

**PARECER DA ERSE**

**QUANTO AO PROJETO DE ALTERAÇÃO DO DECRETO-LEI**  
**N.º 138-A/2010, SOBRE O REGIME DE FINANCIAMENTO DA TARIFA**  
**SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

Setembro 2016

O Gabinete do Senhor Secretário de Estado da Energia solicitou à ERSE parecer sobre um projeto de decreto-lei de alteração do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de Novembro e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de Março, relativo ao regime da tarifa social de energia elétrica. A alteração proposta incide fundamentalmente no financiamento dos custos com a tarifa social.

Correspondendo ao solicitado, vem a ERSE emitir o seguinte parecer.

## **I. ANÁLISE DE IMPACTES E COMENTÁRIOS SOBRE ASPETOS DE INCIDÊNCIA REGULATÓRIA**

A proposta de alteração legislativa submetida a parecer da ERSE visa a redefinição da metodologia de repartição do financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social de fornecimento de energia elétrica, que incide sobre os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário e titulares de aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA. Na situação atual, a alocação do financiamento por centro electroprodutor é efetuada na proporção da potência instalada. A proposta de alteração pretende excluir desta obrigação as centrais de ciclo combinado a gás natural que tenham uma utilização da potência instalada inferior a 2000 horas anuais (o que corresponde a um fator de utilização de cerca de 23%).

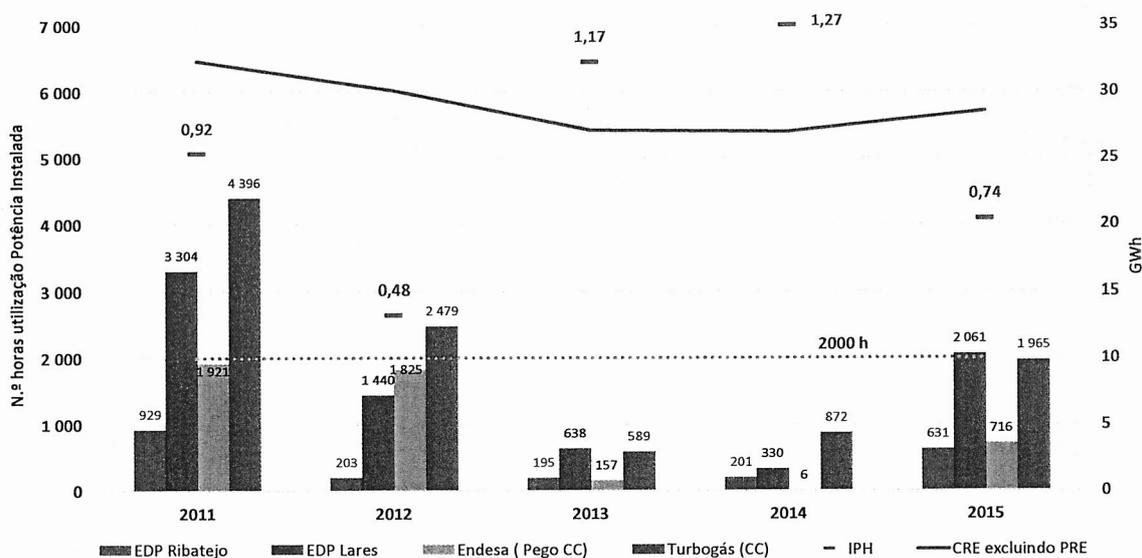
As condições estruturais e conjunturais do mercado grossista de eletricidade têm levado a uma reduzida utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural nos últimos anos. A figura seguinte apresenta, para cada central de ciclo combinado do Sistema Elétrico Nacional (SEN), o número de horas de utilização da potência instalada verificado nos últimos 5 anos (2011 a 2015), o índice de produtividade hidroelétrica<sup>1</sup> e o total da produção por centrais convencionais (incluindo centrais hídricas, térmicas a carvão e gás natural e saldo importador)<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> O IPH está relacionado com a disponibilidade de recursos hídricos (devido à pluviosidade e às aflúncias dos rios internacionais), com custos variáveis de funcionamento muito baixos comparados com o custo de produção a gás natural.

<sup>2</sup> Consumo referido à emissão, descontado da energia da produção em regime especial com tarifa garantida, que tem mobilização assegurada.

