

ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Exmo. Senhor
Dr. Eduardo Cabrita
Presidente da Comissão de Orçamento, Finanças e
Administração Pública
Palácio de S. Bento
1249 -068 Lisboa

Lisboa, 19 de Fevereiro de 2015
Ref: E-Tecnicos/2015/104/VS/pp

Assunto: ***Parecer***

Exmo. Senhor,

Junto se remete o parecer da ERSE sobre a Proposta de Lei nº 278/XII/4ª (GOV) – Procede à segunda alteração ao regime que cria a contribuição extraordinária sobre o setor energético, aprovado pelo artigo 228º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de Dezembro.

Ficamos à sua inteira disposição para eventuais esclarecimentos adicionais que considerem convenientes.

Com os nossos melhores cumprimentos *e a estima pessoal*



Prof. Doutor Vitor Santos
Presidente do Conselho de Administração

Anexo: o mencionado.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**PARECER DA ERSE
À PROPOSTA DE LEI N.º 278/XII**

19 Fevereiro.2015

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

Correspondendo ao solicitado pelo Presidente da Comissão de Orçamento, Finanças e Administração Pública sobre a proposta de Lei n.º 278/XII, que alarga as incidências subjetivas e objetivas da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) por forma a abranger o comercializador do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), a ERSE emite o seguinte parecer.

I-Enquadramento e considerações gerais

I-A) ENQUADRAMENTO

A proposta de Lei n.º 278/XII, submetida à apreciação da ERSE, procede ao alargamento das incidências subjetivas e objetivas da CESE, de forma a abranger o comercializador do SNGN, aplicando esta contribuição ao valor económico dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, celebrados antes da publicação do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho¹. A proposta de Lei define, igualmente, a total afetação desse montante aos encargos do SNGN através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), devendo o montante a abater reverter para a tarifa de Uso Global do Sistema, excluindo as tarifas aplicáveis aos centros electroprodutores.

O presente Parecer, sendo elaborado no quadro das competências do regulador económico setorial, incidirá sobre os eventuais fundamentos da afetação dos montantes decorrentes deste imposto, aos custos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do SNGN, que não inclui as tarifas aplicáveis aos centros electroprodutores. Tendo em conta que a ERSE é, de forma indireta, um agente envolvido na aplicação deste diploma, são igualmente apresentados comentários específicos com vista a uma melhor operacionalização do mesmo.

I-B) CONSIDERAÇÕES GERAIS

a. CRIAÇÃO DO SETOR DO GÁS NATURAL E CELEBRAÇÃO DOS CONTRATOS TOP

A celebração em 1993 entre o Estado português e a Transgás², do contrato de concessão, em regime de serviço público e em exclusivo, de importação, transporte, armazenagem e fornecimento de gás natural constituiu um marco importante do desenvolvimento do setor do gás natural em Portugal, que se estruturou

¹ Estes contratos serão referidos como contratos ToP ao longo do presente Parecer

² Em 1999, a Transgás era um consórcio constituído por várias empresas, entre as quais se destacava a GDP, Gás de Portugal, SA. Em 1999 foi constituída a Galp Energia, então totalmente detida pelo Estado português, que passou a agregar os negócios da Petrogal e da GDP – Gás de Portugal, S.A. como veículo de reestruturação dos setores do petróleo e do gás natural (oil and gas) em Portugal, onde se integrou a Transgás. Com a separação das atividades do setor de gás natural desta empresa, decorrente da publicação do DL 140/2006, de 26 de julho, a denominação de Transgás foi apenas mantida para a atividade do comercializador de último recurso grossista.

em torno dessa concessão. Em paralelo, foram celebradas concessões, igualmente em regime de serviço público e em exclusivo, de distribuição regional do gás natural.

No âmbito destes contratos, a importação do gás natural para Portugal foi assegurada pela Transgás em regime de exclusividade e de serviço público, com a celebração de contratos de longo prazo, com duração igual ou superior a 20 anos, do tipo *take or pay*, isto é, em que ao fornecedor é garantido o pagamento de quantidades mínimas de gás natural definidas contratualmente. O contrato de fornecimento de gás natural de longo prazo do tipo *take or pay* celebrado com a empresa argelina Sonatrach em 1994, com início de fornecimento em 1996, foi o primeiro contrato desta natureza.

