

⁶ Dados Técnicos REN 2023, disponível em [ren-dados-tecnicos-2023.pdf](#).

Importa também sublinhar que se prevê que esta realidade apenas se acentue nas próximas décadas, com Espanha podendo chegar a valores próximos de 10 GW por ano de nova capacidade solar instalada⁷.

Consequentemente, se hoje já não se verifica o pressuposto base do MEC, tal conclusão será cada vez mais incontornável, face à evolução prevista para o mercado ibérico.

O MEC cria um desincentivo à descarbonização

O panorama atual e futuro de preços de mercado, e, bem assim a volatilidade de preços, é muito desafiante para produtores renováveis e investidores, que têm de lidar com realidades novas de preços sistematicamente baixos em determinadas horas.

Acresce que, na última década, a introdução (e constante alteração do âmbito de aplicação e montantes) de novos encargos sobre os produtores renováveis, como o co-financiamento de custos de tarifa social, o MEC, a contribuição extraordinária sobre o setor energético (“CESE”), são outros fatores que impactam significativamente no desenvolvimento, no investimento e no financiamento de novos projetos renováveis.

Esta multiplicidade de encargos regulatórios – em especial de encargos regulatórios cuja razão de ser já não é compreendida pelos investidores e pelos produtores, como é o caso do MEC – apenas contribui para agravar uma situação já difícil que decorre da transformação das circunstâncias de mercado, indo no sentido inverso àquele que deveria ser o sentido de políticas energéticas promotoras da descarbonização.

Assim, numa altura em que a descarbonização é essencial e os objetivos do Plano Nacional Energia e Clima 2030 são ambiciosos, a existência do MEC não contribui – antes pelo contrário, prejudica – para o cumprimento das metas de descarbonização nacionais.

Da falta de clareza e segurança jurídica do regime do *clawback*

Na sua redação original, o DL 74/2013 previa a aplicação do MEC a todos os produtores com contratos para venda de eletricidade em mercado.

O Decreto-lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, procedeu à primeira alteração àquele diploma, concretizando uma tentativa de clarificar o âmbito de aplicação do diploma, designadamente aos

⁷ DNV Energy Transition Outlook – Spain 2024. Página 71.

produtores em regime de custos de manutenção do equilíbrio contratual, que estavam dentro do período de revisibilidade final, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Face às dúvidas que se mantiveram quanto ao âmbito de aplicação do DL 74/2013, o Secretário de Estado Adjunto e da Energia, em 16 de dezembro de 2019, proferiu a Informação n.º 8/2019/SEAEne, esclarecendo que o MEC não se aplicava a produtores em regime de remuneração garantida ou cuja remuneração não estivesse de qualquer forma indexada ao preço do MIBEL. Da mesma forma, estariam isentos de *clawback* os centros eletroprodutores com contratos bilaterais para o fornecimento físico de energia elétrica num ponto de consumo específico a um preço fixo.

Ora, a referida Informação não trata os contratos bilaterais financeiros com preço fixo não indexado ao preço do mercado. No entanto, tanto como na entrega física como na entrega virtual de electricidade através de “*power purchase agreements*” (“PPA”), as partes podem convencionar que o preço não está indexado ao preço spot, não sendo assim justificável a diferença entre as duas modalidades de contratos bilaterais de venda de energia. Sendo naturalmente mais difícil contratualizar um PPA com entrega física num ponto de consumo físico, esta desigualdade limita dos produtores na sua escolha e estratégia de venda de energia.

Por sua vez, em 27 de julho de 2020, o Secretário de Estado da Energia veio esclarecer que o *clawback* seria aplicável aos comercializadores que adquirissem electricidade a um produtor ao abrigo de um contrato a preço fixo para vendê-la no OMIE, recebendo como contrapartida o respetivo preço marginal (*hedging*), assim beneficiando de um *windfall profit* por vender a energia adquirida ao preço de mercado. Nesses casos, o comercializador deveria entregar o valor do *clawback* ao produtor, que o entregaria à REN. Note-se, no entanto, que apesar de fazer aplicar o MEC aos comercializadores, esses agentes não estão consagrados no artigo 1.º-A do DL 74/2013, que define o âmbito de aplicação do MEC.