PARECER DA ERSE QUANTO AO PROJETO DE ALTERAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 138-A/2010, SOBRE  
O REGIME DE FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA



Fonte: ERSE, DGEG e REN

Para a série analisada, em que se verificaram situações diversificadas quer de hidraulicidade, quer de consumo a satisfazer no mercado de eletricidade onde atuam as centrais de ciclo combinado, nota-se que apenas as centrais de Lares e da Tapada do Outeiro (Turbogás<sup>3</sup>) ultrapassaram as 2000 horas de funcionamento (2 anos nos últimos 5, em cada uma destas centrais).

O valor médio para o número de horas de utilização da potência instalada nas centrais de ciclo combinado a gás natural no período analisado é de 1243 horas (ou de 970 horas se for excluída a central da Turbogás). Assim, no atual contexto do setor elétrico, o limiar de 2000 horas constante na proposta de alteração do diploma implica, com uma elevada probabilidade, a isenção das atuais centrais de ciclo combinado do financiamento da tarifa social.

## I.1 IMPACTES ECONÓMICOS PARA OS PRODUTORES

### REDISTRIBUIÇÃO DE PAGAMENTOS

As centrais de ciclo combinado de gás natural representam cerca de 36% da potência instalada em produção convencional (abrangida pelo atual regime financiamento da tarifa social). Em 2015, apenas uma

<sup>3</sup> No caso da Turbogás, importa referir que a utilização da central está condicionada pela existência de um contrato de fornecimento de gás natural com cláusulas *take-or-pay*, que obriga a consumos mínimos de gás no horizonte anual e que, tipicamente, induz o funcionamento desta central para evitar o acionamento das referidas cláusulas.

das centrais ultrapassou 2000 horas de funcionamento (Lares) e espera-se que em 2016 nenhuma das centrais o atinja.

A aplicação do projeto de diploma em apreço implica a redistribuição do financiamento da tarifa social elétrica pelos restantes centros electroprodutores, com as correspondentes repercussões nos agregados empresariais. A tabela seguinte apresenta uma quantificação deste efeito projetada para 2016, por grupo empresarial.

**Financiamento da tarifa social referente a 2016 pelos produtores em regime ordinário**  
**Efeito estimado da aplicação da proposta de Decreto-Lei (por empresa)**

Empresa	Potência (MW)	% Total	Potência corrigida (MW)	% Total	Efeito (%)
EDP Produção	8.127	72,9%	6.014	84,4%	11,4%
Endesa	845	7,6%	0	0,0%	-7,6%
Tejo Energia	615	5,5%	615	8,6%	3,1%
Turbogás	1.057	9,5%	0	0,0%	-9,5%
Hidroelétrica do Guadiana	497	4,5%	497	7,0%	2,5%
<b>Total</b>	<b>11.142</b>	<b>100,0%</b>	<b>7.127</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0%</b>

Nota: o valor de potência corrigida corresponde ao valor a considerar após a aplicação da isenção de comparticipação no financiamento pela regra das 2000 horas, uma vez verificada essa condição.

Para 2017, admitindo um custo com a tarifa social de eletricidade de 65 milhões de euros<sup>4</sup>, o efeito redistributivo referido, que afeta potencialmente cerca de 36% da base de financiamento, pode atingir cerca de 23 milhões de euros que seriam imputados a produtores diferentes daqueles do regime atualmente em vigor.

#### **VOLATILIDADE E INCERTEZA**

O efeito redistributivo mencionado implica para os produtores que se mantenham financiadores da tarifa social uma volatilidade no custo observado, uma vez que serão chamados a pagar um montante que não depende do seu funcionamento mas sim do funcionamento de outros produtores. Este efeito agrava-se devido ao mecanismo de financiamento que é baseado em valores provisórios do próprio ano (previsões dos custos com a tarifa social e do funcionamento das centrais de ciclo combinado a gás natural), com acertos *ex post*. A título de exemplo, a simulação apresentada na tabela mostra que a central hidroelétrica de Alqueva e a central termoelétrica do Pego (a carvão) podem ver quase duplicar o custo com a tarifa social devido a causas alheias (reduzido funcionamento das centrais a gás).

O mecanismo de ajustamento dos custos com a tarifa social corrige os valores faturados com base nas previsões pelos definitivos, baseados nos custos reais da tarifa social e na determinação final da potência

<sup>4</sup> O valor decorre das projeções da DGEG sobre o número de beneficiários, em junho de 2016 (cerca de 630 mil).

instalada elegível. Este ajustamento pode ser significativo, podendo perturbar as expectativas dos produtores sobre os resultados da sua participação no mercado grossista.