A criação e a expansão do setor do gás natural assentaram assim numa estratégia de planeamento em torno da concessão da Transgás. Este planeamento foi desenvolvido de forma integrada com o desenvolvimento do sistema electroprodutor do setor elétrico. O planeamento integrado destes dois setores visou garantir um nível de consumo suficientemente elevado que permitisse a viabilidade económica da construção das infraestruturas necessárias para a introdução do gás natural em Portugal.

Sublinhe-se ainda que, este contrato de concessão garantia à Transgás uma rendibilidade mínima assente nos fornecimentos de gás natural aos centros electroprodutores, o que constituía uma clara transferência de risco de desenvolvimento do setor do gás natural, dos agentes desse setor para os agentes do setor elétrico.

Assim, paralelamente à introdução do gás natural, entraram em exploração centrais de ciclo combinado a gás natural com vista a consumir um nível mínimo de gás natural que satisfizesse a viabilidade económica do projeto.

Nesse âmbito, destaca-se a central da Turbogás que entrou em exploração em 1996³ pelo facto do seu impacte ainda se verificar atualmente no setor elétrico. O fornecimento de gás natural a esta central baseia-se num contrato de fornecimento de gás natural celebrado entre a Transgás e a REN, igualmente do tipo *take or pay*⁴. Tendo em conta que esta central está enquadrada por um CAE⁵, nos termos deste contrato de fornecimento de gás natural, o risco do pagamento da compensação decorrente do consumo não atingir o valor mínimo definido contratualmente é atualmente transferido para os consumidores de energia elétrica, através das tarifas de Uso Global do Sistema.

³ Esta central foi a primeira central de ciclo combinado a gás natural da Península Ibérica.

⁴ Que representa cerca de 1/x das quantidades dos x contratos de *take or-pay* em causa

⁵ Contrato de Aquisição de Energia. Contrato celebrado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de Julho, entre um produtor vinculado e a entidade concessionária da RNT, através do qual o produtor se comprometeu a vender à entidade concessionária da RNT, a capacidade total da instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais nele estabelecidas, tendo a REN Trading, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, sucedido à entidade concessionária da RNT na sua posição contratual.

Registe-se que, na fase inicial de desenvolvimento do setor do gás natural, assistiu-se a um forte crescimento do consumo desta matéria-prima em Portugal. Em apenas 10 anos, entre 1996, ano de arranque deste setor em termos de consumo, e o ano de 2005, o consumo de gás natural atingiu um nível superior ao atual. Nesse último ano, cerca de 80% do gás natural era consumido por centros electroprodutores ou por grandes consumidores ligados em alta pressão. O restante era consumido ao nível das redes de distribuição em média e baixa pressão que forneciam consumidores domésticos e pequenas ou médias indústrias. Perspetivava-se, desse modo, uma margem de crescimento do consumo de gás natural ainda importante, designadamente devido ao incremento do consumo nas áreas que já beneficiavam de infraestruturas e à expansão da rede de gás natural nas áreas de concessão das distribuidoras de gás natural.

A segurança de abastecimento de gás natural era assim um objetivo importante para o setor. Deste modo, até à publicação do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que alterou a concessão da Transgás foram celebrados, para além do contrato com a Sonatrach, mais 3 contratos de fornecimento de gás natural a longo prazo (com prazos iguais ou superiores a 20 anos) do tipo *take or pay* com a Nigéria. No início de 2006, os volumes de importação de gás natural contratualizados no âmbito desses contratos superavam o consumo de gás natural desse ano, perspetivando um crescimento do consumo de gás natural que não se verificou.

REVISÃO DO CONTRATO DE CONCESSÃO DA TRANSGÁS

Com a publicação em 2006 dos diplomas que transpuseram as Diretivas n.º 2003/55/CE e 2004/67/CE, designadamente o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu as bases gerais de funcionamento e de organização do SNGN e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que estabeleceu o regime jurídico das atividades desenvolvidas no SNGN, a liberalização gradual do mercado do gás natural bem como a revisão do contrato de concessão da Transgás, terminou o regime assente num importador único de gás natural com a exclusividade de fornecimento de gás natural em Portugal em Alta Pressão. No entanto, o grupo Galp Energia continuou titular dos contratos de *take or pay* em causa. Neste novo regime, o grupo Galp Energia, enquanto comercializador do SNGN, deveria satisfazer em primeiro lugar o mercado regulado com o gás natural adquirido através desses contratos, sendo que os excedentes poderiam ser revendidos no mercado liberalizado.

O risco associado ao cumprimento das obrigações de consumo mínimo de gás natural estipuladas nesses contratos continuou a ser transferido para os consumidores de gás natural e do setor elétrico. A transferência para os consumidores de gás natural verifica-se com a possibilidade de condicionar o processo de liberalização de mercado, através do acesso de terceiros às redes ou do fornecimento de gás natural excedentário, caso a gestão dos contratos ToP pudesse criar graves dificuldades económicas ou financeiras, levantada pelo artigo 73.º da versão original do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho. Esta

norma, revogada com a publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que alterou e republicou o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, transpunha o artigo 21.º da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de Junho de 2003. A transferência de risco para os consumidores de energia elétrica verifica-se pela obrigação de aquisição de gás natural pendente sobre a central da Turbogás e a consequente recuperação dos custos por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema do setor elétrico.

Enquanto os riscos são partilhados com os consumidores, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 109/2006, de 23 de Agosto⁶, estipula que os ganhos resultantes da revenda dos excedentes de gás natural não vendidos no mercado regulado não o sejam, incrementando desta forma o valor económico dos contratos ToP para o grupo Galp Energia enquanto titular desses contratos, em detrimento dos consumidores. Registe-se que, no processo de lançamento dos seus regulamentos em 2006, a ERSE sustentou a partilha dos ganhos decorrentes das vendas dos contratos ToP entre o Grupo Galp Energia e os consumidores de gás natural, tal como se descreve no ponto seguinte.

b. HISTÓRICO DO ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

O alargamento da CESE é justificado, na exposição de motivos apresentada, por referência a desequilíbrios sistémicos do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e à prática de preços de venda a clientes finais mais elevados do que na generalidade dos demais Estados-Membros.

Adicionalmente, na exposição de motivos é referido que a fixação dos preços de gás natural é influenciada, entre outros fatores, pela própria arquitetura do regime da organização do SNGN, que determina que os custos a pagar pelas infraestruturas de alta pressão sejam inteiramente repercutidos nos consumidores de gás natural, e que os eventuais benefícios associados à revenda deste produto, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*, previstos no artigo 39.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 65/2008, de 9 de abril, 66/2010, de 11 de junho, e 231/2012, de 26 de outubro, sejam exclusivamente dos operadores que sejam titulares dos mesmos.

As preocupações reveladas relativamente à sustentabilidade do setor do gás natural, motivadas pela incerteza relativamente ao comportamento da procura no futuro, incluindo por parte dos produtores de energia elétrica, são partilhadas no contexto europeu tanto pela ACER – Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia, como pelo CEER – *Council of European Energy Regulators* (“*Energy Regulation: A Bridge to 2025*”, setembro de 2014).

⁶ Este diploma regula a modificação do contrato de concessão celebrado com a Transgás em 1993, definindo as atividades cujo exercício esta empresa mantém e aquelas que passa a exercer, direta ou indiretamente, em regime de concessão e de licença, bem como as atividades de que dá quitação.

A este enquadramento, acrescem especificidades do mercado português que, como refere a proposta de lei, conduzem a que os preços de venda a clientes finais sejam, efetivamente, mais elevados do que na generalidade dos demais Estados-Membros.

No que respeita ao desequilíbrio instituído na denominada arquitetura do regime da organização do SNGN, a ERSE sublinha que até 2006 o mesmo assentava, essencialmente, no regime de concessões e que, nessa data, dentro dos poderes que lhe passaram a estar legalmente conferidos, a ERSE promoveu regulamentação que procurava garantir uma simetria regulatória entre eventuais ganhos e perdas geradas pela execução dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo em regime de *take or pay*.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, que estabeleceu os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do SNGN e incumbências regulatórias à ERSE, esta Entidade Reguladora colocou em consulta pública, a 22 de junho de 2006, a proposta de regulamentação do setor prevendo no projetado Regulamento de Relações Comerciais que “Os ganhos obtidos pelo comercializador de último recurso grossista através da participação nos mecanismos previstos no número anterior (de venda das quantidades de gás natural adquiridas no âmbito dos contratos de longo prazo em regime de *take or pay*), são objeto de partilha com os consumidores do SNGN através dos mecanismos previstos no RT [Regulamento Tarifário].”, designadamente nos seus artigos 70.º e seguintes.

Subjacente a este quadro regulamentar estava o entendimento firmado pela ERSE, vertido nos documentos que refletem a discussão dos comentários à proposta de regulamentação do setor do gás natural, no sentido de que a exposição ao risco por parte do titular dos contratos de longo prazo e em regime de *take or pay* estava reduzida em virtude de, quer comercializadores de último recurso retalhistas, quer o comercializador de último recurso grossista, estarem vinculados pela obrigação de adquirir as quantidades de gás natural necessárias à satisfação dos consumos dos seus clientes podendo apenas adquirir gás natural por recurso a outras modalidades de contratação no caso de insuficiência das quantidades tituladas nos contratos de longo prazo.

Pelo que, inversamente, no entender da ERSE, a entidade que assegura a gestão dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take or pay* deveria colocar as quantidades excedentárias (resultantes da diferença entre as quantidades contratualmente contratadas no aprovisionamento e as quantidades globais das entidades abrangidas pela obrigação de fornecimento prioritário) através de mecanismos de mercado e fazer repartir 50% dos ganhos com os consumidores de gás natural.

Todavia, este quadro regulamentar, que chegou a ser aprovado com aquela simetria regulatória entre ganhos e perdas a 11 de setembro desse ano⁷, nunca pôde ser efetivamente aplicado, atentos designadamente os termos da modificação do contrato de concessão celebrado entre o Estado Português e a TRANSGÁS que veio a ocorrer dois meses depois, no quadro de um novo diploma legal entretanto aprovado e dos poderes que eram conferidos à ERSE.

Com efeito, o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, publicado um mês depois da consulta pública promovida pela ERSE, veio prever a manutenção na titularidade da TRANSGÁS dos contratos de aprovisionamento de gás natural de longo prazo e em regime de *take or pay*, num quadro que permitia a possibilidade de derrogação do direito de acesso às redes por terceiros caso a empresa de gás natural se deparasse, ou considerasse que se deparava, com graves dificuldades económicas e financeiras devido aos compromissos inerentes a contratos de aquisição de gás em regime *take or pay*.

Dois meses depois, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 109/2006, de 23 de agosto, foram então estabelecidas as condições concretas da modificação do contrato de concessão celebrado entre o Estado Português e a TRANSGÁS em 14 de Outubro de 1993, através do qual foi atribuída a esta Sociedade a concessão de serviço público de importação, transporte e fornecimento de gás natural. Tendo sido previsto no n.º 3 da cláusula 10.ª da minuta aprovada por aquela Resolução que, uma vez cumpridas pela TRANSGÁS as obrigações de venda de gás natural ao comercializador de último recurso, no âmbito dos contratos em regime *take or pay*, a TRANSGÁS era “livre de vender as quantidades disponíveis no âmbito da sua atividade de comercialização de gás natural em regime de mercado livre”.

Em face deste enquadramento e, na ausência de poderes para fazer valer o seu enquadramento regulamentar, a ERSE viu-se obrigada a abandonar as normas regulamentares que previam a partilha com os consumidores do SNGN dos ganhos obtidos pelo comercializador do SNGN.

Em 2012, por forma do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procede à terceira alteração ao Decreto -Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, foi revogada a possibilidade de derrogação do direito de acesso às redes por terceiros anteriormente prevista.

II- Comentários específicos

II –A) CONCORDÂNCIA DOS CALENDÁRIOS FISCAL E REGULATÓRIO

A proposta de Lei estabelece, no seu artigo 3.º, a base de incidência da contribuição extraordinária sobre o setor energético, mencionando que esta última se aplica, nas condições gerais, à base de ativos do

⁷ V.º d artigo 60.º do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado pelo Despacho da ERSE n.º 19 624-A/2006, de 11 de Setembro, e publicado no, D.R. (II série) de 25 de Setembro (suplemento).

sujeito passivo assim definida nos termos do n.º 1 daquele artigo ou, quando superior, ao valor global dos ativos regulados (conforme estabelece o n.º 3 do mesmo artigo).

Com base nesses valores, os sujeitos passivos deverão liquidar este imposto até 31 de outubro de 2015 e 30 de maio, no caso da extensão da CESE que consta da proposta de Lei n.º 278/XII. No entanto, o calendário regulatório definido nos regulamentos da ERSE e, em especial no Regulamento Tarifário não é totalmente compatível com essas datas. O calendário regulatório assenta no cumprimento de datas para a validação dos dados relativos à aplicação e definição das tarifas reguladas no setor elétrico e no setor do gás natural.

A ERSE entende que a utilização da base de ativos regulados deverá ter por referência o valor dos ativos definidos no n.º 1 do artigo 3.º, para um mesmo período temporal. Neste sentido, convirá ter presente a existência de um desfasamento temporal entre os calendários fiscal e regulatório – com efeito, se em final de outubro, quando é devida a contribuição extraordinária sobre o setor energético, o ano fiscal trata já se encontra obrigatoriamente fechado, o exercício contabilístico regulatório equivalente em tempo ainda poderá sofrer ajustamentos, tanto no caso do setor elétrico, como no caso do setor do gás natural. O exercício tarifário, que integra também a base de ativos regulados, terá uma conclusão até 15 de dezembro de cada ano, para o setor elétrico, e até 15 de junho do ano seguinte para o setor do gás natural.

Tendo presente este desfasamento temporal, convirá ter presente que a base de ativos regulados na data de liquidação da contribuição, corresponde assim a um valor previsional e/ou proposto, ainda sujeito a alteração em função do que vier a ser aprovado em sede tarifária de cada um dos mencionados setores. Assim, por forma a compatibilizar os dois calendários deveria ser reconhecida a definição de um valor provisório e a possibilidade de rever posteriormente esse valor, tendo em conta os valores definitivos, publicados pela ERSE. De salientar que, o desfasamento entre os calendários regulatório e tributável não tem sido impeditivo da aplicação da CESE, tendo em conta a relativa pouca materialidade do impacte das diferenças entre os valores dos ativos para efeitos regulatórios e contabilísticos na aplicação da CESE. No entanto, a ERSE defende que esta norma poderia beneficiar se incorporasse já à partida a possibilidade do montante do ativo regulatório para efeitos da aplicação da CESE ser ajustado com base no valor definitivo apurado para efeitos regulatórios.

Do atrás exposto decorre que, na redação do n.º 8 do artigo 3.º, se poderia acrescentar clareza de aplicação ao esclarecer o entendimento da expressão “(...) valor reconhecido pela ERSE para efeitos de apuramento dos proveitos permitidos (...)” e igualmente, contemplar a existência de acertos em sede de apuramento da CESE. Para tal, a ERSE propõe a seguinte redação do n.º 8 do artigo 3.º.

“8 – Para efeitos do disposto no n.º 3, entende-se por «valor dos ativos regulados» o valor reconhecido pela ERSE para efeitos de apuramento dos proveitos permitidos nas tarifas do ano seguinte ao apuramento da contribuição extraordinária sobre o setor energético, com referência a 1 de janeiro de 2015.

8+1 – O valor de contribuição extraordinária sobre o setor energético é apurado, num primeiro momento, tendo por base valores previsionais de ativos regulatórios, ficando sujeito a um acerto posterior, tendo em conta a publicação por parte da ERSE dos valores definitivos do valor dos ativos regulados”.

II- B) ANÁLISE À AFETAÇÃO DOS MONTANTES DA CESE AOS ENCARGOS DO SNGN ATRAVÉS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA DO SNGN

a. AFETAÇÃO DA EXTENSÃO DA CESE AOS ENCARGOS DO SNGN

A partilha dos ganhos resultantes dos excedentes teria permitido diminuir os custos para os consumidores decorrentes da diminuição do consumo de gás natural em Portugal, que se verificou a partir de 2010 e que se deveu em grande medida à quebra no consumo das centrais de ciclo combinado a gás natural. A diminuição do consumo de gás natural desajustou as estratégias de longo prazo que tinham sido previamente definidas para o desenvolvimento do setor do gás natural e que se tinham concretizado nos investimentos em infraestruturas e no abastecimento do mercado nacional em gás natural assente em contratos de longo prazo. O desfasamento entre o nível da procura e o nível de investimentos tem tido como consequência o incremento nas tarifas de acesso às redes de gás natural, porquanto a grande maioria dos custos deste setor corresponde a custos fixos de investimento em infraestruturas em alta pressão (rede de transporte, cavernas de armazenamento, terminal de gás natural liquefeito) e média e baixa pressão (redes de distribuição, unidades autónomas de gás natural), cuja recuperação é garantida pelo Estado concedente às concessionárias nos respetivos contratos de concessão ou licenças. Em contrapartida, a quebra da procura aumentou as oportunidades de colocação do gás natural excedentário dos contratos ToP, nomeadamente porque fatores externos⁸ tornaram competitivo o preço do gás natural na Península Ibérica face ao preço praticado noutros mercados, permitindo a venda destes excedentes nesses mercados e beneficiando o grupo Galp Energia enquanto titular desses contratos.

A afetação de montantes associados ao valor dos contratos ToP aos encargos do SNGN que consta da proposta de Lei n.º 278-XII constitui assim para a ERSE um *apport* positivo para a sustentabilidade do SNGN, que se justifica tendo em conta as características e origem desses contratos.

b. APLICAÇÃO DOS MONTANTES À PARCELA II TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Nesse ponto, são analisados os fundamentos da afetação referido na proposta de Lei n.º 278-XII, dos montantes decorrentes da extensão da CESE aos contratos ToP aos custos recuperados pelas tarifas de Uso Global do Sistema do SNGN que não incluem as tarifas aplicáveis aos centros electroprodutores, isto é, a parcela II das tarifas de Uso Global do Sistema.

⁸ Registe-se, por exemplo, o acidente nuclear em Fukushima, no Japão, ou ainda a seca prolongada no Brasil.

As tarifas de Uso Global do Sistema, tal como as tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, fazem parte das tarifas de Acesso às Redes definidas pela ERSE. Estas tarifas são pagas por todos os consumidores, quer se lhes aplique tarifas de venda a cliente finais definidas em regime de mercado ou reguladas, isto é, definidas pela ERSE. Para além dessas tarifas, as tarifas de venda a cliente finais reguladas incorporam igualmente tarifas de Comercialização e de Energia definidas pela ERSE, que não se aplicam no regime de mercado.

As tarifas de Uso Global do Sistema são compostas por duas parcelas: i) a parcela I que permite recuperar os custos de gestão do sistema; ii) a parcela II que permite recuperar os desvios da atividade de compra e venda de gás natural definidos no âmbito da sustentabilidade dos mercados. Enquanto a primeira parcela é paga por todos os consumidores, a segunda parcela não é paga pelos centros electroprodutores. No que à aplicação da parcela II diz respeito, o conceito de sustentabilidade está associado ao processo de liberalização do mercado. Após a total liberalização do setor do gás natural em janeiro de 2010, para cada segmento de consumo, o regime de tarifas de venda a cliente finais reguladas passou a coexistir com um regime de tarifas de venda a cliente finais definidas em mercado. Esta ocorrência reforçou a necessidade por parte da ERSE de implementar formas de regulação que assegurassem a proteção dos interesses económicos dos consumidores, bem como o funcionamento eficiente e sustentado desses dois regimes. Em particular, procurou-se garantir que o processo de transição para o mercado não condicionasse a capacidade das tarifas recuperarem os custos ocorridos e deste modo não impactasse na sustentabilidade do sistema, designadamente devido a existência de desvios entre os custos recuperados pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas (CURr)⁹ por aplicação das tarifas de Energia e os custos ocorridos. Estes desvios podem dever-se, por exemplo, às evoluções não previstas da procura ou dos preços de energia ou a custos extraordinários associados à gestão por parte do comercializador do SNGN dos contratos ToP.