De igual modo, além das isenções supra, note-se que os procedimentos concorrenciais para obtenção de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (“RESP”), abertos Despacho Despacho n.º 5532-B/2019, de 6 de junho de 2019 e pelo Despacho n.º 5921/2020, de 29 de maio de 2020, da Secretaria de Estado da Energia, vêm isentar os promotores que vendem electricidade em regime de mercado, do pagamento de *clawback*.

Tudo quanto se expôs contribui para que esteja criado um quadro jurídico pouco claro e que resulta de diferentes fontes jurídicas (entre despachos, esclarecimentos e alterações ao DL 74/2013), sem garantir uniformidade sistemática ou qualquer segurança jurídica aos agentes de mercado sujeitos ao pagamento do *clawback*.

A alteração e a correção desta manta de retalhos jurídica no que toca ao âmbito de aplicação do *clawback*, embora pareça beneficiar os produtores renováveis, apenas contribui para agravar a

incerteza jurídica que decorre de um regime jurídico que já deixou de se justificar, como é o caso do MEC.

Da incerteza da aplicação do MEC em comparação com o IPVEE

Para além disso, outro fator prejudicial à segurança jurídica prende-se com o método de pagamento do MEC face à aplicação do IVPEE em Espanha.

Enquanto o último representa um imposto de 7% sobre a produção de energia elétrica, o *clawback* representa uma contribuição variável face à produção (€/MWh) complementada com um mecanismo de ajuste *ex post*, que é, em sua natureza, imprevisível.

Como consequência deste modelo, os produtores portugueses apenas conseguem medir previamente parte do impacto financeiro que o *clawback* terá sobre a sua operação – a contribuição *ex ante* em função da produção.

Porém, a circunstância de o valor calculado *ex ante* ser um mero pagamento por conta, ajustável *ex post*, é pernicioso para os produtores portugueses qualquer que seja o sentido dos ajustamentos. Efetivamente:

- a. Se o pagamento por conta for mais reduzido, então os produtores não terão podido fazer ofertas capazes de recuperar todo o seu custo marginal, i.e. o valor do ajustamento não será recuperável;
- b. Se o pagamento por conta for mais elevado, então os produtores portugueses terão feito ofertas em mercado que poderão ter contribuído para subir artificialmente o valor da casação em mercado.

Em contrapartida, os produtores espanhóis conhecem plenamente o impacto que o IVPEE terá sobre a sua atividade, isto é, uma taxa de 7% sobre a produção, que pode ser facilmente repercutida nos preços praticados.

Deste modo, o sistema português coloca os seus produtores em situação de grande desfavor em relação a Espanha, fruto da incerteza jurídica criada pelo MEC.

SUBSIDIARIAMENTE, E CASO SE MANTENHA O MEC – DA NECESSÁRIA REVISÃO DO ENQUADRAMENTO NORMATIVO DO MEC

Conforme se expôs supra, não existe, à data de hoje, qualquer motivo que justifique a manutenção do *clawback*, sendo, aliás, a aplicação deste mecanismo um fator de incerteza jurídica, de desincentivo ao desenvolvimento de projetos renováveis, e um fator de discriminação face aos produtores espanhóis, por vários motivos.

No entanto, e subsidiariamente, caso se decida optar pela sua manutenção, o seu enquadramento normativo e método de cálculo deverá ser revisto por forma a mitigar a discriminação entre tecnologias, entre os produtores em Portugal e Espanha e, necessariamente, que deduzir o impacto de eventos extramercado internos.

Da desigualdade da aplicação de critérios às centrais renováveis

O Despacho n.º 1873/2014, de 6 de fevereiro, da Secretaria de Estado da Energia, vem considerar o *clawback* apenas para centrais de ciclo combinado a gás natural cujo número de horas de produção seja igual ou superior a 2000 horas anuais de utilização da potência total instalada líquida do centro electroprodutor, divididas em partes iguais por semestre (i.e. cujas horas de operação equivalentes, ou “EOH”, seja superior a 2000).

Ora, tal isenção ou exclusão dependente do *load factor* não se aplica a centrais renováveis, que são tratadas com desfavor face às centrais a ciclo combinado.

À luz do princípio da igualdade ou da não discriminação – incluindo não discriminação entre tecnologias – deveria esta não aplicação de *clawback* abaixo de 2000 EOH aplica-se a todos os centros electroprodutores, e não apenas a centrais de ciclo combinado.