Acresce nesta matéria a incerteza provocada pela determinação do financiamento da tarifa social com base nas projeções da ERSE sobre a utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural individualmente (cfr. n.º 6 do art. 4.º do projeto de diploma). Esta determinação administrativa, provisória, é feita com menos informação do que a dos próprios produtores, dado que estes conhecem os seus custos de aprovisionamento e demais condicionantes de operação das respetivas centrais.

Embora a incerteza fosse já intrínseca ao atual regime de financiamento da tarifa social de eletricidade, a mudança determinada pela Lei n.º 7-A/2016 que estabeleceu a atribuição automática da tarifa social aos consumidores elegíveis veio estabilizar o regime, reduzindo a incerteza e a volatilidade sobre o universo de clientes nele acolhidos.

Nesta matéria, sugere-se a consideração de um mecanismo alternativo, no qual a determinação da contribuição de cada centro electroprodutor em função da potência instalada e da respetiva utilização seja reportada ao ano anterior ao do financiamento, à semelhança do mecanismo da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético<sup>5</sup>, do mecanismo de pagamento do incentivo à garantia de potência<sup>6</sup>, etc. A consideração da elegibilidade para o financiamento da tarifa social *ex-post* removeria a incerteza associada à previsão desse estatuto e reduziria a necessidade de acertos financeiros entre empresas produtoras.

## 1.2 IMPACTE DA MEDIDA NO FUNCIONAMENTO DO MERCADO GROSSISTA

O projeto de diploma introduz uma descontinuidade na repartição do financiamento dos custos com a tarifa social criando um incentivo económico para que as centrais de ciclo combinado a gás funcionem abaixo das 2000 horas.

Este incentivo vem acrescentar-se a outros já existentes, como os que decorrem da aplicação da CESE (que aplica taxas progressivas segundo patamares de utilização das centrais: 1500 e 3000 horas) e o Decreto-Lei n.º 74/2013<sup>7</sup>, de 4 de junho (que isenta as centrais de ciclo combinado ao pagamento das compensações definidas caso não ultrapassem as 2000 horas de utilização).

---

<sup>5</sup> Criada pela Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro.

<sup>6</sup> Definido pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

<sup>7</sup> Pelas determinações da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho.

Os mecanismos legais referidos, bem como a alteração proposta pelo diploma em apreço no presente parecer, concorrem em incentivar as centrais de ciclo combinado a gás natural a funcionar abaixo do que seria expectável, num ambiente de mercado sem estas externalidades.

O mercado grossista de eletricidade está hoje plenamente integrado no espaço ibérico, no MIBEL, e essa integração alargar-se-á aos mercados regionais europeus mais próximos. Adicionalmente, as empresas de produção elétrica com ativos em Portugal têm também ativos de produção em Espanha, podendo integrar as decisões de operação numa lógica de grupo empresarial, no espaço do mercado em que atuam. Nesse contexto, a criação de condições económicas que afetam o custo de produção de forma descontínua, em particular penalizando a ultrapassagem de determinados limiares de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural, poderá ter implicações na participação dos produtores no mercado grossista, transferindo para centrais localizadas em Espanha produção elétrica que poderia ser efetuada em Portugal, se apenas as condições técnico-económicas de operação estivessem em causa.

Desta forma, considera-se desejável evitar a criação de incentivos económicos de origem legal que limitem ou restrinjam a participação dos produtores no mercado grossista. Em concreto, considera-se que deviam ser consideradas formas de minimização desses efeitos, de modo a quebrar ou mitigar<sup>8</sup> a descontinuidade do quadro legal e económico das centrais.

### **I.3 IMPACTE DA MEDIDA NOS CONSUMIDORES DO SEN**

No que respeita a impactos tarifários, a alteração proposta é neutra na perspetiva dos consumidores finais. Conforme acima descrito, os impactos situam-se ao nível dos fluxos associados ao financiamento da tarifa social, provocando transferências de custos entre titulares dos centros electroprodutores de ciclo combinado para titulares de centros electroprodutores de outras tecnologias.

## **II. COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS E SUGESTÕES DE MELHORIA**

Para além da análise do sentido geral da proposta traduzida pelo projeto de diploma em apreciação, a ERSE vem ainda colocar à consideração comentários adicionais e sugestões de melhoria sobre aspetos específicos do articulado proposto.

---

<sup>8</sup> Note-se que a Portaria nº 225/2015, de 30 de julho, previa já a mitigação dos efeitos disruptivos, na forma de progressividade do impacte da aplicação da medida em torno do valor limite de aplicação.

## II.1 IDENTIFICAÇÃO DA POTÊNCIA A CONSIDERAR

O texto da proposta de alteração legislativa refere, nos pontos em adenda (n.ºs 5, 6 e 7) ao artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro, o conceito de “potência total instalada líquida”. Todavia, na redação do n.º 1 do mesmo artigo é referido apenas o conceito “potência instalada”.

Por coerência do próprio diploma e segurança na determinação do número de horas de funcionamento para aplicação do limiar de isenção no financiamento da tarifa social, sugere-se que se mantenha apenas um conceito, no caso, o conceito de “potência total instalada líquida”. Em acréscimo, refere-se que este é o conceito utilizado na Portaria n.º 225/2015 para efeitos similares.

## II.2 IDENTIFICAÇÃO DO REFERENCIAL DE PRODUÇÃO

O texto da proposta de alteração não especifica o referencial de produção<sup>9</sup> para o qual se deve efetuar o cálculo do número de horas de funcionamento para aplicação do limiar de isenção no financiamento da tarifa social. Por questões de robustez de aplicação sugere-se que se faça uma menção expressa de que a produção a considerar é a que resulta do programa concretizado de injeção nas redes do SEN.

## II.3 MECANISMO DE CÁLCULO E REPERCUSSÃO TEMPORAL DE ACERTOS

O Regulamento Tarifário do setor elétrico em vigor inclui um mecanismo de ajustamento aplicável ao financiamento da tarifa social de eletricidade. Este mecanismo prevê a determinação das contribuições dos produtores durante o ano de referência (t) a título provisório, com base em previsões<sup>10</sup>. O mecanismo determina ainda o primeiro acerto, provisório, no ano subsequente (t+1), com base na incorporação da melhor informação disponível (realizada um ano depois da previsão inicial) para o custo com a tarifa social e para as potências instaladas. Finalmente, após dois anos (t+2), os custos com a tarifa social do ano de referência (t) são ajustados definitivamente junto dos titulares dos centros electroprodutores, tendo em conta os valores reais apurados. Assim, a ERSE considera que a inclusão de disposições neste âmbito no articulado do diploma da tarifa social se torna dispensável face aos procedimentos já previstos no setor elétrico (sugere-se, portanto, eliminar os n.ºs 6 e 7 do art. 4.º da alteração promovida pelo projeto de diploma).

---

<sup>9</sup> Os centros electroprodutores participam em diversos mercados (contratação bilateral, mercado à vista, mercado de serviços de sistema).

<sup>10</sup> As previsões incluem informação sobre o desconto da tarifa social fixado anualmente pelo Governo, a base de clientes acolhidos no regime (e a respetiva faturação) e a potência instalada elegível.

Não obstante, a manter-se o articulado proposto no projeto de diploma, a ERSE sugere modificações à proposta de alteração que refere a necessidade de se proceder a acertos do cálculo do valor de financiamento imputável à globalidade dos centros electroprodutores elegíveis na sequência de se vir a determinar que o número de horas de funcionamento de uma central de ciclo combinado a gás natural ter excedido, no ano de referência (t), o valor de 2000 horas. Em concreto, considera-se que o acerto definitivo que é remetido para o ano seguinte (t+1) não tem condições de aplicação pois o cálculo dos acertos com incidência no ano t+1 é efetuado ainda no decorrer do ano de referência (t) e, por conseguinte, sem se ter concluído o ano. Face ao exposto, sugere-se que a redação do novo n.º 7 explicita que o acerto se concretiza no segundo ano subsequente ao de referência (t+2), uma vez determinado o valor em causa durante o ano t+1, já com informação definitiva sobre o funcionamento das centrais no ano de referência.

Refere-se ainda sobre o mecanismo de acerto, que o disposto no n.º 7 do artigo 4.º da proposta de alteração legislativa explicita somente a existência de acertos na circunstância de se vir a determinar que foi excedido, contra a previsão inicial, o limiar de 2000 horas de funcionamento. Em todo o caso, o erro de sentido contrário pode igualmente suceder, i.e., pode vir a verificar-se um funcionamento abaixo das 2000 horas contra a previsão inicial. Nesta hipótese, deve haver lugar à devolução de valores às centrais nestas circunstâncias e ao aumento da contribuição das demais.

Mantendo-se ao dispor para colaborar no aperfeiçoamento da proposta legislativa em apreciação, a ERSE deixa à consideração os comentários e sugestões acima descritos.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em DD de setembro de 2016.

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vítor Santos

Dr. Alexandre Silva Santos

Dr.ª Maria Cristina Portugal