Com a saída dos consumidores do regime regulado para o regime de mercado, os desvios na componente de energia das tarifas de venda a cliente finais reguladas têm um impacte maior nos consumidores que se mantêm no regime regulado. Este facto pode tornar artificialmente, mais ou menos elevado, o preço na tarifa de venda a clientes finais regulada face às tarifas em regime de mercado, acelerando ou retardando a evolução da transição dos consumidores para o regime de mercado, pondo em causa a sustentabilidade de ambos os regimes.

Deste modo, a afetação dos montantes recuperados pela extensão da CESE à redução da parcela II das tarifas de Uso Global do Sistema que consta da proposta de diploma é compreensível não apenas pela

⁹ Atualmente, no sistema com tarifas de venda a cliente finais reguladas, o comercializador de último recurso grossista (CURg) adquire o gás natural ao comercializador do SNGN, titular dos contratos de aquisição de gás natural em regime de *take or pay* em causa, ou pode ainda adquirir o gás natural através de outras formas de aquisição (até à data, o CURg tem adquirido a integralidade das quantidades ao comercializador do SNGN). As tarifas de Energia, definidas pela ERSE, são aplicadas pelo CURg aos comercializadores de último recurso retalhistas (CURr), permitindo assim recuperar os proveitos da atividade de Compra e Venda de gás natural. Por sua vez, os CURr recuperam esses proveitos através das tarifas de energia aplicadas aos seus clientes.

correspondência entre a origem destes montantes, associados aos contratos ToP, e os desvios recuperados por estas parcelas, como também pelo objetivo comum de promoção da sustentabilidade do SNGN que justificou a criação da parcela II das tarifas de Uso Global do Sistema, bem como e da extensão da CESE aos contratos ToP que consta da proposta de Lei n.º 278-XII.

O facto da aplicação dos montantes da extensão da CESE não beneficiar os centros electroprodutores ao ser aplicada à parcela II é igualmente compreensível. Tal como foi anteriormente referido, os principais riscos que pendem sobre a sustentabilidade do setor do gás natural decorrem de um desalinhamento entre o nível de procura e os investimentos efetuados, com impacte nas tarifas de acesso. Neste cenário, justifica-se que a aplicação dos montantes obtidos com a extensão da CESE aos contratos ToP incida sobre uma das componentes das tarifas de acesso, as tarifas de Uso Global do Sistema, pela natureza dessas tarifas.

A queda do nível da procura decorre principalmente da diminuição da procura por parte dos centros electroprodutores, cujos impactes são principalmente suportados pelos restantes consumidores. Em 2008 as centrais de ciclo a gás natural representaram 47% do consumo total de gás natural em Portugal, contudo em 2013 apenas 7% do consumo de gás natural deveu-se a este segmento de consumidores. Um conjunto de fatores, conjunturais e estruturais¹⁰, justificou a forte diminuição da produção de energia elétrica por parte destas centrais, e consequentemente, do consumo de gás natural até um nível quase residual.

Assim, a aplicação dos montantes da CESE em causa à parcela II permite que desses montantes beneficiem os consumidores que mais têm suportado os efeitos nas tarifas de acesso decorrentes da queda da procura, aumentando a sua eficácia.

II-C) CONDICIONAMENTO DO DIREITO A RECEBER AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS

A proposta de Lei em análise adita ao regime da CESE uma nova norma, sob a epígrafe ajustamentos tarifários, que condiciona o direito de receber, através das tarifas de gás natural, o montante dos ajustamentos tarifários positivos e dos encargos financeiros associados devidos às entidades titulares de licenças de comercialização de último recurso de gás natural, nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 87/2011, de 18 de julho, ao pagamento integral da CESE respeitante aos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay*.

Vale isto por dizer que a norma proposta deixa claro que o eventual não pagamento integral da CESE pelo titular dos contratos de longo prazo e em regime de *take or pay*, implicará um obstáculo legal ao

¹⁰ A estagnação do consumo de energia elétrica desde 2006, conjugada com o forte incremento da produção de energia elétrica por centrais em regime especial (regime garante a venda da energia produzida a um preço preestabelecido), designadamente centrais eólicas, constituiu o principal fator estrutural. Por este motivo, o incremento deste tipo de produção reduziu a capacidade de colocação da energia produzida pelas centrais de ciclo combinado a gás natural.

recebimento, pelas entidades titulares de licenças de comercialização de último recurso de gás natural, de quaisquer ajustamentos tarifários positivos e dos encargos financeiros associados devidos nos termos do Decreto-Lei n.º 87/2011, de 18 de julho, através das tarifas do gás natural, fixadas pela ERSE. O que merece, do ponto de vista regulatório, algumas observações.

Em primeiro lugar, cumpre precisar que a projetada norma parece propor-se condicionar o direito a ajustamentos tarifários (e encargos financeiros associados) devidos às entidades reguladas do setor do gás natural que estejam previstos no Decreto-Lei n.º 87/2011, de 18 de julho. Destarte, estarão apenas em causa os ajustamentos tarifários que sejam avaliados, reconhecidos e divulgados no âmbito do processo de cálculo de tarifas, de forma segregada em relação a cada entidade, nos termos do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.

O regime legal em questão permite que as entidades afetadas possam ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito de receber, através das tarifas de gás natural, o montante dos ajustamentos tarifários positivos e dos encargos financeiros associados, tutelando terceiros adquirentes (cessionários) nomeadamente no que respeita à faturação e cobrança dos créditos cedidos e à entrega dos montantes cobrados através das tarifas de gás natural que continuam a ser asseguradas, inclusive em caso de insolvência das entidades reguladas.

Em segundo lugar, sublinhar que, não obstante as relações de grupo societário que se verificam em muitos casos, o comercializador do SNGN, entidade titular dos contratos de longo prazo em regime de *take or pay* (prevista na Regulamentação da ERSE e no artigo 39.º-A do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente), é entidade jurídica distinta das entidades titulares de licenças de comercialização de último recurso de gás natural (previstas na Regulamentação da ERSE e nos artigos 40.º a 43.º-A do mesmo Decreto-Lei).

Assim, no setor do gás natural, os comercializadores de último recurso retalhista adquirem gás natural ao comercializador de último recurso grossista que, por sua vez, adquire aquela *commodity* junto do comercializador do SNGN, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime *take or pay*, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais¹¹.

Visto que a proposta de diploma em causa visa alargar à CESE ao comercializador do SNGN, justifica-se que o artigo 3.º explicita os fluxos económicos com origem em transações efetuadas com este agente. Neste sentido, julga-se apropriado que o comercializador de último recurso grossista seja diretamente referido, por ser o agente com atividades reguladas que se relaciona diretamente com o comercializador do SNGN. Por outro lado, visto que alguns dos custos repassados para a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dizem respeito a custos extraordinários decorrentes da gestão dos contratos ToP por parte do

¹¹ Artigo 43.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, e artigo 42.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação vigente.

comercializador do SNGN, esta circunstância deveria igualmente ser contemplada com a referência à natureza dos ajustamentos tarifários abrangidos. Deste modo, a ERSE sugere a seguinte redação:

“O direito de receber, ..., o montante dos ajustamentos tarifários referentes a anos anteriores, definidos para efeitos de garantia da sustentabilidade do SNGN, e dos encargos financeiros associados devidos à entidade titular da licença de comercialização de último recurso grossista de gás natural, nos termos definidos no Decreto-Lei nº 87/2011, de 18 de julho....

Por fim, por forma a melhor operacionalizar o regime instituído, por razões de ordem prática, será útil prever-se que a Administração Tributária fica obrigada a enviar atempadamente à ERSE informação sobre o pagamento integral da CESE nos casos previstos no n.º 2 do artigo 3.º.

III- Parecer da ERSE

A ERSE defende que, a aplicação da CESE aos contratos *take or pay* celebrados antes do Decreto-lei n.º 140/2006, de 26 de julho, para a posterior reversão para a diminuição dos encargos do SNGN suportados pelos consumidores, contemplada na proposta de Lei n.º 278/XII, permite reequilibrar a relação entre estes últimos e o titular dos contratos quanto aos riscos e benefícios que lhes estão associados e contribuir para a sustentabilidade económica do setor do gás natural em Portugal pelo que, sem prejuízo dos aspetos de melhoria indicados em sede de comentários específicos, a ERSE nada obsta à aprovação do diploma por parte da Assembleia da República Portuguesa.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 19 de fevereiro de 2015.

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vitor Santos

Dr. Ascenso Simões

Dr. Alexandre Santos