Note-se que a razão pela qual as centrais de ciclo combinado foram – em 2013 – sujeitas à referida discriminação positiva prendia-se com a compensação de desigualdades, no que toca a mecanismos de capacidade, dos produtores portugueses face aos produtores espanhóis.

Contudo, com a evolução entretanto ocorrida, entende-se que esta discriminação positiva deveria ser estendida a todos os produtores:

a. Em primeiro lugar, porque – se isso fosse relevante – está hoje claro que os mecanismos de capacidade têm de ser atribuídos por mecanismos competitivos e não discriminatórios de tecnologia (cfr. Portaria n.º 41/2017);

b. Em segundo lugar, porque, dada a atual volatilidade estrutural do mercado diário, as tecnologias não despacháveis – designadamente a solar – são, pela forma de funcionamento do mercado marginalista, colocadas em maiores dificuldades do que as tecnologias despacháveis, pelo que deixa de se justificar discriminar positivamente as segundas face às primeiras.

Face ao supra exposto, caso se opte pela manutenção do MEC, o mesmo deverá tratar de forma igual e justa as centrais renováveis e as centrais de ciclo combinado, e prever um *load factor* ou EOH a partir do qual as mesmas estarão sujeitas ao pagamento do *clawback*.

B. Uniformização do regime para contratos bilaterais com preço fixo, independentemente da sua modalidade

Por fim, e caso se mantenha o MEC, não deveria haver desigualdades entre modalidades de contratação bilateral de venda de energia física ou financeira, desde que o preço contratualização seja fixo e não tenha impacto na formação de preço de mercado. Efetivamente, deveria ser clarificado no novo regime do MEC – se aplicável – que a isenção já prevista na Informação n.º 8/2019/SEAEne se aplica de igual modo aos PPAs físicos e financeiros.

O MEC tem necessariamente de deduzir o impacte de eventos extramercado internos, incluindo a tarifa social

Como ponto prévio, deverá ser lembrado que, através do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de outubro, o Secretário de Estado da Energia definiu o valor do impacte dos eventos extramercado externos (que eram, no caso, a IVPEE) e previu que a CESE e a tarifa social fossem consideradas como eventos extramercado em Portugal, para efeitos do seu impacte ser considerado aquando da medição do impacte nos preços da eletricidade em Portugal dos eventos extramercado externos, tendo sido fixado pela ERSE o parâmetro Pem^{PT} que mede o impacte dos eventos extramercado interno nos preços grossistas de eletricidade.

No entanto, o referido Despacho foi posteriormente revogado pelo Despacho n.º 7557-A/2017, de 25 de agosto, do Secretário de Estado da Energia, e, subsequentemente declarado parcialmente nulo pelo Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, declarando assim a nulidade das decisões que previam a consideração da CESE e da tarifa social como medidas ou eventos extramercado em Portugal.

Em consequência, o valor cobrado aos produtores por via do MEC passou a considerar apenas o efeito bruto nos preços dos eventos ou medidas extramercado externas, sendo consequentemente fixado muito acima do efeito líquido e real dos eventos extramercado exógenos ou externos.

Não obstante o supra exposto, vêm o Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, e, bem assim, o Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, voltar a considerar como evento extramercado internos, e apenas para o ano de 2020, a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019 (“ISP”), a CESE e a tarifa social.

Estes eventos extramercado internos não voltaram a ser considerados nos anos seguintes.

Tendo em conta a evolução do mercado e da legislação aplicável desde 2015, torna-se ainda necessário ter em consideração outros eventos extramercado internos – além dos já referidos CESE e do custo do financiamento da tarifa social - que criam distorções face aos produtores espanhóis.

Neste sentido, deverão ser tomados em consideração potenciais impactos fiscais que possam incidir nos centros eletroprodutores -como por exemplo uma futura incidência objetiva de IMI sobre centros eletroprodutores.

Por outro lado, deverão ainda ser considerados os custos suportados pelos promotores para efeitos de obtenção de reserva de capacidade de injeção na RESP, na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, nos termos do artigo 18.º n.º 2, al. b) e 20.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, não existindo, em Espanha, custos similares para os produtores.

Identifica-se assim, e pelo menos, os eventos extramercado internos suprarreferidos – a CESE, o custo do financiamento com a tarifa social, a potencial incidência de IMI (caso venha a ser prevista), e os custos com os reforços da RESP suportados pelos promotores – para efeitos de cálculo do valor do impacto na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal.